



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**PROPUESTAS PARA MITIGAR LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA ZONA CENTRAL DE GUATEMALA**

Alex Raúl Gutiérrez Mejía

Asesorado por el Ing. Carlos Alberto González Monterroso

Guatemala, julio de 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**PROPUESTAS PARA MITIGAR LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA
ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA ZONA CENTRAL DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

ALEX RAÚL GUTIÉRREZ MEJÍA

ASESORADO POR EL ING. CARLOS ALBERTO GONZÁLEZ MONTERROSO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, JULIO DE 2014

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
VOCAL I	Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno
VOCAL II	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Narda Lucía Pacay Barrientos
VOCAL V	Br. Walter Rafael Véliz Muñoz
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Marvin Marino Hernández Fernández
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

PROPUESTAS PARA MITIGAR LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA ZONA CENTRAL DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 19 de mayo de 2011.



Alex Raúl Gutiérrez Mejía

Guatemala, 27 de noviembre de 2013

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador del Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica.
Facultad de Ingeniería.
Universidad de San Carlos de Guatemala.
Presente

Estimado Ingeniero González:

Por medio de la presente hago constar que he revisado y dado mi aprobación al informe final de trabajo de graduación titulado "**Propuestas para Mitigar las Interrupciones de Suministro de Energía Eléctrica en una Red de Distribución en la Zona Central de Guatemala**", del estudiante de Ingeniería Eléctrica Alex Raúl Gutiérrez Mejía quien se identifica con el carné número 1999-11012.

Sin otro particular, me suscribo de usted.

Cordialmente.

"ID Y ENSEÑAD A TODOS"



Ing. Carlos Alberto González Monterroso

Ingeniero Electricista

Colegiado No. 5972

Carlos Alberto González Monterroso
Ingeniero Electricista
Colegiado. 5972



Ref. EIME 19. 2014

Guatemala, 14 de FEBRERO 2014.

Señor Director
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
PROPUESTAS PARA MITIGAR LAS INTERRUPCIONES DE
SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA RED DE
DISTRIBUCIÓN EN LA ZONA CENTRAL DE GUATEMALA,
del estudiante ALEX RAÚL GUTIÉRREZ MEJÍA, que cumple con
los requisitos establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Francisco Javier González López
Coordinador Área Potencia



STO



REF. EIME 18. 2014.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; ALEX RAÚL GUTIÉRREZ MEJÍA titulado: PROPUESTAS PARA MITIGAR LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA ZONA CENTRAL DE GUATEMALA, procede a la autorización del mismo.

Ing. Guillermo Antonio Puente Romero



GUATEMALA, 15 DE MAYO 2014.



El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **PROPUESTAS PARA MITIGAR LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN UNA RED DE DISTRIBUCIÓN EN LA ZONA CENTRAL DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Alex Raúl Gutiérrez Mejía** y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olimpo Paiz Recinos
Decano



Guatemala, julio de 2014

ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por brindarme la vida y llenarme de bendiciones en todo tiempo.
Mis padres	Guillermo Efraín Gutiérrez Valdizón y Petronila Mejía Ruiz de Gutiérrez, con todo mi amor y admiración por su apoyo incondicional, consejos y por darme palabras de aliento en los momentos difíciles de mi vida.
Mi hermana	María Victoria, por sus muestras de interés e impulso en alcanzar este gran sueño.
Mi familia	Por su apoyo y ejemplo para lograr lo que se proponen.
Mis amigos	Por compartir conmigo buenos momentos que me llenan de recuerdos maravillosos.
Mis catedráticos	Que aportaron sus conocimientos y experiencia para complementar mi formación profesional.
La Facultad de Ingeniería	Por permitirme conocer y compartir conocimientos con grandes amistades que durarán toda la vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Dios	Porque en todo tiempo ha estado conmigo y a Él le debo todo lo que tengo y lo que soy.
Mis padres	Por el ejemplo continuo de superación y ser el medio que Dios ha usado para guiarme en el sendero de la vida.
Mi asesor	Ingeniero Carlos Alberto González Monterroso, por su apoyo, confianza y asesoría recibida en este trabajo de investigación.
Empresa Eléctrica de Guatemala S. A.	Por su valiosa colaboración y las facilidades proporcionadas en la información utilizada para desarrollar esta investigación.
La Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica	Por su gran aporte en la formación de profesionales de la Ingeniería Eléctrica.
La Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser mi casa de estudios y permitirme formarme como profesional.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	V
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XIII
RESUMEN.....	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN.....	XXI
1. CONCEPTOS BÁSICOS DE INTERRUPCIONES.....	1
1.1. Generalidades	1
1.2. Importancia de minimizar interrupciones en la actualidad	3
1.3. Beneficios de la continuidad de suministro eléctrico	7
1.4. Problemas e implicaciones de las interrupciones de suministro eléctrico.....	8
1.5. Normativa para evaluar la continuidad de suministro eléctrico	10
1.5.1. Índices de calidad para interrupciones	10
1.5.1.1. Frecuencia media de interrupción por kilovoltio amperio (FMIK).....	11
1.5.1.2. Tiempo total de interrupción por kilovoltio amperio (TTIK).....	12
1.5.1.3. Frecuencia de interrupción por usuario (FIU).....	12
1.5.1.4. Tiempo de interrupción por usuario (TIU)	13
1.5.2. Tolerancias	13

1.5.3.	Cálculo de indemnizaciones.....	14
1.6.	Elementos de protección y maniobras	16
1.7.	Proceso de restablecimiento ante una interrupción	20
2.	CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	23
2.1.	Por su modalidad	23
2.1.1.	Programadas.....	23
2.1.2.	Forzadas	25
2.2.	Por su duración	26
2.2.1.	Larga duración	26
2.2.2.	Corta duración.....	26
2.2.3.	Según subsector eléctrico guatemalteco.....	27
2.3.	Por su naturaleza	28
2.3.1.	Propias	28
2.3.1.1.	Desconexión de elementos de protección.....	29
2.3.1.2.	Falta de mantenimiento en arbolado	29
2.3.1.3.	Violación de libranzas en la construcción	29
2.3.1.4.	Falta de coordinación y ajuste de dispositivos de protección	30
2.3.1.5.	Daño de equipos y elementos en la red de distribución	30
2.3.1.6.	Falla de elementos de la red por vejez o contaminación.....	30
2.3.2.	Ajenas	31
2.3.2.1.	Contacto de animales.....	31
2.3.2.2.	Percance humano	31

	2.3.2.3.	Vandalismo	32
	2.3.2.4.	Desastres naturales	32
	2.3.2.5.	Daños por terceros	32
	2.3.2.6.	Postes chocados	33
	2.3.2.7.	Caída de árboles y ramas sobre la red eléctrica	33
	2.3.2.8.	Disparo de líneas de transmisión.....	33
	2.3.2.9.	Desconexión por baja frecuencia.....	34
	2.3.2.10.	Desconexión manual de carga	34
	2.3.2.11.	Disparo general o <i>blackout</i>	35
3.		ESTRUCTURA Y OBTENCIÓN DE DATOS DE UNA RED	37
3.1.		Características de la red de distribución.....	37
3.2.		Obtención de condiciones iniciales.....	45
	3.2.1.	Atención de averías a través de teleservicio y centro de operación utilizando sistema de desperfectos	45
	3.2.2.	Registro de interrupciones en sistema scada y bitácora.....	50
	3.2.3.	Mediciones con analizadores de calidad de energía	54
3.3.		Elección de puntos a monitorear	55
	3.3.1.	Monitoreo de las interrupciones de scada en un semestre típico	59
	3.3.2.	Monitoreo de interrupciones en sistema desperfectos en un semestre típico	62
4.		ESTIMACIÓN ECONÓMICA ASOCIADA A INTERRUPCIONES	65
4.1.		Costo de la energía no suministrada en un mes típico	65

4.2.	Costo estimado de pago de indemnizaciones por FIU y TIU ...	67
4.3.	Costos estimados asociados al restablecimiento de suministro eléctrico en el mes típico a analizar	74
4.4.	Costo asociado a mantenimiento de la red	78
4.5.	Costos estimados por instalación de elementos de protección.....	79
4.6.	Costo por interconexión entre circuitos y automatismos	83
5.	PROPUESTAS PARA MITIGAR LAS INTERRUPCIONES	87
5.1.	Implementación de soluciones por calidad de servicio	88
5.1.1.	Optimización del flujo de información con el centro de control y mantenimiento para implementar mejoras.....	88
5.1.2.	Mantenimiento predictivo en centros de transformación y red de baja tensión	92
5.1.3.	Gestiones propias de mantenimiento predictivo en ramales primarios.....	96
5.2.	Soluciones por parte del centro de control	101
5.2.1.	Automatización del proceso de envío y recepción de boletas para atención de averías	102
5.2.2.	Localización a través de gps de flota vehicular	104
5.3.	Análisis de resultados	107
5.3.1.	Cálculos para el segundo semestre 2012 y primer semestre 2013	108
5.3.2.	Análisis de resultados	111
	CONCLUSIONES.....	115
	RECOMENDACIONES	117
	BIBLIOGRAFÍA.....	119

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Recorrido de la energía eléctrica hasta su distribución.....	1
2.	Gráfica de la perturbación en el voltaje y corriente al momento de restablecer el suministro de energía eléctrica.....	5
3.	Dispositivos de protección utilizados actualmente en EEGSA.....	18
4.	Ubicación de un usuario en sigre.....	21
5.	Anuncio de una interrupción programada que EEGSA publicó en un medio de comunicación escrito.....	24
6.	Tipos de construcción de la red de distribución utilizados por EEGSA para distribuir energía eléctrica.....	38
7.	Diagrama unifilar de un circuito típico de distribución de EEGSA.....	39
8.	Ramal secundario sin tensión al actuar el dispositivo que protege al transformador por una falla que se produjo en dicho ramal.....	41
9.	Ramal primario sin tensión en el cual se produjo una falla y actuó el dispositivo que lo protege.....	42
10.	Ramal principal sin tensión en el cual se produjo una falla y actuó el dispositivo que lo protege.....	43
11.	Precedencia de actuación de dispositivos de protección en un circuito típico de distribución de EEGSA.....	44
12.	Requerimientos generados para el centro de operación e información en un día típico en el sistema de desperfectos.....	46
13.	Boletas generadas por el centro de operación e información en un día típico en el sistema de desperfectos.....	48
14.	Emergencias atendidas durante un mes en un sector de Escuintla.....	49

15.	Interrupción registrada a través de scada en un interruptor de cabecera en un sector de la zona 12 del municipio de Guatemala.....	51
16.	Eventos de bitácora generados por el centro de operación e información en un día típico en la consola de bitácoras	53
17.	Gráfica de una interrupción registrada por un analizador de red en un sector de la zona 10.....	55
18.	Distribución de la red eléctrica de EEGSA en caserío El Milagro	90
19.	Distribución de la red de EEGSA en un sector de la zona 10 en ciudad capital.....	94
20.	Distribución inicial de la red de EEGSA en la colonia Santa Isabel, zona 3 de Villa Nueva	98
21.	Distribución final de la red de EEGSA en la colonia Santa Isabel, zona 3 de Villa Nueva	99

TABLAS

I.	Ahorros en la industria y el comercio por continuidad de suministro y costos incurridos durante las interrupciones	8
II.	Tolerancias para índices globales.....	13
III.	Tolerancias para índices individuales	14
IV.	Registro de interrupciones durante un semestre para un usuario urbano de baja tensión	56
V.	Registro de interrupciones durante un semestre para un usuario rural de baja tensión	57
VI.	Registro de interrupciones durante un semestre para un usuario rural de media tensión	58
VII.	Registro de interrupciones durante un semestre para un usuario urbano de media tensión	59

VIII.	Registro de interrupciones en scada durante un semestre para los elementos automatizados de protección afectados en los usuarios seleccionados	61
IX.	Registro de interrupciones en el sistema desperfectos durante un semestre para los elementos de protección afectados en los usuarios seleccionados.....	63
X.	Desglose de la tarifa simple de energía eléctrica en baja tensión establecida para EEGSA durante el primer día del mes de enero	66
XI.	Costo individual por pago de indemnización para cuatro tipos de usuarios de EEGSA durante un semestre.....	73
XII.	Costo por pago de indemnización semestral para tres circuitos de distribución en diferentes departamentos del área de cobertura de EEGSA.....	74
XIII.	Costo de mano de obra mensual de vehículos contratistas que atendieron boletas en la red de EEGSA en el municipio de Villa Nueva... ..	75
XIV.	Costo de mano de obra mensual de vehículos contratistas que atendieron órdenes de trabajo en el municipio de Villa Nueva.....	76
XV.	Costo mensual de materiales asignados a vehículos contratistas para la atención de boletas en el municipio de Villa Nueva	77
XVI.	Costo promedio mensual en la ejecución del programa de mantenimiento que se realiza en la red de EEGSA	79
XVII.	Costo unitario por instalación de fusibles de protección en la red de distribución de EEGSA.....	81
XVIII.	Costo unitario por instalación de seccionalizadores de protección en la red de distribución de EEGSA	82
XIX.	Costo promedio mensual invertido por interconexión entre circuitos en la red de distribución de EEGSA	84

XX.	Costo promedio por instalación de dispositivos de maniobra en la red de distribución de EEGSA	86
XXI.	Interrupciones del segundo semestre de 2012 en caserío El Milagro.	91
XXII.	Interrupciones del primer semestre de 2013 en caserío El Milagro	91
XXIII.	Resumen de las interrupciones ocurridas en caserío El Milagro entre el segundo semestre de 2012 y primer semestre de 2013	92
XXIV.	Interrupciones del segundo semestre de 2012 en un sector de la zona 10 en ciudad capital	95
XXV.	Interrupciones del primer semestre de 2013 en un sector de la zona 10 en ciudad capital	95
XXVI.	Resumen de las interrupciones ocurridas en un sector de la zona 10 en ciudad capital entre el segundo semestre de 2012 y primer semestre de 2013	96
XXVII.	Interrupciones del segundo semestre de 2012 en la colonia Santa Isabel, zona 3 de Villa Nueva	99
XXVIII.	Interrupciones del primer semestre de 2013 en la colonia Santa Isabel, zona 3 de Villa Nueva	100
XXIX.	Resumen de las interrupciones ocurridas en la colonia Santa Isabel entre el segundo semestre de 2012 y primer semestre de 2013	100
XXX.	Costos asociados para implementar el uso de las tabletas inteligentes para el envío y recepción de la información con la flota vehicular	103
XXXI.	Resumen promedio mensual en la atención de boletas durante el segundo semestre de 2012, según el orden de prioridad	105
XXXII.	Resumen promedio mensual en la atención de boletas durante el primer semestre de 2013, según el orden de prioridad.....	106
XXXIII.	Costo estimado mensual por el uso del sistema de posicionamiento global en la flota vehicular de las empresas contratistas	106

XXXIV.	Tiempo acumulado por interrupciones ocurridas en caserío El Milagro en el segundo semestre 2012 y primer semestre 2013.....	109
XXXV.	Número de interrupciones ocurridas en caserío El Milagro entre el segundo semestre 2012 y primer semestre 2013	109
XXXVI.	Indemnización a pagar durante dos semestres para los usuarios del caserío El Milagro.....	112
XXXVII.	Costo estimado por pago de indemnización por FIU y TIU durante el segundo semestre 2012 y primer semestre 2013 en la red de distribución de EEGSA.....	113

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
I	Corriente eléctrica
FIU	Frecuencia de interrupción por usuario
Hz	Hertz
kVA	Kilo Volt-amperios
kV	Kilovoltio
kWh	Kilo Watt-hora
min	Minuto
%	Porcentaje
Q	Quetzal, moneda de la república de Guatemala
R m s	Root mid square
seg	Segundo
TIU	Tiempo de interrupción por usuario
UTS	Unidad de teleservicio
V	Voltaje

GLOSARIO

AMM	Administrador del Mercado Mayorista, quién coordina las transacciones entre los participantes del mercado mayorista.
Bifásico	Sistema compuesto por dos fases de voltaje y corriente alterna.
Calidad de energía	Conjunto de parámetros que deben cumplirse para que el suministro de energía eléctrica sea continuo, sin distorsiones y que no existan variaciones abruptas en el valor nominal de la tensión, corriente y frecuencia.
Carga	Potencia eléctrica demandada en cualquier instante por una instalación eléctrica o un elemento específico de ella, la cual puede medirse en términos de kW, kVAr, o kVA.
Centro de control	Es el ente que tiene a su cargo la operación de la red del distribuidor y la atención de las averías eléctricas en dicha red.
Circuito primario	Segmentos de la red eléctrica en 13.2 kV que reparten la energía entre los ramales de distribución primarios, transformadores, etc.

CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica, que se encarga de velar por el cumplimiento de las normas técnicas con respecto a la calidad del servicio de distribución de energía eléctrica.
EEGSA	Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A., la cual distribuye energía eléctrica en el área central de Guatemala, la cual incluye los departamentos de Escuintla, Guatemala y Sacatepéquez.
ETCEE	Empresa de Transporte y Control de Energía Eléctrica.
Frecuencia nominal	Frecuencia eléctrica utilizada en el Sistema Nacional Interconectado y que corresponde a un valor de 60 Hz.
INDE	Instituto Nacional de Electrificación.
Interrupción	Ausencia de energía eléctrica en el punto de entrega.
Kilovatio	Unidad de medida de la potencia real que se usa en un circuito de corriente alterna, significa 1 000 vatios.
Monofásico	Sistema compuesto por una fase de voltaje y corriente alterna.
NTSD	Normas Técnicas del Servicio de Distribución emitidas por la CNEE.

Red de distribución	Conjunto de líneas y subestaciones de transformación de electricidad, destinadas a efectuar la actividad de distribución de energía eléctrica a los usuarios. Para fines de este trabajo se refiere al conjunto de instalaciones eléctricas que tienen una tensión nominal desde los 120 V a los 13.2 kV.
SCADA	Sistema de Supervisión y Adquisición de Datos y corresponde a las sílabas en inglés de la frase Supervisory Control and Data Acquisition.
Servicio rural	Servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que no cumplen con las condiciones de servicio urbano.
Servicio urbano	Servicio de energía eléctrica que un distribuidor presta a un usuario, ubicado en poblaciones que son cabeceras departamentales o municipales o, en su defecto en aglomeraciones poblacionales o núcleos integrados a las anteriores, en los cuales la distancia entre las acometidas de estos servicios es menor a cincuenta metros.
Sigre	Sistema de Información Geográfica de la Red Eléctrica, herramienta utilizada por EEGSA para la gestión geográfica de todos sus activos. Cuenta con módulos especiales para el control de interrupciones.

Sistema de desperfectos	Sistema de gestión de averías eléctricas utilizado por el Centro de Control y Teleservicio de EEGSA para el registro, atención y control de las averías en la red ingresadas a través de teleservicio o por requerimiento propio.
Sistema Nacional Interconectado	Red eléctrica de la república de Guatemala, la cual funciona interconectada con una misma frecuencia.
Tensión	Voltaje o diferencia de potencial efectiva (rms) entre dos conductores o entre un conductor y tierra.
Tensión nominal	Valor efectivo de la tensión eléctrica o voltaje en sus diferentes niveles, el cual sirve como base para calcular las desviaciones de los parámetros eléctricos que se controlarán para medir la calidad del servicio eléctrico.
Trifásico	Sistema compuesto por tres fases de voltaje y corriente alterna.
Usuario	Titular o poseedor de un bien inmueble que recibe el suministro de energía eléctrica.
Usuario contaminante	Usuario que al ser conectado a una red eléctrica provoca distorsiones y variaciones en los valores de tensión, corriente y frecuencia.

RESUMEN

El propósito del presente trabajo de graduación es realizar un análisis del impacto que tienen las interrupciones de suministro de energía eléctrica en la actualidad y presentar varias mejoras para implementarse en los procesos que se aplican actualmente en las distribuidoras de energía, como una alternativa adecuada para mejorar la calidad del producto técnico.

El análisis del impacto que tienen las interrupciones se presenta en el capítulo 4. Pero para llegar a ello primero se hace una presentación de los conceptos básicos que dan a conocer la importancia y los beneficios de la continuidad del suministro de energía eléctrica.

En el capítulo 1 se presenta la normativa vigente con la cual se evalúa la continuidad del suministro eléctrico en Guatemala y esto incluye las fórmulas para el cálculo de los índices de calidad para interrupciones, las tolerancias y el cálculo de indemnizaciones.

Asimismo se presenta, de manera muy superficial, los elementos de protección y de maniobras que son utilizados para la operación de la red de distribución; y el proceso que se usa para restablecer el suministro de energía eléctrica cuando sucede una interrupción.

En el segundo capítulo se realiza una clasificación de las interrupciones y para ello se presentan algunos criterios para agruparlas según el modo en que suceden, por la duración y por la naturaleza de ocurrencia.

Al realizar el análisis de áreas afectadas por interrupciones, se necesitan datos cuantitativos por medio de un sistema de obtención de datos, de manera que en un momento específico pueda determinarse la cantidad de veces de ocurrencia de interrupciones y el tiempo acumulado durante algún semestre.

En el capítulo 3 se presentan los mecanismos de obtención de datos y las principales características de la red de distribución que suministra energía eléctrica a los usuarios en la zona central de Guatemala.

Además se presenta el registro de interrupciones en detalle durante un semestre para cuatro usuarios específicos, los cuales representan todas las posibilidades de usuarios existentes en la red de distribución bajo estudio.

Luego de conocer los datos concretos se realizan cálculos de costos por interrupciones y por mejoras en la red, lo cual se aborda en el capítulo 4.

Después de presentar los costos asociados a interrupciones y a las mejoras que se realizan periódicamente en la red de distribución, se proponen algunas soluciones alternativas para mitigar las interrupciones del suministro de energía eléctrica.

Para ello se sugiere la actualización de algunos procesos y la implementación de algunas tecnologías en donde se hace un análisis de las mejoras que se obtendrían.

OBJETIVOS

General

Presentar propuestas para mitigar las interrupciones en el suministro de energía eléctrica en la región central de Guatemala, con base en el marco regulatorio vigente.

Específicos

1. Conocer los conceptos básicos asociados a interrupciones y la normativa vigente con la cual se evalúa la continuidad del suministro eléctrico en una red de distribución.
2. Presentar clasificación de interrupciones de suministro eléctrico y que inciden directamente en la confiabilidad en la red de distribución en la región central de Guatemala.
3. Presentar la estructura y obtención de datos de una red de distribución.
4. Estimar los costos asociados a interrupciones en la red de distribución de energía en la actualidad y estimación económica por la implementación de mejoras.
5. Presentar las propuestas para mitigar las interrupciones del suministro de energía eléctrica en una red de distribución.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad se ha incrementado la población que tiene acceso al uso de la energía eléctrica, la cual forma parte importante de esa maquinaria que impulsa el desarrollo del país.

La energía eléctrica viaja desde las plantas de generación, pasando por las grandes estructuras del sistema de transmisión y es trasladada para el consumo de los usuarios finales a través de las redes de distribución.

Los usuarios finales están agrupados en cascos urbanos o en áreas que se consideran rurales, de manera que las redes de distribución pueden considerarse urbanas o rurales, dependiendo de su ubicación.

En Guatemala, las redes de distribución se construyen en su mayoría con líneas aéreas por el costo que representa este tipo de construcción si se compara con las líneas subterráneas.

La ubicación y la construcción de las redes de distribución hace que estas queden expuestas a cualquier condición adversa que suceda en el entorno, tales como: caída de árboles y ramas sobre las líneas, vandalismo, choques automovilísticos con postes, desastres naturales, etc.

El conjunto de condiciones adversas ocurridas en las redes de distribución, provocan la pérdida del suministro de energía eléctrica en los usuarios finales, es decir se producen interrupciones del suministro eléctrico.

Las empresas que distribuyen energía eléctrica en el país tienen sus redes de distribución en diferentes áreas de cobertura, pero la zona central de Guatemala es atendida por EEGSA y abarca los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

En este trabajo de graduación se detallan las causas más comunes que provocan las interrupciones del suministro eléctrico en la zona central de Guatemala y se presentan varias propuestas, para reducir el impacto que tienen sobre los usuarios finales.

Gracias a la colaboración de la Empresa Eléctrica de Guatemala, se conocieron varios sistemas informáticos que se utilizan para la ubicación de sus usuarios y la operación y control de su red de distribución.

Con la información obtenida se realizan tablas que muestran el comportamiento de las interrupciones en algunos sectores afectados en diferentes lugares del área de cobertura de EEGSA. Luego se analizan las condiciones existentes que surgen después de implementar las propuestas.

Al comparar las condiciones existentes antes y después de la implementación de las propuestas, sí hubo reducción del número de interrupciones ocurridas y del tiempo de duración.

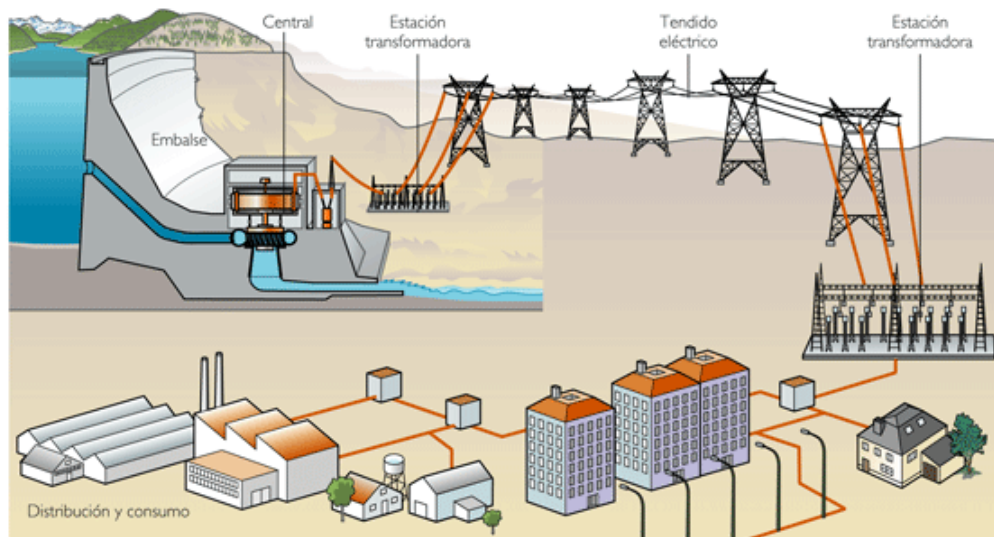
1. CONCEPTOS BÁSICOS DE INTERRUPCIONES

1.1. Generalidades

Muchas actividades productivas de la población dependen del suministro de energía eléctrica, la cual es trasladada desde las diferentes fuentes energéticas, hasta los usuarios finales para su consumo.

Para que esto suceda, la energía eléctrica generada viaja a través de grandes torres del sistema de transmisión y llega a subestaciones de transformación de electricidad, en donde se reduce el voltaje para distribuir esa energía entre los consumidores, tal como se ilustra en la figura 1.

Figura 1. **Recorrido de la energía eléctrica hasta su distribución**



Fuente: <http://www.arqhys.com>. Consulta: 17 de diciembre de 2012.

Los usuarios están agrupados en cascos urbanos y rurales, de manera que la energía eléctrica se traslada desde las subestaciones de transformación hasta el lugar donde se requiere a través de las redes de distribución.

Los principales elementos que conforman la red de distribución son los conductores o cables, por los cuales circula la energía eléctrica proveniente desde las subestaciones; los soportes están conformados por postes, herrajes y aisladores, que elevan, sujetan y aíslan los conductores eléctricos.

La energía eléctrica debe viajar a través de todos los elementos de la red de distribución para llegar hasta el lugar de consumo y, por lo tanto, está expuesta a diversas condiciones en el entorno, tales como:

- Desastres naturales
- Daños ocasionados por terceros
- Aperturas en el sistema de transmisión
- Arbolado
- Desconexión de generadores

Cualquier cosa que afecte a las redes de distribución puede provocar la pérdida del suministro de energía eléctrica en los usuarios finales y a esta condición se le conoce como interrupción.

Las interrupciones en el suministro de energía eléctrica son usualmente el parámetro que ocasiona más molestia a los usuarios, ya que causa problemas de operación en los equipos que se encuentran en una instalación determinada o puede dañar inclusive los aparatos conectados, cuando las mismas se presentan con mucha frecuencia.

Los problemas por interrupciones pueden afectar los procesos industriales continuos, tales como: la extrusión de plástico y el hilvanado para la fabricación de telas.

Hay ocasiones donde una interrupción pone en peligro la seguridad, como en el caso de un recinto cuyo sistema de iluminación sea a base de lámparas de vapor de sodio de alta presión, ya que estas requieren de varios minutos para volver a encender, aun cuando la interrupción haya sido momentánea.

Algunas veces, cuando hay una interrupción en el suministro de energía eléctrica, esta puede ser catastrófica como en el caso de un hospital o una clínica médica, cuyo sistema de soporte no opera adecuadamente.

Con la expansión de la red de distribución en la zona central de Guatemala y el incremento de la población que tiene acceso a la energía eléctrica se necesita mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico, porque las interrupciones pueden echar a perder procesos productivos y generar grandes pérdidas económicas.

1.2. Importancia de minimizar interrupciones en la actualidad

En todas las empresas distribuidoras de energía eléctrica, la calidad del servicio abarca el control de los disturbios eléctricos, la reducción o eliminación de las interrupciones de energía eléctrica, y la rapidez en la atención y solución a los problemas que afectan a los usuarios conectados a la red de distribución.

La mayoría de las interrupciones están precedidas por un disturbio eléctrico, el cual sucede ya que el sistema de distribución es dinámico y continuamente cambia la configuración de las cargas conectadas.

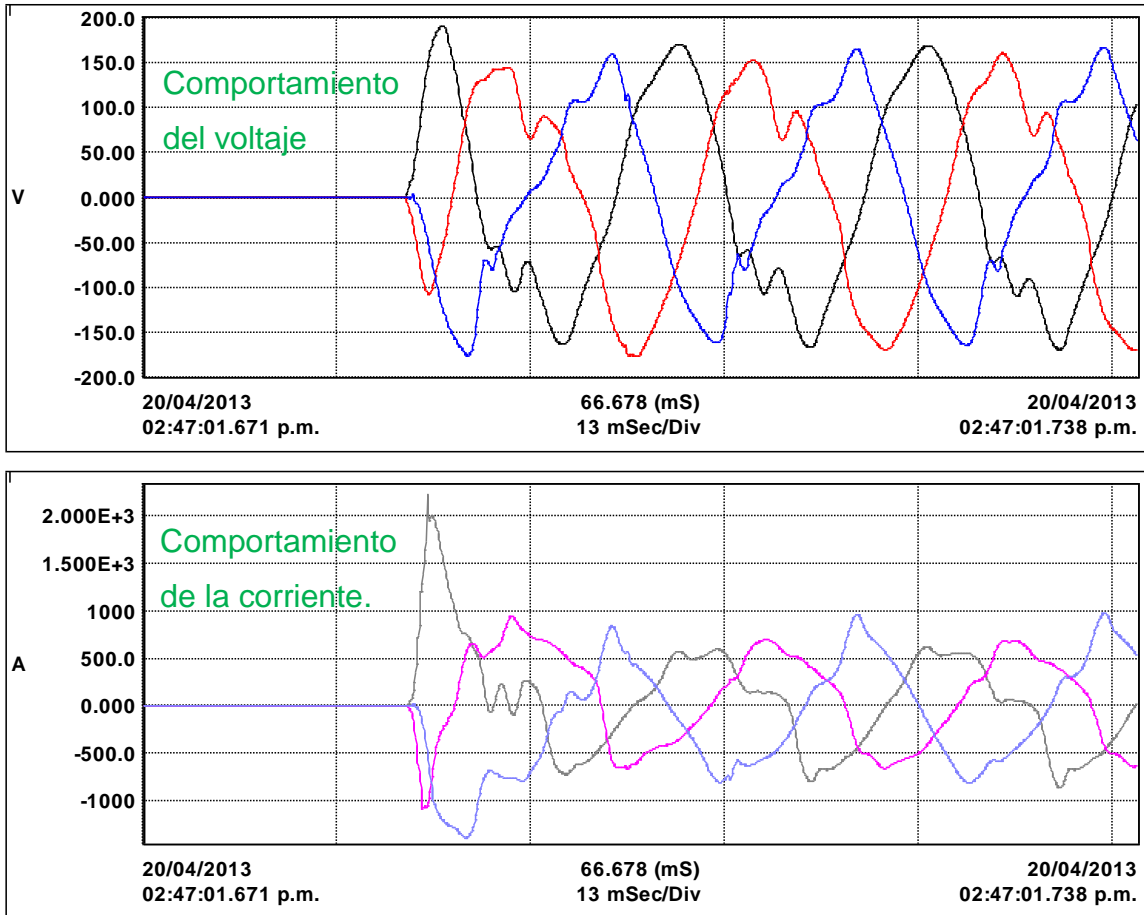
Además, existen diversas condiciones en el entorno que pueden afectar directamente la red de distribución y así perjudicar el suministro eléctrico proporcionado por la empresa distribuidora.

Cuando ocurre un disturbio en la red de distribución, se produce una corriente de falla que recorre un ramal primario o el circuito completo, hasta llegar a la protección más cercana. En ese momento actúa la protección, abriéndose para liberar y limpiar la falla.

Las interrupciones momentáneas o sostenidas del suministro eléctrico pueden causar daño en los equipos conectados, ya que cuando sucede este fenómeno se produce una perturbación en las ondas de voltaje y corriente eléctrica al momento de restablecer el suministro de energía eléctrica.

En la siguiente gráfica, se observa el comportamiento de las ondas de voltaje y corriente al restablecerse el suministro de energía eléctrica después que ocurrió una interrupción en una central de transportes.

Figura 2. **Gráfica de la perturbación en el voltaje y corriente al momento de restablecer el suministro de energía eléctrica**



Fuente: EEGSA.

En la figura 2 se observa que las formas de onda de los voltajes y las corrientes no son senoidales puras; esto se debe a que los arranques de los motores producen disturbios que deforman la onda senoidal.

Estos disturbios incluyen principalmente caídas de voltaje que se definen como variaciones de voltaje intensas y repetidas, con una amplitud pequeña que puede dañar otros elementos conectados a la red eléctrica.

Las caídas de voltaje son debidas a variaciones eléctricas provocadas por el gran consumo de corriente durante el arranque de los motores. En esa condición, la variación de corriente fluye por la red de distribución y las líneas de alimentación incrementan su carga.

Las interrupciones pueden ser perjudiciales para los usuarios, ya que al restablecerse el suministro de energía eléctrica, las ondas de voltaje y corriente varían en magnitud y no son senoidales puras, lo que a su vez, puede causar daño a los equipos sensibles que están conectados a la red de distribución.

Para un usuario industrial y comercial, una interrupción puede paralizar la producción, ocasionando tiempo perdido y costos de producción inesperados.

Para el usuario residencial, la interrupción tal vez no es tan dañina, pero puede llegar a ser molesta cuando sucede frecuentemente.

Para las distribuidoras de energía, las interrupciones también pueden ser perjudiciales, debido a los costos perdidos ocasionados por el período de tiempo en el cual no se vendió la energía, asociados al restablecimiento de energía como envío de personal para realizar las maniobras, por indemnizaciones a los usuarios por la energía no suministrada, entre otros.

De esa cuenta, minimizar las interrupciones ha adquirido mucha importancia para todos los que están conectados a las redes de distribución, porque se aumenta la productividad, eficiencia y competitividad.

1.3. Beneficios de la continuidad de suministro eléctrico

Existen varias razones por las cuales se busca mejorar la continuidad del suministro de energía eléctrica, ya que es el factor de calidad que más implicaciones tiene en las diferentes actividades de la industria, el comercio y las residencias.

En el caso de todos los usuarios hay una gran dependencia de la energía eléctrica en la mayoría de sus actividades comerciales y productivas, por lo que la continuidad del suministro eléctrico impacta positivamente en el desempeño de estas.

En el caso de las empresas distribuidoras de energía eléctrica se obtienen beneficios económicos y de buena imagen en sus relaciones con los usuarios.

Aparentemente, los usuarios industriales y comerciales son quienes reciben un mayor impacto por la interrupción de suministro eléctrico, esto se debe en gran medida a que forman una parte muy importante de la cadena productiva del país, pero esto no implica dejar de lado a los usuarios residenciales, ya que son una mayor cantidad.

Desde el punto de vista económico, los usuarios industriales y comerciales son un buen punto para evaluar el impacto de una interrupción y en ese sentido se deben considerar algunos aspectos.

Por un lado, se pueden identificar los ahorros que se producen por la continuidad de suministro eléctrico y, por otro lado, se pueden identificar los costos derivados de las interrupciones, los cuales pueden ser directos o indirectos.

A continuación se muestra una tabla comparativa con los ahorros obtenidos como producto de un suministro continuo y los costos incurridos por interrupciones.

Tabla I. **Ahorros en la industria y el comercio por continuidad de suministro y costos incurridos durante las interrupciones**

Ahorros por continuidad de suministro	Costos incurridos por interrupciones
Costos de mano de obra muerta evitados durante la interrupción	Costos laborales para compensar la producción perdida
Costo de materia prima que no se dañó por la interrupción	Costo del material utilizado en el reencendido
Costo del combustible no utilizado	Costos laborales de reencendido y puesta en marcha de la producción
Costo de equipos que pudieron dañarse por interrupciones	Costos de operación de los equipos de respaldo
Valor en el tiempo por la producción continua	Costos de los materiales dañados durante la interrupción

Fuente: elaboración propia.

1.4. Problemas e implicaciones de las interrupciones de suministro eléctrico

Cuando ocurre una interrupción en el suministro de energía eléctrica se producen varios problemas que afectan el bienestar de los usuarios y dañan su economía, dadas las características técnicas de los equipos eléctricos los cuales son conectados a la red de distribución, ya que en la actualidad dichos equipos están conformados por elementos electrónicos en su mayoría, lo que los hace más sensibles.

Entre los efectos asociados a interrupciones se encuentran daños a la producción, a la economía y la competitividad empresarial, incremento de los costos en los procesos de producción, deterioro de la confiabilidad, reducción de la disponibilidad y el confort.

Por lo anteriormente expuesto, los usuarios buscan continuamente mecanismos de respaldo para reducir los efectos que los perjudican.

Los usuarios industriales incorporan elementos con tecnología de punta para mantenerse a la vanguardia en un mercado muy competitivo, dependiendo cada vez de un suministro eléctrico sin interrupciones, y en la búsqueda de ello, en ocasiones instalan equipos sumamente sensibles a interrupciones, pero a la vez, contaminan el suministro de energía eléctrica.

Los usuarios comerciales, también incorporan elementos adicionales para mantener el suministro de energía eléctrica sin interrupciones, con el fin de evitar retrasos o pérdidas económicas en sus procesos productivos.

Para los usuarios residenciales afectados por interrupciones, la percepción que podrían tener al respecto, ocurre más en forma de molestia que de daños o pérdidas económicas.

A pesar de ello, no debe olvidarse que el número de usuarios residenciales es mucho mayor que el de industriales y comerciales, por lo que, las molestias que les ocasionan alcanzan grandes niveles de difusión, y esto puede perjudicar en gran medida la imagen y las operaciones comerciales de la empresa que distribuye la energía eléctrica.

Las exigencias de los usuarios son cada vez mayores por la introducción de nuevos equipos con ajustados límites de operación y las redes de distribución deben adecuarse para suministrar energía eléctrica sin interrupciones.

Afortunadamente, desde hace varios años existen un conjunto de normas en el país para regular a los distribuidores de energía eléctrica y los requerimientos del usuario, de tal manera que la actividad eléctrica realizada entre las dos partes se rige y debe estar acorde con estas normas.

1.5. Normativa para evaluar la continuidad de suministro eléctrico

A lo largo de los años, las redes de distribución de energía eléctrica se han expandido y actualmente existe un proceso generalizado de cambios que pretende mejorar la eficiencia de los mismos a través de regulaciones basadas en la calidad, continuidad y sin distorsiones.

En Guatemala, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) regula a las distribuidoras con la Ley General de Electricidad (LGE) y en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD). En el título VI se aborda la calidad del servicio técnico, la cual es evaluada en función de la continuidad del servicio de energía eléctrica para los usuarios, tal como se establece en el artículo 52.

1.5.1. Índices de calidad para interrupciones

En el artículo 55 de las NTSD se presentan los índices o indicadores con los cuales se evalúa la continuidad del suministro de energía eléctrica en períodos de control semestrales.

La evaluación se hace con base en los siguientes índices o indicadores globales:

- Frecuencia media de interrupción por kilovoltio amperio (FMIK)
- Tiempo total de interrupción por kilovoltio amperio (TTIK)

También se realiza la evaluación con base en los siguientes índices o indicadores individuales:

- Frecuencia de interrupción por usuario (FIU)
- Tiempo de interrupción por usuario (TIU)

1.5.1.1. Frecuencia media de interrupción por kilovoltio amperio (FMIK)

Representa la cantidad de veces que el kilovoltio amperio promedio de distribución sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK = \sum_j Qkfsj/Qki$$

Donde:

\sum_j : sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre

$Qkfsj$: cantidad de kilovoltio amperio fuera de servicio en la interrupción j

Qki : cantidad de kilovoltio amperio instalados

1.5.1.2. Tiempo total de interrupción por kilovoltio amperio (TTIK)

Representa el tiempo total en horas, en que cada kilovoltio amperio promedio estuvo fuera de servicio.

$$TTIK = \sum_j Qkfsj * Tfsj / Qki$$

Donde:

\sum_j : sumatoria de todas las interrupciones del servicio durante el semestre.

$Qkfsj$: cantidad de kilovoltio amperio fuera de servicio en la interrupción j .

Qki : cantidad de kilovoltio amperio instalados.

$Tfsj$: tiempo en horas, que han permanecido fuera de servicio los kilovoltios amperio en la interrupción j .

1.5.1.3. Frecuencia de interrupción por usuario (FIU)

Representa la cantidad de veces en que un usuario sufrió una interrupción en el servicio de energía eléctrica.

$$FIU = \sum_j Ij$$

Donde:

Ij : número de interrupción j , para cada usuario

1.5.1.4. Tiempo de interrupción por usuario (TIU)

Representa el tiempo en que un usuario sufrió una interrupción en el servicio de energía eléctrica.

$$TIU = \sum_j T_{fsuj}$$

Donde:

T_{fsuj} : es el tiempo de la interrupción j , en horas, para cada usuario

1.5.2. Tolerancias

Las tolerancias en los índices indicadores de calidad del servicio técnico de energía eléctrica se resumen en las tablas II y III.

Tabla II. Tolerancias para índices globales

A PARTIR DEL INICIO DE LA ETAPA DE RÉGIMEN (Para usuarios conectados en baja tensión)	FMIK (veces)		TTIK (horas)	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
Interrupciones atribuibles a distribución	2,5	3,5	8	10
Interrupciones atribuibles a causas externas a la distribución	4		12	

Fuente: Norma Técnica del Servicio de Distribución NTSD; CNEE.

Tabla III. **Tolerancias para índices individuales**

USUARIOS	FIU (veces)		TIU (horas)	
	Urbano	Rural	Urbano	Rural
En baja tensión	6	8	12	14
En media tensión	4	6	8	10

Fuente: Norma Técnica del Servicio de Distribución NTSD; CNEE.

El registro del número de interrupciones y el tiempo de interrupción respectivo, se realiza para calcular los índices globales e individuales en los períodos de control que se están evaluando y para los diferentes grupos considerados en las tablas anteriores.

Sin embargo, solamente con los índices individuales se calculan las indemnizaciones para la totalidad de los usuarios conectados a la red eléctrica de distribución, tal como se indica en el tercer párrafo del artículo 57 en las NTSD.

1.5.3. Cálculo de indemnizaciones

Para el caso de usuarios urbanos y rurales se contemplan tolerancias, las cuales son los límites que tiene el distribuidor de energía eléctrica, para no incurrir en indemnizaciones hacia los usuarios.

Las mediciones de estos indicadores se hacen en un período de control semestral continuo, y la CNEE determina una indemnización a los usuarios por el incumplimiento de las tolerancias establecidas para cada indicador con base en lo siguiente.

Para índices globales:

$$\text{INIG} = \text{ENS sistema} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [(\text{TTIK} - \text{TTIK límite})/8760]$$

$$\text{ENS sistema} = \text{D sistema} [(\text{FMIK} - \text{FMIK límite})(\text{TTIK}/\text{FMIK})/8760]$$

Para índices individuales:

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS usuario} = \text{D usuario} [(\text{TIU} - \text{TIU límite})/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = \text{D usuario} [(\text{FIU} - \text{FIU límite})(\text{TIU}/\text{FIU})/8760]$$

En donde:

INIG: indemnización para ser distribuida globalmente, (Q). Cada usuario recibe una indemnización proporcional a su consumo semestral de energía eléctrica, con respecto al consumo total semestral de todos los usuarios del distribuidor.

ENS sistema: energía no suministrada al sistema, la cual se calcula por TTIK y por FMIK, (kWh).

INII: indemnización para ser distribuida individualmente, (Q). A los usuarios que se les aplica una indemnización individual, no les corresponderá una indemnización global.

ENS usuario: energía no suministrada al sistema, se calcula por TIU y por FIU, (kWh).

D sistema: demanda de energía facturada durante el período de control para el sistema del distribuidor, (kWh).

D usuario: demanda de energía facturada durante el período de control para cada usuario, (kWh).

CENS: costo de la energía no suministrada, [Q / kWh]. Este es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple, para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda (BTS), de la ciudad de Guatemala, del primer día y mes del período de control evaluado.

Los valores para TTIK, FMIK, TIU y FIU se refieren a los valores resultantes de los índices o indicadores en el período controlado. Los valores para TTIK límite, FMIK límite, TIU límite y FIU límite se refieren a los límites establecidos para las tolerancias de los índices o indicadores.

Tanto para indemnización global como para individual, el distribuidor deberá determinar el valor de la energía no suministrada mediante las dos fórmulas (indicador de tiempo y frecuencia) y se aplicará la mayor a fin de calcular el valor de la indemnización correspondiente.

1.6. Elementos de protección y maniobras

Las interrupciones de suministro eléctrico, generalmente están precedidas por fallas que se producen en los diferentes segmentos o ramales de la red de distribución.

Tal y como su nombre lo indica, los elementos de protección se utilizan para proteger a las cargas conectadas y a los componentes de la red de distribución en donde ocurren fallas.

Los elementos de maniobras se utilizan para aislar partes de la red de distribución y trasladarlos hacia otras fuentes de alimentación.

Tanto los elementos de protección como los de maniobras, actúan en conjunto como un sistema de protección ante las fallas y deben cumplir con las siguientes funciones:

- Liberar fallas permanentes, aislando el segmento o ramal con problemas del resto de la red de distribución.
- Permitir a la red de distribución que opere con normalidad después de liberarse la falla.
- Prevenir daños en los elementos que conforman la red de distribución, liberando las fallas a tiempo.
- Facilitar la ubicación del lugar donde ocurrió la falla.

Para instalar los elementos de protección y maniobras, se deben realizar estudios que permitan localizar los puntos de interconexión más cercanos con otras fuentes de alimentación y, además se deben conocer las corrientes de carga máximas que circulan por los segmentos de la red de distribución a proteger.

Actualmente, en la red de EEGSA existen varios dispositivos de protección y de maniobras instalados en los diferentes ramales, donde se distribuye la energía eléctrica a los usuarios finales.

Los dispositivos de protección, normalmente se encuentran cerrados y en un estado energizado, hasta que se produce una falla en la red eléctrica y se abren para desenergizar el área afectada y liberar la falla. En la red de EEGSA se utilizan interruptores de subestación, de línea, seccionalizadores y fusibles.

Figura 3. **Dispositivos de protección utilizados actualmente en EEGSA**



Fuente: EEGSA.

Los dispositivos de maniobras se utilizan para desenergizar partes de la red eléctrica o para energizar algún segmento desde otra fuente de alimentación. En la red de EEGSA se utilizan cuchillas seccionadoras, interruptores de aire y seccionadores de gas.

Los dispositivos de maniobra que, normalmente se encuentran cerrados, se mantienen en un estado de continuidad hasta que son operados para seccionar alguna parte de la red de distribución. Los otros dispositivos que comúnmente se encuentran abiertos, se mantienen en un estado de discontinuidad hasta que son operados para energizar algún segmento de la red de distribución desde otra fuente de alimentación.

Como el comportamiento de la red eléctrica es bastante dinámica, el estado operativo de los dispositivos de protección y de maniobras puede cambiar, dependiendo la configuración en la cual se encuentre la red de distribución.

En la red de distribución existen dos clases de dispositivos de protección y maniobras, dependiendo de la forma en la que cambian su estado operativo:

- Dispositivos automatizados: envían señal de su estado operativo y se pueden controlar a través del sistema SCADA.
- Dispositivos manuales: cuyo estado operativo solamente se controla de forma manual, operándolos a través de personal de campo.

Desde el punto de vista de los dispositivos de protección y maniobras, al ocurrir una interrupción en el suministro eléctrico, el proceso de restablecimiento de la energía eléctrica dependerá de la clase de dispositivo de protección que actuó y de la clase de dispositivo de maniobra que se encuentre en el área afectada.

1.7. Proceso de restablecimiento ante una interrupción

Cuando sucede una interrupción hay dos formas de conocer la ocurrencia de la misma:

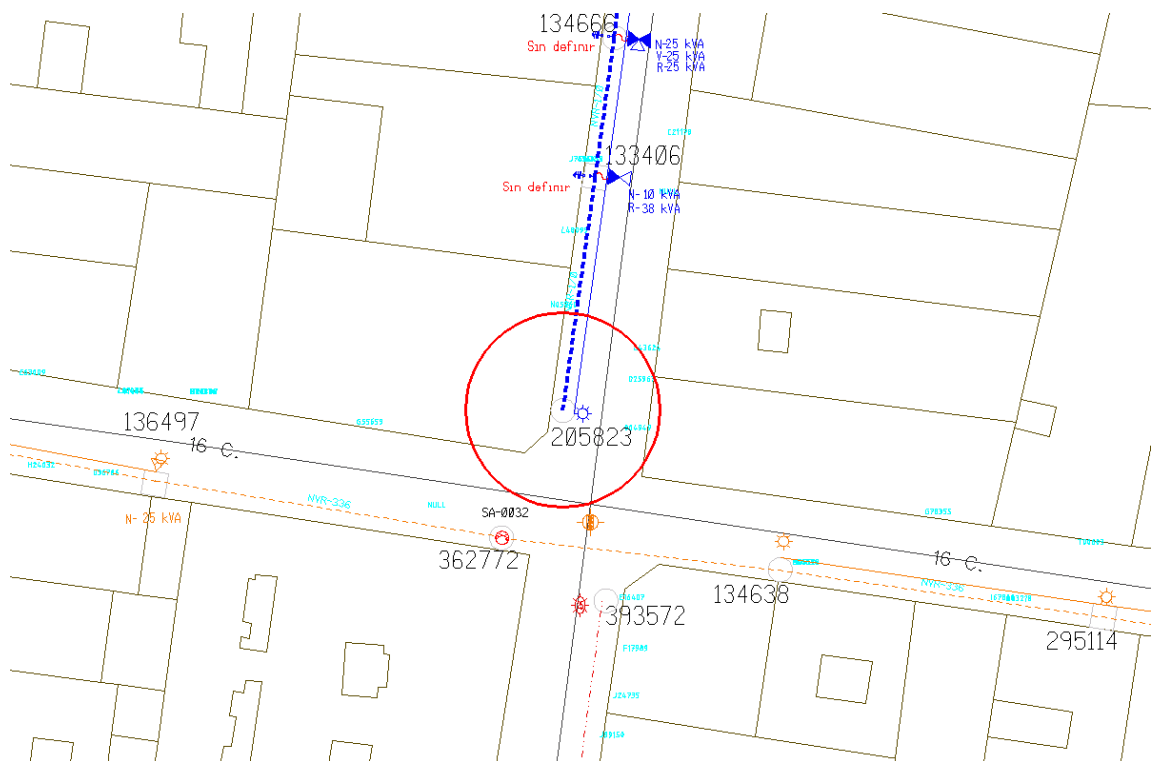
- **Requerimiento interno:** es cuando un dispositivo automatizado envía la señal de alerta o alarma vía remota al centro de control del distribuidor de energía, a través del sistema SCADA.
- **Requerimiento externo:** es cuando algún usuario afectado por una interrupción reporta la ausencia de energía eléctrica a los operadores de teleservicio del distribuidor, y estos a su vez, ingresan la anomalía en un sistema de gestión de averías eléctricas, el cual es utilizado por el centro de control.

Al conocer la ocurrencia de una interrupción por cualquiera de las dos formas antes descritas, también se obtiene información del lugar, como de la fuente de alimentación o circuito de distribución que fue afectado.

Luego se procede a la delimitación geográfica del lugar por medio del sistema de información geográfica que utiliza la empresa de distribución, con el fin de ubicar los dispositivos de protección y de maniobras que pueden operarse para restablecer el suministro eléctrico.

A continuación, en la figura 4 se ilustra la forma en que aparece la ubicación de un usuario en el sistema de información geográfica de la red eléctrica (sigre) de EEGSA.

Figura 4. **Ubicación de un usuario en sigre**



Fuente: EEGSA.

Si el área de la red de distribución afectada cuenta con dispositivos de protección automáticos, entonces se realiza una prueba de cierre vía remota a través del sistema SCADA. Cuando la primera prueba es exitosa, entonces termina el proceso de restablecimiento de la energía eléctrica.

En el caso de una prueba de cierre negativa con dispositivos de protección automáticos o cuando el área afectada tiene dispositivos de protección manuales, se envía personal al lugar para revisar el segmento de la red de distribución que es afectado y a la vez, para encontrar la causa que está ocasionando la falla permanente.

Después de localizar el origen de la falla, se procede a retirar el obstáculo, reparar, reponer, seccionar, etc, con el fin de adecuar la red de distribución para el posterior restablecimiento del suministro de energía eléctrica.

Si el dispositivo de protección que actuó para liberar la falla es automático, entonces se realiza el cierre del mismo, vía remota a través del sistema SCADA. Si el dispositivo de protección no es automático, entonces se realiza el cierre del mismo en forma manual.

2. CLASIFICACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DE SUMINISTRO ELÉCTRICO

2.1. Por su modalidad

La ocurrencia de una interrupción en un área geográfica, a veces sucede por eventos en los cuales se produce una emergencia y es necesario desenergizar algún segmento de la red de distribución para evitar incidentes mayores. En otras ocasiones, la interrupción puede conocerse previo a su ocurrencia y anticiparse con control directo por parte del distribuidor para afectar a la menor cantidad de usuarios.

Según el modo en que las interrupciones se presentan, pueden dividirse en programadas y forzadas.

2.1.1. Programadas

Las interrupciones programadas son aquellas que son necesarias para hacer mantenimiento, ampliar, realizar mejoras, etc, en segmentos de la red eléctrica y en las cuales existe pleno conocimiento, coordinación y control por parte del distribuidor de energía eléctrica.

Dichas interrupciones deben ser publicadas en un medio escrito de mayor circulación y por algún medio de comunicación más directo hacia el usuario, debiendo hacerse del conocimiento público, al menos con cuarenta y ocho horas de antelación a su ocurrencia, según se establece en los artículos 63 y 64 de las NTSD emitidas por la CNEE.

En la figura 5 se muestra el anuncio de una interrupción programada en un segmento de la red de distribución de EEGSA, la cual fue publicada en un medio de comunicación escrito.

Figura 5. **Anuncio de una interrupción programada que EEGSA publicó en un medio de comunicación escrito**

009-2012



EEGSA
Grupo-epm

**AVISO DE SUSPENSIÓN DEL SERVICIO
DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MANTENIMIENTO Y ADICIONES A LA RED**

Para brindarle un mejor servicio, es necesario realizar trabajos en la red, los cuales requieren que el suministro de energía eléctrica se suspenda temporalmente en las siguientes áreas, fechas y horarios indicados.

No	Departamento	Lugares afectados	Fecha y día de suspensión	Hora inicio	Hora fin	Circuitos afectados
1	Escuintla	La Gomera, Escuintla: Aldea El Paredón Buena Vista y Caserío El Milagro.	Lunes 19 y martes 20 de marzo de 2012	8:00	16:00	203
2	Escuintla	La Gomera, Escuintla: Caserío El Milagro, Colonia La Montaña, Finca Bougambilia y Parcelamiento El Pilar.	Miércoles 21 de marzo de 2012	8:00	12:00	230

Las localidades mencionadas serán afectadas únicamente dentro de los horarios que se indican en la tabla anterior. Cualquier modificación a dichos horarios, deberá ser notificada al 2277-7000, en donde le proporcionarán su número de reclamo, el cual será útil para que la CNEE pueda darle seguimiento a su queja.

Para consultas y reclamos llámenos al

2277-7000

365 días del año, las 24 horas

Esta suspensión no autoriza que instituciones y/o personas ajenas a la distribuidora realicen trabajos en las líneas afectadas por las interrupciones.

Base Legal: Inciso d) Artículo 64 de las Normas Técnicas del Servicio de Distribución y numeral 4, Artículo 11 del Reglamento de Reclamos emitidos por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica.

Fuente: EEGSA.

En la publicación de una interrupción programada deben aparecer varios datos importantes, tales como:

- Lugares afectados
- Fecha y día de suspensión
- Hora de inicio
- Hora de fin

El distribuidor de energía eléctrica debe realizar varios movimientos en su red de distribución, que incluyen apertura de elementos de protección y de maniobras para minimizar la cantidad de usuarios que resultan afectados.

Además se debe optimizar el tiempo de dicha interrupción, ya que esto incide directamente en el cálculo de los indicadores de calidad y para mantener buena percepción de parte del usuario.

Generalmente, la apertura de los elementos de protección y maniobras, son una combinación de ejecuciones manuales y automatizadas.

A pesar de que una interrupción programada tiene un tiempo de duración estimado, se debe optimizar el tiempo de dicha interrupción, ya que esto incide directamente en el cálculo de los indicadores de calidad del servicio técnico.

2.1.2. Forzadas

Las interrupciones forzadas son aquellas que se producen como consecuencia de una emergencia y es necesario quitar el suministro eléctrico para reparar o reconfigurar la red de distribución.

Estas interrupciones pueden ocurrir por incendios, desastres naturales, a solicitud de terceros, etc, y no necesitan publicación, porque cuando ocurre alguna condición adversa, es urgente y necesario desenergizar algún segmento de la red de distribución, para evitar que se produzcan accidentes eléctricos.

En una interrupción forzada, la apertura de elementos de protección y de maniobras se puede realizar de forma automática o manual.

2.2. Por su duración

Las interrupciones de energía eléctrica también se clasifican dependiendo del tiempo de duración.

2.2.1. Larga duración

Son todas las interrupciones que tienen una duración superior a 1 minuto y pueden ser resultado de fallas internas o externas en el sistema de distribución.

Por lo general, son de naturaleza permanente o sostenida y requieren intervención de personas para restablecer el suministro eléctrico.

2.2.2. Corta duración

Usualmente son interrupciones que tienen una duración entre 0,5 ciclos a un minuto y son originadas por descargas electroatmosféricas o por operación de dispositivos de protección y de maniobras.

Esta clase de interrupción puede subdividirse en instantánea, momentánea y temporal, dependiendo del tiempo de duración de la misma.

La interrupción instantánea tiene un tiempo de duración entre 0,5 a 30 ciclos. La momentánea puede durar entre 30 ciclos y 3 segundos. La interrupción temporal tiene una duración entre 3 segundos a 1 minuto.

2.2.3. Según subsector eléctrico guatemalteco

Como se explicó en las dos secciones anteriores, existen diversas clasificaciones para las interrupciones del suministro de energía eléctrica, según el tiempo de duración.

Sin embargo, en Guatemala existe una clasificación distinta a la expuesta con anterioridad, la cual es utilizada por el subsector eléctrico para el registro y la posterior fiscalización de las interrupciones.

Bajo este nuevo criterio de clasificación, se considera que una interrupción de larga duración es aquella cuyo tiempo necesario para restablecer el suministro eléctrico, es superior o igual a las 48 horas. Dichas interrupciones pueden originarse como consecuencia de desastres naturales o vandalismo.

Cuando ocurre una interrupción de este tipo y se tiene el conocimiento del suceso por parte de la distribuidora de energía eléctrica, se debe notificar al ente regulador (CNEE) cada 8 horas hasta el restablecimiento de suministro eléctrico, después de las 48 horas de la ocurrencia de la misma.

Una interrupción de corta duración es aquella cuyo tiempo de duración es mayor a 3 minutos y menor a 48 horas.

Para una interrupción temporal se considera que tiene una duración hasta de 3 minutos. Básicamente esta clase de interrupción se origina como consecuencia de recierres o por maniobras de los diferentes elementos que conforman las fuentes de alimentación en la red de distribución.

Todos los tipos de interrupciones bajo este criterio son registrados y fiscalizados por el ente regulador, pero solamente las interrupciones de larga y corta duración son utilizadas para el cálculo de indemnizaciones a los usuarios, en lo que concierne a la calidad del servicio técnico en las normas técnicas del servicio de distribución.

2.3. Por su naturaleza

Existen varias condiciones en el entorno que afectan la operación de las redes de distribución y que pueden originar interrupciones de energía eléctrica.

Algunas de las causas de interrupciones son atribuibles de manera directa al distribuidor y en otros casos, se deben a situaciones ajenas, que no pueden ser previstas, pero de igual forma inciden en su ocurrencia.

Hay muchas causas que pueden generar interrupciones, y en el caso de Guatemala, estas se pueden clasificar en propias y ajenas.

2.3.1. Propias

Son aquellas interrupciones que ocurren por responsabilidad directa del distribuidor de energía eléctrica. Básicamente estas ocurren por la operación incorrecta de la red de distribución o por la desconexión del suministro de energía eléctrica por parte del distribuidor.

2.3.1.1. Desconexión de elementos de protección

Cuando ocurre una desconexión manual o automática de algún elemento que protege la red de distribución, y el centro de control del distribuidor participa directamente en esto; entonces se produce una interrupción del suministro eléctrico, en la cual sí existe conocimiento pleno por parte del distribuidor de energía eléctrica.

2.3.1.2. Falta de mantenimiento en arbolado

La ausencia de un programa periódico de mantenimiento para podar la vegetación cercana a la red de distribución, incrementa la cantidad de interrupciones. Al crecer los árboles, las ramas o el pasto en algunos lugares, eventualmente hacen contacto con la red de distribución y esto produce interrupciones.

2.3.1.3. Violación de libranzas en la construcción

Cuando se modifica, amplía o construye la red de distribución sin las libranzas adecuadas con viviendas, publicidad, red telefónica, etc, pueden ocurrir accidentes y, a su vez se producen interrupciones.

En otros casos, son los usuarios que realizan construcciones acercándose peligrosamente a la red de distribución que ya se encuentra construida. De hecho, esto es lo que sucede con más frecuencia.

2.3.1.4. Falta de coordinación y ajuste de dispositivos de protección

Los dispositivos de protección deben estar adecuadamente coordinados, de tal manera que, cuando ocurra una falla, opere solo el dispositivo más cercano a la misma y no resulten afectados los demás.

El uso de dispositivos de protección sin la coordinación adecuada provoca interrupciones innecesarias en segmentos principales de la red de distribución, aun cuando las fallas se producen en ramales pequeños.

2.3.1.5. Daño de equipos y elementos en la red de distribución

Aun cuando sin causa aparente se dañan los equipos o elementos instalados en la red de distribución, se producen interrupciones, cuya responsabilidad es por completo del distribuidor de energía eléctrica.

2.3.1.6. Falla de elementos de la red por vejez o contaminación

Aquí se incluyen todas aquellas interrupciones que ocurren cuando los equipos y elementos de la red de distribución fallan por deterioro o por contaminación en el entorno. Al distribuidor de energía eléctrica le compete el mantenimiento predictivo y preventivo.

2.3.2. Ajenas

En esta clasificación de interrupciones se encuentran todas aquellas que ocurren de manera fortuita e impredecible, y en las cuales no existe responsabilidad por parte del distribuidor de energía eléctrica. También están incluidas las interrupciones que suceden por la actuación de agentes externos ajenos a la red de distribución.

2.3.2.1. Contacto de animales

Aquí están incluidas todas las interrupciones que ocurren debido al contacto de animales con equipos o elementos de la red de distribución, tales como: transformadores, interruptores, conductores eléctricos, entre otros.

2.3.2.2. Percance humano

En esta categoría están aquellas interrupciones ocasionadas por personas que hacen contacto accidental con partes energizadas de la red de distribución, ya sea por desconocimiento o por no tomar las precauciones adecuadas.

Cuando las personas hacen contacto con la red eléctrica pueden sufrir graves quemaduras, porque ellos se convierten en un conductor efectivo que ofrece poca resistencia y la corriente eléctrica busca el camino de menos resistencia para drenarse hacia la tierra.

A pesar que se interrumpe el suministro eléctrico, las personas involucradas terminan con amputación de miembros e incluso la muerte.

2.3.2.3. Vandalismo

Aquí se encuentran las interrupciones provocadas por manipulación ilegal e intencional que personas realizan en los equipos o elementos de la red de distribución. En esta se incluyen robo de transformadores y de piezas en estructuras eléctricas, apertura no autorizada de elementos de protección, disparo con arma de fuego a la infraestructura de la red de distribución, entre otros.

2.3.2.4. Desastres naturales

En general, los desastres naturales causan interrupciones de energía eléctrica, ya que al momento en que ocurren los mismos, se producen daños o contaminación en la infraestructura de la red de distribución. Aquí pueden incluirse tormentas tropicales, movimientos sísmicos, erupciones volcánicas, entre otros.

2.3.2.5. Daños por terceros

En esta categoría se encuentran aquellas interrupciones ocasionadas por personas que realizan trabajos ajenos en las cercanías de la red de distribución, y eventualmente hacen contacto con dicha red, cuando no mantienen la suficiente distancia.

Algunas de las causas incluyen árboles cortados por terceros que caen sobre la red eléctrica, rótulos publicitarios mal instalados que caen sobre conductores eléctricos, varillas o tubos que caen sobre conductores eléctricos desde construcciones, postes de metal ajenos a la red de distribución que son instalados y eventualmente topan con elementos energizados, entre otros.

2.3.2.6. Postes chocados

Aquí se incluyen todas las interrupciones ocasionadas por el choque de postes de madera, de concreto o estructuras metálicas, las cuales sostienen elementos de la red de distribución.

Los causantes de las colisiones en la infraestructura eléctrica, pueden ser automóviles, vehículos del transporte pesado, aeronaves, etc, y usualmente provocan daños, aunque en ocasiones solamente ocasionan sacudidas de los postes.

2.3.2.7. Caída de árboles y ramas sobre la red eléctrica

En esta categoría están incluidas las interrupciones ocasionadas por la caída natural de ramas o árboles sobre la red eléctrica. En las épocas de mayor lluvia y viento se produce un incremento en las interrupciones que pertenecen a esta clasificación.

2.3.2.8. Disparo de líneas de transmisión

Las líneas de transmisión son los canales utilizados para transportar grandes bloques de energía hacia las redes de distribución.

Cuando se produce el disparo de las protecciones en las líneas de transmisión, también se produce una interrupción en las redes de distribución que son alimentadas por dichas líneas.

2.3.2.9. Desconexión por baja frecuencia

En esta categoría están incluidas todas aquellas interrupciones ocasionadas por baja frecuencia en el Sistema Nacional Interconectado (SNI).

Cuando hay un déficit importante en la generación de energía eléctrica, se produce una caída en el valor de la frecuencia de la onda de voltaje que se transmite a través del SNI.

La frecuencia cae por debajo de los 60 Hz y posteriormente se activan en forma automática algunos esquemas de protección predeterminados por el administrador del mercado mayorista, para mantener el equilibrio del sistema en rangos seguros de operación.

2.3.2.10. Desconexión manual de carga

Aquí están incluidas todas las interrupciones ocasionadas por la desconexión manual de carga a solicitud del AMM.

En esta categoría de interrupción, también se produce un desequilibrio entre generación y demanda de energía eléctrica, pero que no necesariamente hace que la frecuencia baje a un valor de disparo automático.

Sin embargo, se producen grandes flujos de potencia eléctrica en interconexiones y equipos regionales, por lo que se hace una solicitud para desconectar la carga en forma manual.

Básicamente, dichas interrupciones se producen por fallas en las interconexiones regionales con México o Centro América, por disparo de grandes generadores y disparo de líneas de transmisión importantes.

2.3.2.11. Disparo general o *blackout*

En esta clasificación se encuentran todas las interrupciones provocadas cuando se produce el colapso total de la tensión en el Sistema Nacional Interconectado (SIN).

Esto sucede cuando ocurre una falla muy importante en el sistema eléctrico del país y no es posible mantener la estabilidad o el equilibrio entre generación y demanda de energía eléctrica, lo que desencadena en el colapso de tensión en todo el Sistema Nacional Interconectado.

3. ESTRUCTURA Y OBTENCIÓN DE DATOS DE UNA RED

3.1. Características de la red de distribución

La red de distribución de energía de EEGSA tiene cobertura en los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez, y abastece de energía eléctrica a usuarios urbanos y rurales, tanto de media como de baja tensión.

Para distribuir energía eléctrica se construyen segmentos de la red de distribución en configuración aérea y subterránea, pero la mayor parte de esta red está construida en configuración aérea, porque las redes subterráneas son más costosas que las aéreas.

En el área de cobertura de EEGSA se concentra alrededor del 40 por ciento de usuarios industriales, comerciales y residenciales del país, así como alrededor del 44 por ciento de la demanda y cerca del 60 por ciento de la energía consumida.

En la actualidad, la red de distribución de EEGSA está conformada por 171 circuitos, en los cuales se distribuye la energía eléctrica a más de un millón de usuarios y se espera alcanzar 1,08 millones de usuarios a finales del presente año.

Como se mencionó anteriormente, la mayor parte de la red de EEGSA, está construida en configuración aérea, porque la legislación actual regula el costo de la energía, el cual no depende del tipo de construcción que se utilice.

Sin embargo, existen algunos segmentos de la red eléctrica que están contruidos en configuración subterránea y se utilizan, generalmente en locales comerciales, residenciales tipo colonial, pozos de agua potable e interior de edificios.

En la figura 6 se muestran los dos tipos de construcción de la red de distribución que son utilizados por EEGSA, para distribuir energía eléctrica en los tres departamentos del país, en donde tiene su área de cobertura.

Figura 6. **Tipos de construcción de la red de distribución utilizados por EEGSA para distribuir energía eléctrica**



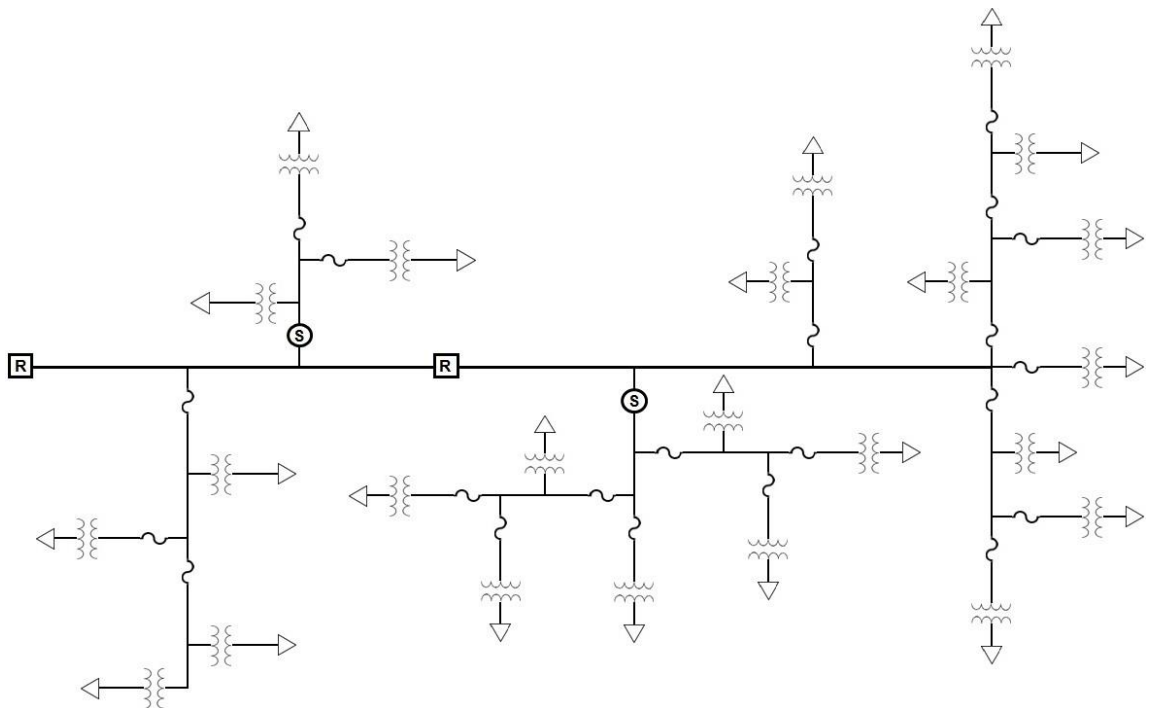
Fuente: EEGSA.

Debido a los tipos de construcción que se utilizan para distribuir energía eléctrica, la red de distribución está expuesta y es vulnerable a todas las condiciones del entorno, lo que en ocasiones desencadena en interrupciones de suministro eléctrico.

Cuando ocurre una falla en algún segmento de un circuito de la red de distribución, los usuarios no son afectados todas las veces y en la misma cantidad de tiempo, debido a que la red está protegida por dispositivos de protección que actúan para aislar el segmento más cercano al lugar en el cual se produjo la falla.

En la figura 7 se muestra un diagrama unifilar que ilustra cómo está conformado un circuito típico de distribución de EEGSA.

Figura 7. **Diagrama unifilar de un circuito típico de distribución de EEGSA**



Fuente: elaboración propia.

En la figura 7 se observa que un circuito de distribución está conformado por diferentes ramales en los cuales se traslada la energía eléctrica hacia los usuarios.

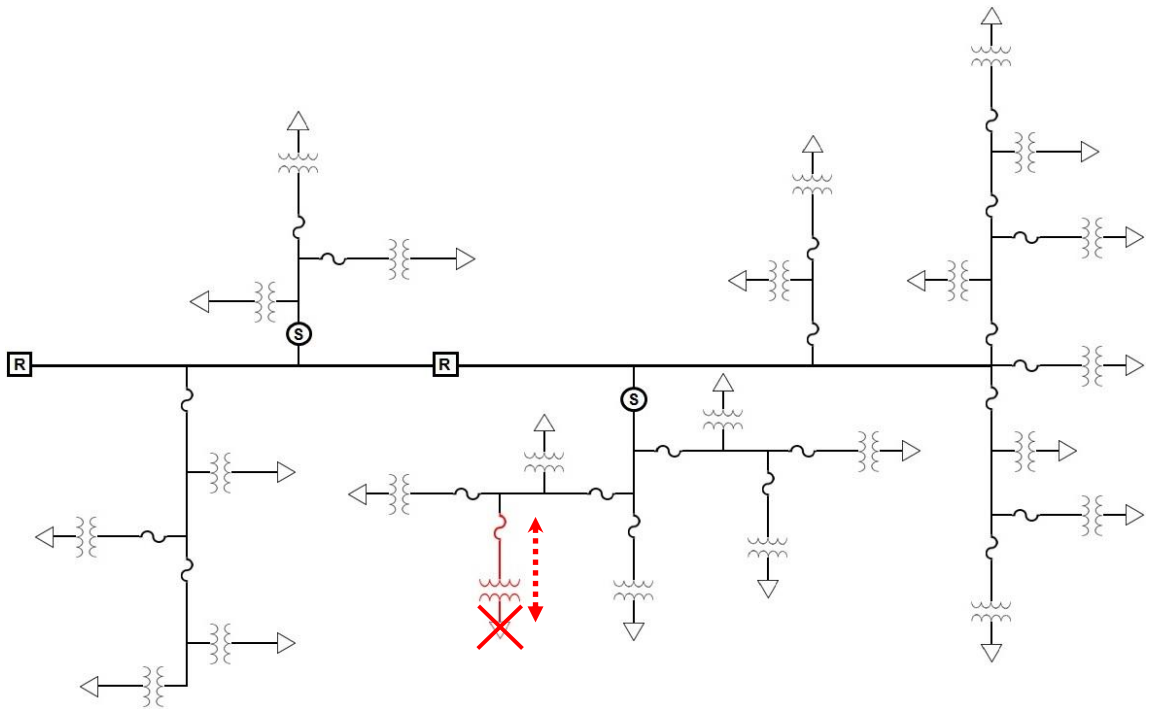
El inicio de cualquier circuito de EEGSA está protegido por un interruptor de subestación, también conocido como interruptor de cabecera. Los ramales principales están protegidos por interruptores de línea. Los ramales primarios están protegidos, principalmente por seccionadores y fusibles. Los ramales secundarios están protegidos por los interruptores y fusibles de los transformadores.

Cada ramal tiene su propio dispositivo que lo protege, de manera que al ocurrir una falla en un ramal, entonces debe actuar el dispositivo más próximo para aislar la falla y no deben resultar afectados otros que no dependen del ramal afectado.

Si ocurre una falla en un ramal secundario, entonces actúa el dispositivo de protección de dicho ramal y no deben resultar afectados los ramales primarios y principales.

En la figura 8 se ilustra un ramal secundario que quedó sin tensión al actuar el dispositivo de protección del transformador, por una falla que ocurrió en el mismo.

Figura 8. **Ramal secundario sin tensión al actuar el dispositivo que protege al transformador por una falla que se produjo en dicho ramal**

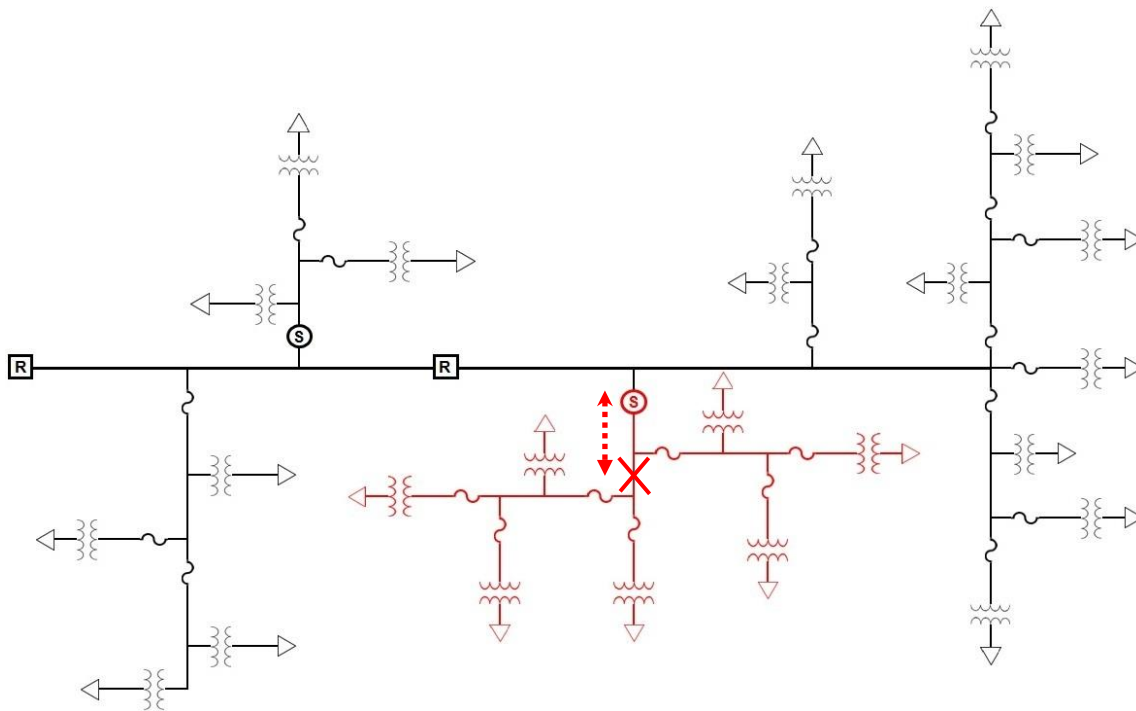


Fuente: elaboración propia.

Cuando ocurre una falla en un ramal primario, entonces actúa el dispositivo para su protección y quedarán afectados los ramales primarios en cascada, si es que existen, y los secundarios que se derivan de este.

Lo anterior se ilustra en el diagrama unifilar que se muestra en la figura 9, en donde se describe un ramal primario en el cual ocurrió una falla, el cual quedó sin tensión al actuar el seccionador de protección.

Figura 9. **Ramal principal sin tensión en el cual se produjo una falla y actuó el dispositivo que lo protege**

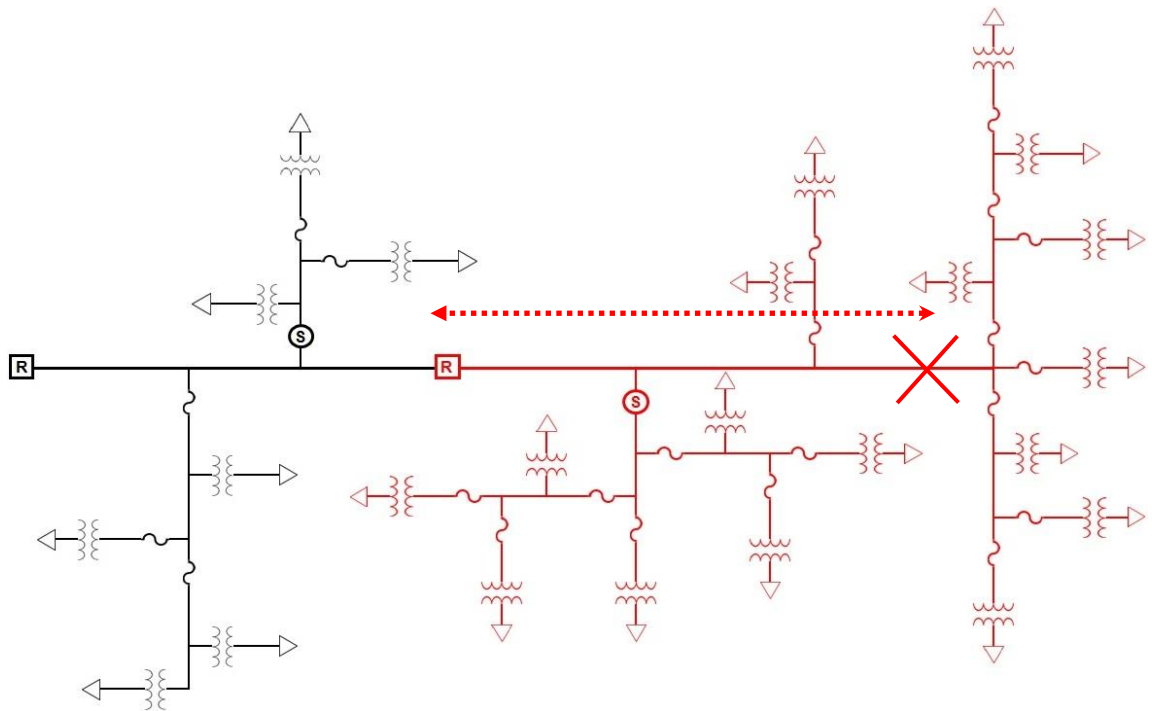


Fuente: elaboración propia.

Al ocurrir una falla en un ramal principal, entonces actúa el dispositivo de protección, quedando afectados los ramales primarios y secundarios que dependan del mismo.

En la figura 10 se muestra el diagrama unifilar donde se ilustra un ramal principal que quedó sin tensión al actuar el interruptor de línea, por una falla que ocurrió en él.

Figura 10. **Ramal principal sin tensión en el cual se produjo una falla y actuó el dispositivo que lo protege**



Fuente: elaboración propia.

Si se produce el disparo del interruptor de cabecera de un circuito, entonces quedarán afectados todos los ramales principales, primarios y secundarios que forman parte de dicho circuito.

En un circuito típico de distribución de EEGSA, los dispositivos de protección actúan en orden de importancia, según se muestra en la figura 11.

Figura 11. **Precedencia de actuación de dispositivos de protección en un circuito típico de distribución de EEGSA**



Fuente: elaboración propia.

En ocasiones ocurre una falla en algún ramal de la red de distribución y no opera el dispositivo de protección hacia arriba más cercano, entonces la falla se traslada a un ramal con más importancia y el dispositivo de protección inmediatamente superior, actúa para liberarla.

La razón de esto es que a veces los dispositivos de protección se deterioran o la falla ocurre muy cerca de la protección y la corriente de corto circuito tiene una magnitud más alta para ser liberada por el dispositivo más próximo, por lo que se traslada hacia el siguiente nivel de protección.

3.2. Obtención de condiciones iniciales

Para la obtención de las incidencias y anomalías ocurridas en la red de distribución, EEGSA cuenta con dos áreas especializadas para registrar en tiempo real los eventos que afectan la operación normal de los circuitos y ramales que conforman la red.

Las áreas designadas para este propósito son la Unidad de Teleservicio (UTS) y el Centro de Operación e Información (COI), las cuales utilizan sistemas automáticos y manuales para el control y el registro de interrupciones.

Adicional a lo anterior, también se utilizan equipos analizadores de red para obtener los parámetros de calidad que afectan a puntos específicos de la red de distribución.

3.2.1. Atención de averías a través de teleservicio y centro de operación utilizando sistema de desperfectos

Cuando ocurren interrupciones en los ramales de la red de distribución, la unidad de teleservicio de EEGSA recibe los datos relacionados con estos eventos e ingresa la información necesaria en un programa de cómputo conocido como sistema de desperfectos.

En este programa se ingresa información importante que se utiliza para delimitar el área y para la identificación del usuario que fue afectado por la interrupción.

Luego del ingreso de la información en el sistema de desperfectos, por parte de la UTS, se genera un requerimiento automático para el COI y el programa le asigna un número de correlativo, tal como se ilustra en la figura 12.

Figura 12. **Requerimientos generados para el centro de operación e información en un día típico en el sistema de desperfectos**

B	No. Req.	Dirección	Zona	Depto.	Muni.	Fecha	Prior.	Estado	Usuario
	7996	ALDEA PIEDRA PARADA, 3 AVENIDA, 5-05, APTO. A	0	GUA	SCP	25/04/12 08:47	CAS	ING	AT9
	7997	KM. 85 CARTA GUANAGAZAPA, COLONIA EL CARMEN CALLEJO	0	ESC	GUA	25/04/12 08:49	N/A	ING	AT3

Fuente: EEGSA.

Después de recibir un requerimiento por parte de la UTS, el COI genera una boleta en la cual coordina al personal para la atención de la emergencia.

Las boletas que se están generando en tiempo real en el sistema de desperfectos, también se clasifican por un número de correlativo para cada una de las emergencias.

La razón de ello es que no todos los requerimientos de la UTS se convierten en boletas, ya que en varios casos el usuario confunde la red eléctrica con la red telefónica o en otros casos se trata de disparo de flipones por corto circuito en las viviendas, pero esto se soluciona directamente con el usuario por medio de comunicación telefónica.

Cada emergencia atendida por medio de una boleta, queda vinculada con algún ramal de la red de distribución que fue afectado y con el elemento de protección del mismo, tal como interruptor de transformador, fusible, seccionalizador e interruptor de línea.

En la figura 13 se muestran las boletas que son generadas por el COI, en un día típico.

Figura 13. **Boletas generadas por el centro de operación e información en un día típico en el sistema de desperfectos**

Oracle Forms Runtime - [Consola de Operación - COI]

Proceso Editar Consultar Bloque Registrar Campo Ventana Ayuda

Empresa Eléctrica de Guatemala **CONSOLA COI** versión 6i.3

Op JEG JULIO EDUARDO GONZÁLEZ V

Requer. 0 Ordenes 1
Boletas 7 Eventos 1

Ver: Requerimientos Ordenes de trabajo En curso Boletas Incidentes Todo

Fecha al Actualiza datos
Usuario Departamento Municipio Desactivar actualizar

B	Boletas	Dirección	Zona	Depto	Muni.	Vehículo	Fecha/hora	Prior.	Estado	Usuario	TT	R
	7404	ALDEA LOS MIXCOS CALLE REAL LOTE 20	0	GUA	PAL	D441	25/04/12 06:41	VD	ASI	APF	02:44	R
	7407	KM. 16 CARR. AL SALVADOR, ALDEA DON JUSTO CA	0	GUA	SCP	GS-154	25/04/12 07:47	CAS	ASI	MAG	01:22	R
	7408	KM 26 A PALENCIA, COL. MATAZANO , 8 CALLE 13-94	0	GUA	SJP	CO101	25/04/12 07:47	VD	ASI	MAG	01:17	R
	7410	KM. 18.5 CARRETERA A SAN JUAN SACATEPEQUEZ, A	6	GUA	MIX	GS-110	25/04/12 08:02	N/A	ASI	FFA	01:03	R
	7413	CIUDAD 27 CALLE 1-74	3	GUA	GUA	D422M	25/04/12 08:34	N/A	ASI	FFA	00:35	R
	7409	POSTE DESPLOMADO, 30 AVE. Y 10 CALLE.	11	GUA	GUA	GS-50	25/04/12 07:57	N/A	FIN	MAG	00:49	R
	7411	COL. 19 DE MAYO, SECTOR 2 25 AVE. FINAL LOTE 11	6	GUA	GUA	CO104	25/04/12 08:17	SEC	FIN	MAG	00:22	R
	7414	ALDEA PIEDRA PARADA, 3 AVENIDA, 5-05 , APTO. A	0	GUA	SCP		25/04/12 09:01	CAS	PEN	FFA	00:14	R
	7415	KM. 85 CART A GUANAGAZAPA, COLONIA EL CARM	0	ESC	GUA		25/04/12 09:02	N/A	PEN	FFA	00:13	R
												R
												R

Asociar Boletas **Asigna vehículo** **Finalizar Boleta** Ver requerimiento Generar O.T. No hay OT Imprimir boleta Bitácora

Ver Fotos

Fuente: EEGSA.

La información ingresada en el sistema de desperfectos, corresponde a todas las emergencias que ocurren en la red de EEGSA, la cual tiene cobertura en los departamentos de Guatemala, Escuintla y Sacatepéquez.

Durante un día típico se pueden generar requerimientos en cualquier región en la que EEGSA distribuye la energía eléctrica y esto incluye a los tres departamentos antes mencionados con cualquiera de sus municipios.

Sin embargo, el sistema de desperfectos posee algunos filtros con los cuales se pueden observar las emergencias ocurridas en un área específica y en determinado período de tiempo, tal como se ilustra en la figura 14.

Figura 14. **Emergencias atendidas durante un mes en un sector de Escuintla**

Oracle Forms Runtime - [Consola de Operación - COI]

Proceso Editar Consultar Bloque Registrar Campo Ventana Ayuda

Empres **Eléctrica** de Guatemala

CONSOLA COI versión 6i.3

Op JEG JULIO EDUARDO GONZALEZ V

Requer. 0 Ordenes 0
Boletas 6 Eventos 2

Ver: Requerimientos Ordenes de trabajo En curso Boletas Incidentes

Fecha 01-ENE-2012 al 31-ENE-2012 Actualiza datos
Usuario Departamento 50 Municipio 5007 Desactivar actualizar

B	Boletas	Dirección	Zona	Depto	Muni.	Vehículo	Fecha/hora	Prior.	Estado	Usuario	TT	R
<input type="checkbox"/>	31	COLONIA CATALINA 6 AVENIDA A MANZANA 17 LOTE	0	ESC	LGO	D81	02/01/12 09:03	SEC	CER	EFA	01:31	R
<input type="checkbox"/>	221	KM. 131.5, CARR. A SIPACATE, PARCELAMIENTO SAN	0	ESC	LGO	D81	03/01/12 11:53	CAS	CER	WAG	10:12	R
<input type="checkbox"/>	495	LA GOMERA 4 CALLE 6-01 APTO.C	1	ESC	LGO	D81	04/01/12 12:02	SEC	CER	FFA	13:35	R
<input type="checkbox"/>	568	ALDEA TEXCUACO, 3 C. 2-31	0	ESC	LGO	D81	04/01/12 19:32	CAS	CER	BJE	07:42	R
<input type="checkbox"/>	686	LA GOMERA, 5 AVENIDA, 3-17	1	ESC	LGO	D362M	05/01/12 18:50	CAS	CER	JRC	04:31	R
<input checked="" type="checkbox"/>	967	KM. 124 CARR. A LA GOMERAPARCELAMIENTO LAS C	0	ESC	LGO	D81	10/01/12 09:00	SEC	CER	WAG	02:32	R
<input type="checkbox"/>	989	PARCELAMIENTO LAS CRUCES CALLE PRINCIPAL SEC	0	ESC	LGO	D362M	10/01/12 13:08	CAS	CER	MAG	02:41	R
<input checked="" type="checkbox"/>	1017	COL. EL PORVENIR, 2 CALLE LOTE 216	0	ESC	LGO	D81	10/01/12 19:33	SEC	CER	WAG	02:04	R
<input type="checkbox"/>	1111	ALDEA EL PAREDON BUENA VISTA 3 AVENIDA 5-57	0	ESC	LGO	D81	12/01/12 13:54	SEC	CER	BJE	02:56	R
<input type="checkbox"/>	1309	KM. 112 CARR. A LA GOMERA, ALDEA EL TERRERERO, (0	ESC	LGO	D81	16/01/12 15:35	SEC	CER	EFA	01:26	R
<input type="checkbox"/>	1359	CASERIO CASTAÑO 3 CALLE 0-52	0	ESC	LGO	D81	17/01/12 13:18	CAS	CER	BJE	03:01	R
<input type="checkbox"/>	1655	KM 119.5 CARR A SIPACATE FINCA LA GRANJA CALL	0	ESC	LGO	D81	22/01/12 09:08	CAS	CER	WAG	01:59	R
<input type="checkbox"/>	1672	ALDEA SIPACATE, 3 CALLE 13-248	0	ESC	LGO	D81	22/01/12 13:23	CAS	CER	MAG	03:00	R
<input type="checkbox"/>	1685	KM 117.5 CARRETERA SIPACATE, CALLE PRINCIPAL, L	0	ESC	LGO	D81	22/01/12 20:33	SEC	CER	JRC	01:19	R
<input type="checkbox"/>	1728	KM. 135 CARR. AL PACIFICO EN RUTA CERRO COLOR	0	ESC	LGO	D81	23/01/12 18:33	SEC	CER	AFA	03:30	R
<input type="checkbox"/>	1740	COL. NUEVA TEXCUACO, 2 CALLE A, MZ. K, L. 14	0	ESC	LGO	D81	24/01/12 06:22	N/A	CER	APF	02:58	R
<input type="checkbox"/>	1810	ALDEA CHONTEL	0	ESC	LGO	D81	25/01/12 11:03	SEC	CER	BJE	02:49	R
<input type="checkbox"/>	1815	CASERIO EL MILAGRO 2 AVENIDA L. 1	0	ESC	LGO	D81	25/01/12 13:45	N/A	CER	JRC	01:12	R
<input type="checkbox"/>	2182	ALDEA SIPACATE 5 CALLE 9-62	0	ESC	LGO	D81	30/01/12 13:51	CAS	CER	MAG	02:40	R
<input type="checkbox"/>	2267	KM 113 A LA GOMERA, SAN JOSE NUEVO MUNDO, CA	0	ESC	LGO	D434M	31/01/12 22:22	SEC	CER	MAG	02:24	R

Asociar Boletas **Asigna vehículo** Finalizar Boleta Ver requerimiento Generar O.T. No hay OT Imprimir boleta Bitácora

Ver Fotos

Registro: 20/20

Fuente: EEGSA.

Con la información registrada en el sistema de desperfectos, se puede controlar la atención de las averías de la red de distribución e identificar lugares específicos para tomar acciones encaminadas a mejorar la continuidad en el suministro de energía eléctrica.

3.2.2. Registro de interrupciones en sistema scada y bitácora

Otra fuente de información referente a interrupciones se genera a través de los dispositivos automatizados, que protegen los circuitos de distribución y sus diferentes ramales.

En la red de distribución de EEGSA existen varios dispositivos automatizados que están instalados en diferentes puntos para operar la red eléctrica vía remota, en el caso de ocurrir fallas o en el caso de aperturas a control.

Todas las cabeceras de circuitos que se encuentran dentro de las subestaciones de distribución, tienen un interruptor de protección automatizado, el cual es llamado interruptor de cabecera.

También, los ramales principales y algunos en donde existen puntos críticos, tienen un interruptor de protección automatizado, el cual es llamado interruptor de línea.

La información generada con estos dispositivos, se almacena en archivos y puede obtenerse a través del sistema SCADA, tal como se presenta en la figura 15.

Figura 15. Interrupción registrada a través de scada en un interruptor de cabecera en un sector de la zona 12 del municipio de Guatemala

ATRAS		ADELANTE		Círculo 26				Archival	Management	Displays/Reports	vbarra	vregulado
Día	Hora	Ia	Ib	Ic	In	MW	MVAR	f. p.				
27/03/12	05:00:00	+104	+124	+113	+15	+2.58	-0.23	+1.00		+123.90	+120.62	
27/03/12	05:15:00	+115	+134	+130	+18	+2.86	-0.17	+1.00		+124.82	+122.09	
27/03/12	05:30:00	+132	+138	+144	+11	+3.14	-0.13	+1.00		+124.63	+122.01	
27/03/12	05:45:00	+143	+145	+147	+5	+3.29	-0.03	+1.00		+124.69	+122.09	
27/03/12	06:00:00	+143	+151	+158	+14	+3.40	+0.18	+1.00		+125.00	+122.45	
27/03/12	06:15:00	+154	+148	+159	+13	+3.48	+0.21	+1.00		+124.63	+122.31	
27/03/12	06:30:00	+134	+152	+150	+16	+3.28	+0.07	+1.00		+124.82	+122.16	
27/03/12	06:45:00	+138	+142	+158	+17	+3.29	+0.21	+1.00		+123.96	+121.50	
27/03/12	07:00:00	+136	+151	+153	+15	+3.32	+0.25	+1.00		+123.66	+120.99	
27/03/12	07:15:00	+141	+143	+162	+19	+3.37	+0.27	+1.00		+123.66	+121.72	
27/03/12	07:30:00	+143	+145	+159	+16	+3.37	+0.28	+1.00		+123.41	+121.28	
27/03/12	07:45:00	+146	+148	+170	+21	+3.51	+0.33	+1.00		+123.41	+121.14	
27/03/12	08:00:00	+155	+157	+176	+21	+3.65	+0.43	+0.99		+122.01	+120.48	
27/03/12	08:15:00	+153	+162	+172	+15	+3.66	+0.45	+0.99		+123.53	+122.75	
27/03/12	08:30:00	+165	+163	+178	+14	+3.76	+0.54	+0.99		+121.76	+120.92	
27/03/12	08:45:00	+171	+169	+184	+15	+3.88	+0.69	+0.98		+122.86	+122.23	
27/03/12	09:00:00	+171	+171	+183	+13	+3.92	+0.66	+0.99		+122.92	+122.23	
27/03/12	09:15:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	09:30:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	09:45:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	10:00:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	10:15:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	10:30:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	10:45:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	11:00:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	11:15:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	11:30:00	+0	+0	+0	+0	+0.00	+0.00	+0.91		+0.00	+0.00	
27/03/12	11:45:00	+127	+133	+143	+19	+3.02	+0.34	+0.99		+117.86	+117.84	
27/03/12	12:00:00	+179	+189	+198	+21	+4.14	+1.11	+0.97		+119.20	+122.09	
27/03/12	12:15:00	+176	+179	+185	+14	+3.97	+0.96	+0.97		+122.19	+123.48	
27/03/12	12:30:00	+207	+209	+215	+14	+4.63	+1.05	+0.98		+122.86	+122.89	
27/03/12	12:45:00	+204	+211	+217	+19	+4.68	+0.98	+0.98		+122.62	+122.67	
27/03/12	13:00:00	+211	+216	+224	+18	+4.81	+0.99	+0.98		+122.31	+122.23	
27/03/12	13:15:00	+205	+206	+219	+20	+4.69	+0.89	+0.98		+121.70	+121.65	
27/03/12	13:30:00	+198	+203	+215	+21	+4.56	+0.87	+0.98		+121.89	+121.65	
27/03/12	13:45:00	+201	+204	+215	+19	+4.62	+0.91	+0.98		+122.01	+121.67	
27/03/12	14:00:00	+190	+199	+210	+24	+4.46	+0.79	+0.98		+122.80	+122.38	
27/03/12	14:15:00	+201	+207	+221	+25	+4.68	+0.99	+0.98		+122.31	+121.94	
27/03/12	14:30:00	+199	+199	+212	+20	+4.52	+0.85	+0.98		+121.83	+121.58	
27/03/12	14:45:00	+204	+209	+219	+21	+4.68	+0.96	+0.98		+121.52	+121.14	
27/03/12	15:00:00	+207	+211	+222	+18	+4.71	+0.99	+0.98		+121.64	+121.50	
27/03/12	15:15:00	+209	+221	+224	+18	+4.85	+0.99	+0.98		+121.64	+121.50	
27/03/12	15:30:00	+213	+223	+227	+19	+4.92	+1.12	+0.98		+121.76	+121.72	
27/03/12	15:45:00	+211	+217	+225	+22	+4.82	+1.01	+0.98		+121.58	+121.65	

Fuente: EEGSA.

Cuando actúan los dispositivos de protección automatizados, se producen alarmas que llegan al Centro de Operación e Información (COI), el cual genera requerimientos propios y coordina al personal para la atención de emergencias, haciendo uso del sistema de desperfectos a través de boletas y órdenes de trabajo.

Existe otro programa de cómputo utilizado por el COI, en el cual se registra información proveniente de dispositivos de protección automatizados, el cual se conoce como consola de bitácoras.

En este programa, la información que se está generando, también se clasifica por un número de correlativo para cada una de las emergencias.

Además, cada emergencia queda vinculada con algún ramal de distribución que fue afectado y con el elemento de protección del mismo, tal como se realiza en el sistema de desperfectos.

Sin embargo, en la consola de bitácoras y en el sistema SCADA, se registran interrupciones en los ramales de distribución que están protegidos por algún dispositivo automatizado, como interruptor de cabecera o de línea.

En la figura 16 se muestran los eventos de bitácora generados por el COI, en la consola de bitácoras en un día típico.

Por otro lado, y casi al mismo tiempo, la Unidad de Teleservicio (UTS), puede generar requerimientos manuales que están relacionados con las mismas emergencias a través del sistema de desperfectos.

En el COI se coordina a todo el personal que atiende emergencias, y en el caso de existir eventos relacionados en la consola de bitácoras y el sistema de desperfectos, entonces se procede a informar a todos los involucrados para que estén enterados del proceso de restablecimiento del suministro eléctrico.

3.2.3. Mediciones con analizadores de calidad de energía

Adicional a la información generada a través de la UTS y el COI, también se realizan mediciones focalizadas por requerimiento propio o a solicitud de terceros en casos especiales.

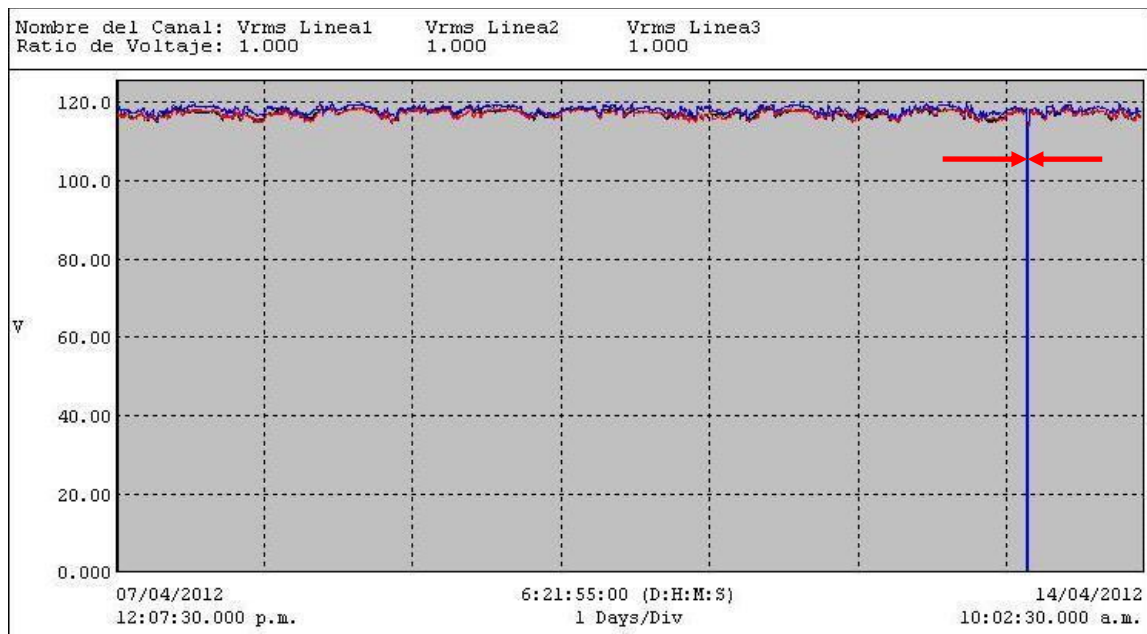
Con estas mediciones se determina si las interrupciones ocurren por fallas propias en la red de distribución o por fallas internas en las instalaciones del usuario que solicitó la medición.

Para ello se utilizan analizadores de calidad de energía, que pueden instalarse directamente en la red de distribución o dentro de las instalaciones de algún usuario específico.

Los tipos de analizadores de calidad que se utilizan, dependen del lugar de la red de distribución en donde se quiere monitorear las interrupciones, ya que existen equipos para medir directamente en la red de media tensión (13,2 kV), para medir en baja tensión en los postes, en baja tensión en bóvedas de transformadores, entre otros.

En la figura 17 se muestra una interrupción del suministro de energía eléctrica que fue registrada por un equipo analizador de red, el cual se instaló en el lado secundario de una bóveda de transformación en un sector de la zona 10.

Figura 17. **Gráfica de una interrupción registrada por un analizador de red en un sector de la zona 10**



Fuente: EEGSA.

3.3. Elección de puntos a monitorear

Anteriormente se explicó que existen diversas formas para registrar las interrupciones que afectan a la red de distribución de EEGSA.

Después de clasificar las interrupciones usando los criterios descritos en el capítulo 2, se puede evaluar la continuidad del suministro eléctrico para cualquier sector de la red de distribución, y para este apartado se presentan las interrupciones que afectan a cuatro usuarios específicos de la red de EEGSA.

Cabe recordar que las interrupciones mayores o iguales a 3 minutos de duración y las clasificadas como programadas y propias, son las únicas que se utilizan para la evaluación de la continuidad del suministro eléctrico.

A continuación, en las tablas IV y V se muestra el registro de interrupciones ocurridas durante un semestre para un usuario urbano y uno rural, ambos de baja tensión.

Tabla IV. Registro de interrupciones durante un semestre para un usuario urbano de baja tensión

Usuario urbano de baja tensión					
No.	Elemento afectado	Fecha/hora inicial	Fecha/hora final	Duración	En horas
1	Interruptor de cabecera	03/01/2013 12:41:11	03/01/2013 12:48:38	00:07:27	0.12416667
2	Interruptor de cabecera	03/01/2013 13:16:54	03/01/2013 13:21:21	00:04:27	0.07416667
3	Interruptor de cabecera	17/02/2013 09:46:33	17/02/2013 10:07:30	00:20:57	0.34916667
4	Interruptor de cabecera	24/02/2013 13:45:50	24/02/2013 13:49:16	00:03:26	0.05722222
5	Seccionalizador	21/03/2013 08:10:00	21/03/2013 12:20:00	04:10:00	4.16666667
6	Fusible	10/04/2013 22:59:42	11/04/2013 00:51:34	01:51:52	1.86444444
7	Fusible	13/05/2013 08:27:53	13/05/2013 12:51:24	04:23:31	4.39194444
8	Fusible	10/06/2013 23:02:24	11/06/2013 02:14:17	03:11:53	3.19805556

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla V. Registro de interrupciones durante un semestre para un usuario rural de baja tensión

Usuario rural de baja tensión					
No.	Elemento afectado	Fecha/hora inicial	Fecha/hora final	Duración	En horas
1	Interruptor de cabecera	03/01/2013 10:39:20	03/01/2013 13:44:53	03:05:33	3.0925
2	Interruptor de cabecera	25/01/2013 16:42:37	25/01/2013 17:41:00	00:58:23	0.97305556
3	Interruptor de línea	08/03/2013 07:18:48	08/03/2013 08:08:00	00:49:12	0.82
4	Fusible	04/05/2013 10:48:10	04/05/2013 11:40:58	00:52:48	0.88
5	Interruptor de línea	12/05/2013 21:04:01	12/05/2013 21:44:17	00:40:16	0.67111111
6	Fusible	24/05/2013 17:58:22	24/05/2013 19:08:20	01:09:58	1.16611111
7	Fusible	29/05/2013 05:32:41	29/05/2013 06:58:30	01:25:49	1.43027778
8	Fusible	29/05/2013 14:10:16	29/05/2013 15:54:52	01:44:36	1.74333333
9	Fusible	06/06/2013 16:55:57	06/06/2013 17:50:46	00:54:49	0.91361111
10	Interruptor de línea	09/06/2013 18:27:08	09/06/2013 20:10:13	01:43:05	1.71805556
11	Interruptor de cabecera	23/06/2013 20:27:53	23/06/2013 21:49:43	01:21:50	1.36388889
12	Fusible	24/06/2013 11:43:57	24/06/2013 12:43:34	00:59:37	0.99361111

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

A continuación, en las tablas VI y VII se muestra el registro de interrupciones ocurridas durante un semestre para un usuario rural y uno urbano, ambos de media tensión.

Tabla VI. **Registro de interrupciones durante un semestre para un usuario rural de media tensión**

Usuario rural de media tensión					
No.	Elemento afectado	Fecha/hora inicial	Fecha/hora final	Duración	En horas
1	Interruptor de cabecera	03/01/2013 12:41:11	03/01/2013 12:48:38	00:07:27	0.12416667
2	Interruptor de cabecera	03/01/2013 13:16:54	03/01/2013 13:21:21	00:04:27	0.07416667
3	Interruptor de línea	03/01/2013 16:24:41	04/01/2013 02:36:25	10:11:44	10.1955556
4	Interruptor de cabecera	17/02/2013 09:46:33	17/02/2013 10:07:30	00:20:57	0.34916667
5	Interruptor de cabecera	24/02/2013 13:45:50	24/02/2013 13:49:16	00:03:26	0.05722222
6	Interruptor de cabecera	17/04/2013 13:44:19	17/04/2013 13:49:50	00:05:31	0.09194444
7	Interruptor de cabecera	08/05/2013 15:40:44	08/05/2013 15:45:17	00:04:33	0.07583333
8	Interruptor de cabecera	14/05/2013 14:17:57	14/05/2013 14:20:59	00:03:02	0.05055556
9	Interruptor de cabecera	22/05/2013 15:17:33	22/05/2013 15:23:05	00:05:32	0.09222222

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla VII. **Registro de interrupciones durante un semestre para un usuario urbano de media tensión**

Usuario urbano de media tensión					
No.	Elemento afectado	Fecha/hora inicial	Fecha/hora final	Duración	En horas
1	Seccionalizador	02/01/2013 22:03:40	03/01/2013 02:07:18	04:03:38	4.06055556
2	Fusible	03/01/2013 07:46:22	03/01/2013 17:01:31	09:15:09	9.2525
3	Interruptor de cabecera	12/02/2013 10:30:57	12/02/2013 10:59:22	00:28:25	0.47361111
4	Interruptor de cabecera	12/02/2013 11:27:31	12/02/2013 11:54:00	00:26:29	0.44138889

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

En las tablas anteriores se mostró el registro de interrupciones en detalle durante un semestre para cuatro usuarios de la red de EEGSA, lo cual corresponde a todas las posibilidades de usuarios que existen en la red de distribución.

3.3.1. Monitoreo de las interrupciones de scada en un semestre típico

En la sección 3.2.2 se mencionó que los dispositivos automatizados de protección, tales como interruptores de cabecera y de línea, son los que llevan un registro de todos aquellos eventos que suceden en los ramales que protegen.

La información correspondiente a interrupciones para este tipo de dispositivos, queda almacenada y posteriormente puede obtenerse a través del sistema SCADA.

En la tabla VIII se muestra el registro de interrupciones en SCADA durante un semestre, para los cuatro usuarios seleccionados en los cuales fueron afectados elementos automatizados.

Tabla VIII. Registro de interrupciones en scada durante un semestre para los elementos automatizados de protección afectados en los usuarios seleccionados

No.	Elemento afectado	Fecha/hora inicial	Fecha/hora final	Duración	Usuario
1	Interruptor de cabecera	03/01/2012 10:39:20	03/01/2012 13:44:53	3:05:33	Rural BT
2	Interruptor de cabecera	25/01/2012 16:42:37	25/01/2012 17:41:00	0:58:23	Rural BT
3	Interruptor de línea	08/03/2012 07:18:48	08/03/2012 08:08:00	0:49:12	Rural BT
5	Interruptor de línea	12/05/2012 21:04:01	12/05/2012 21:44:17	0:40:16	Rural BT
10	Interruptor de línea	09/06/2012 18:27:08	09/06/2012 20:10:13	1:43:05	Rural BT
11	Interruptor de cabecera	23/06/2012 20:27:53	23/06/2012 21:49:43	1:21:50	Rural BT
1	Interruptor de cabecera	03/01/2013 12:41:11	03/01/2013 12:48:38	00:07:27	Urbano BT
2	Interruptor de cabecera	03/01/2013 13:16:54	03/01/2013 13:21:21	00:04:27	Urbano BT
3	Interruptor de cabecera	17/02/2013 09:46:33	17/02/2013 10:07:30	00:20:57	Urbano BT
4	Interruptor de cabecera	24/02/2013 13:45:50	24/02/2013 13:49:16	00:03:26	Urbano BT
1	Interruptor de cabecera	03/01/2013 12:41:11	03/01/2013 12:48:38	00:07:27	Rural MT
2	Interruptor de cabecera	03/01/2013 13:16:54	03/01/2013 13:21:21	00:04:27	Rural MT
3	Interruptor de línea	03/01/2013 16:24:41	04/01/2013 02:36:25	10:11:44	Rural MT
4	Interruptor de cabecera	17/02/2013 09:46:33	17/02/2013 10:07:30	00:20:57	Rural MT
5	Interruptor de cabecera	24/02/2013 13:45:50	24/02/2013 13:49:16	00:03:26	Rural MT
6	Interruptor de cabecera	17/04/2013 13:44:19	17/04/2013 13:49:50	00:05:31	Rural MT
7	Interruptor de cabecera	08/05/2013 15:40:44	08/05/2013 15:45:17	00:04:33	Rural MT
8	Interruptor de cabecera	14/05/2013 14:17:57	14/05/2013 14:20:59	00:03:02	Rural MT
9	Interruptor de cabecera	22/05/2013 15:17:33	22/05/2013 15:23:05	00:05:32	Rural MT
3	Interruptor de cabecera	12/02/2013 10:30:57	12/02/2013 10:59:22	00:28:25	Urbano MT
4	Interruptor de cabecera	12/02/2013 11:27:31	12/02/2013 11:54:00	00:26:29	Urbano MT

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

3.3.2. Monitoreo de interrupciones en sistema desperfectos en un semestre típico

La información correspondiente a interrupciones para dispositivos de protección de ramales primarios y secundarios, tales como seccionalizadores, fusibles o interruptores de transformador, se almacena en el sistema para desperfectos y posteriormente puede obtenerse la información correspondiente a sectores específicos y evaluar la continuidad del suministro de energía eléctrica.

En la tabla IX se muestra el registro de interrupciones en el sistema de desperfectos durante un semestre, para los cuatro usuarios seleccionados en los cuales fueron afectados seccionalizadores, fusibles o transformadores.

Tabla IX. Registro de interrupciones en el sistema desperfectos durante un semestre para los elementos de protección afectados en los usuarios seleccionados

No.	Elemento afectado	Fecha/hora inicial	Fecha/hora final	Duración	Usuario	Boleta
4	Fusible	04/05/2012 10:48:10	04/05/2012 11:40:58	0:52:48	Rural BT	7912
6	Fusible	24/05/2012 17:58:22	24/05/2012 19:08:20	1:09:58	Rural BT	9475
7	Fusible	29/05/2012 05:32:41	29/05/2012 06:58:30	1:25:49	Rural BT	10044
8	Fusible	29/05/2012 14:10:16	29/05/2012 15:54:52	1:44:36	Rural BT	10093
9	Fusible	06/06/2012 16:55:57	06/06/2012 17:50:46	0:54:49	Rural BT	10889
12	Fusible	24/06/2012 11:43:57	24/06/2012 12:43:34	0:59:37	Rural BT	12412
5	Seccionalizador	21/03/2013 08:10:00	21/03/2013 12:20:00	04:10:00	Urbano BT	5196
6	Fusible	10/04/2013 22:59:42	11/04/2013 00:51:34	01:51:52	Urbano BT	6502
7	Fusible	13/05/2013 08:27:53	13/05/2013 12:51:24	04:23:31	Urbano BT	8755
8	Fusible	10/06/2013 23:02:24	11/06/2013 02:14:17	03:11:53	Urbano BT	11149
1	Seccionalizador	02/01/2013 22:03:40	03/01/2013 02:07:18	04:03:38	Urbano MT	101
2	Fusible	03/01/2013 07:46:22	03/01/2013 17:01:31	09:15:09	Urbano MT	108

Fuente: elaboración propia.

Al unir la tabla IX con la VIII, se pueden obtener todas las tablas que se mostraron en la sección 3.3, después de ordenar los datos por tipo de usuario.

4. ESTIMACIÓN ECONÓMICA ASOCIADA A INTERRUPCIONES

En el presente capítulo se dan a conocer los costos que se generan por interrupciones en el suministro de energía eléctrica, los cuales incluyen: el costo de la energía no suministrada, pago de indemnizaciones, costos asociados al restablecimiento del suministro eléctrico, etc.

4.1. Costo de la energía no suministrada en un mes típico

El costo de energía no suministrada (CENS) representa la indemnización, [Q / kWh], que cualquier distribuidor de energía debe pagar por el perjuicio ocasionado al interrumpir el suministro eléctrico en cualquiera de los ramales que conforman la red de distribución.

Los usuarios conectados a la red de distribución no son afectados de la misma manera cuando ocurre una interrupción, ya que para algunos puede ser molesta, pero no tan dañina, aunque la misma dure una cantidad considerable de tiempo.

En este caso, posiblemente se trate de usuarios de baja tensión con poco poder adquisitivo que poseen solamente aparatos sencillos, como televisores, radios y luminarias.

Para algunos usuarios, la interrupción en el suministro eléctrico puede ser molesta y dañina, principalmente si sucede con bastante regularidad.

Para este caso, puede tratarse de usuarios que poseen otros aparatos más sensibles que podrían averiarse por las interrupciones reiteradas.

Para otros usuarios, las interrupciones pueden ser severas o peligrosas, como aquellos casos en donde existen equipos que mantienen con vida a personas o en centros carcelarios.

En la sección 1.5.3, donde se expusieron las fórmulas utilizadas para el cálculo de indemnizaciones en períodos de control semestral, se mencionó que el CENS es diez veces el valor del cargo unitario por energía de la tarifa simple para usuarios conectados en baja tensión sin cargo por demanda, de la ciudad de Guatemala, del primer día y primer mes del semestre.

A continuación, en la tabla X se muestra desglosada la tarifa simple de energía para usuarios en baja tensión sin cargo por demanda, la cual fue establecida para EEGSA, durante el primer día del mes de enero del año 2013.

Tabla X. **Desglose de la tarifa simple de energía eléctrica en baja tensión establecida para EEGSA durante el primer día del mes de enero**

TARIFA BTS NO SOCIAL	
CARGOS POR GENERACIÓN Y TRANSPORTE	
Energía y potencia: cargo por generación y transporte [Q/kWh]	1,608496
CARGOS POR DISTRIBUCIÓN	
Cargo fijo por cliente [Q/usuario-mes]	8,889342
Energía: cargo por distribución [Q/kWh]	0,240409
Energía: cargo por generación + transporte + distribución [Q/kWh]	1,848905

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

El costo de la energía no suministrada (CENS), es igual a diez veces la tarifa bts no social, de manera que, para calcular indemnizaciones para los usuarios seleccionados en el período semestral correspondiente se va a utilizar el siguiente valor.

$$\text{CENS} = 18,48905 \text{ Q / kWh}$$

4.2. Costo estimado de pago de indemnizaciones por FIU y TIU

El costo de indemnización por FIU y TIU se calcula para cada usuario que forma parte de la red de distribución, ya que no siempre todos son afectados ni la misma cantidad de tiempo.

Esto se debe a que un circuito de distribución está conformado por varios ramales y cada uno está protegido por su propio dispositivo de protección, tal como se mencionó en la sección 3.1.

Otra razón, por la cual se calcula la indemnización para cada usuario, es que los usuarios rurales y urbanos, tanto de media como de baja tensión, tienen diferentes límites en las tolerancias de FIU y TIU.

En la sección 1.5.3, se mencionaron las fórmulas establecidas en las NTSD, con las cuales se realiza el cálculo de la indemnización a los usuarios por el incumplimiento de las tolerancias establecidas para cada indicador; a continuación se presentan las utilizadas para índices individuales.

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{ENS usuario} = \text{D usuario} [(\text{TIU} - \text{TIU límite})/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = \text{D usuario} [(\text{FIU} - \text{FIU límite})(\text{TIU}/\text{FIU})/8760]$$

En donde:

- INII: indemnización para ser distribuida individualmente, (Q).
- ENS usuario: energía no suministrada al usuario, (kWh).
- CENS: costo de la energía no suministrada, [Q.18,48905 / kWh].
- D usuario: demanda de energía facturada durante el período de control para cada usuario, (kWh).
- FIU y TIU: índices dados por la cantidad y tiempo de las interrupciones ocurridas durante el período de control evaluado.
- TIU límite y FIU límite: límites para las tolerancias de los índices individuales establecidos en el artículo 56 de las NTSD.

A continuación se hace el cálculo de las indemnizaciones por FIU y TIU para los cuatro tipos de usuarios, cuyo detalle de interrupciones se mostró en la sección 3.3.

Para el usuario rural de baja tensión se tienen los siguientes datos:

D usuario = 494 kWh

TIU = 15,765556 horas

TIU límite = 14 horas

FIU = 12 veces

FIU límite = 8 veces

$$\text{ENS usuario} = D \text{ usuario} [(TIU - TIU \text{ límite})/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 494 \text{ kWh} [(15,765556 - 14)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 0,099564 \text{ kWh}$$

$$\text{ENS usuario} = D \text{ usuario} [(FIU - FIU \text{ límite})(TIU/FIU)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 494 \text{ kWh} [(12 - 8)(15,765556/12)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 0,296354 \text{ kWh}$$

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{INII} = 0,099564 \text{ kWh} * 18,48905 \text{ Q/kWh}$$

$$\text{INII} = \text{Q. } 1,84 \text{ (representa la indemnización por TIU)}$$

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{INII} = 0,296354 \text{ kWh} * 18,48905 \text{ Q/kWh}$$

$$\text{INII} = \text{Q. } 5,48 \text{ (representa la indemnización por FIU)}$$

Para el usuario rural de baja tensión se calcularon dos valores de indemnización, ya que durante el semestre registrado se excedieron las tolerancias tanto en FIU como en TIU.

Para el usuario urbano de baja tensión se tienen los siguientes datos:

$$D \text{ usuario} = 1 \text{ 032 kWh}$$

$$TIU = 14,225833 \text{ horas}$$

$$TIU \text{ límite} = 12 \text{ horas}$$

$$FIU = 8 \text{ veces}$$

$$FIU \text{ límite} = 6 \text{ veces}$$

ENS usuario = D usuario [(TIU – TIU límite)/8760]
ENS usuario = 1 032 kWh [(14,225833 – 12)/8760]
ENS usuario = 0,262221 kWh

ENS usuario = D usuario [(FIU – FIU límite)(TIU/FIU)/8760]
ENS usuario = 1 032 kWh [(8 – 6)(14,225833/8)/8760]
ENS usuario = 0,41898 kWh

INII = ENS usuario * CENS
INII = 0,262221 kWh * 18,48905 Q/kWh
INII = Q. 4,85 (representa la indemnización por TIU)

INII = ENS usuario * CENS
INII = 0,41898 kWh * 18,48905 Q/kWh
INII = Q. 7,75 (representa la indemnización por FIU)

Para el usuario urbano de baja tensión se calcularon dos valores de indemnización, ya que durante el semestre registrado se excedieron las tolerancias tanto en FIU como en TIU.

Para el usuario rural de media tensión se tienen los siguientes datos:

D usuario = 195 526 kWh
TIU = 11,110833 horas
TIU límite = 10 horas
FIU = 9 veces
FIU límite = 6 veces

$$\text{ENS usuario} = D \text{ usuario } [(TIU - TIU \text{ límite})/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 195\,526 \text{ kWh } [(11,110833 - 10)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 24,794155 \text{ kWh}$$

$$\text{ENS usuario} = D \text{ usuario } [(FIU - FIU \text{ límite})(TIU/FIU)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 195\,526 \text{ kWh } [(9 - 6)(11,110833/9)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 82,665787 \text{ kWh}$$

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{INII} = 24,794155 \text{ kWh} * 18,48905 \text{ Q/kWh}$$

$$\text{INII} = \text{Q. } 458,42 \text{ (representa la indemnización por TIU)}$$

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * \text{CENS}$$

$$\text{INII} = 82,665787 \text{ kWh} * 18,48905 \text{ Q/kWh}$$

$$\text{INII} = \text{Q. } 1\,528,41 \text{ (representa la indemnización por FIU)}$$

Para el usuario rural de media tensión se calcularon dos valores de indemnización, ya que durante el semestre registrado se excedieron las tolerancias tanto en FIU como en TIU.

Para el usuario urbano de media tensión se tienen los siguientes datos:

$$D \text{ usuario} = 258\,090 \text{ kWh}$$

$$TIU = 14,228056 \text{ horas}$$

$$TIU \text{ límite} = 8 \text{ horas}$$

$$FIU = 4 \text{ veces}$$

$$FIU \text{ límite} = 4 \text{ veces}$$

$$\begin{aligned} \text{ENS usuario} &= D \text{ usuario } [(TIU - TIU \text{ límite})/8760] \\ \text{ENS usuario} &= 258\,090 \text{ kWh } [(14,228056 - 8)/8760] \\ \text{ENS usuario} &= 183,493027 \text{ kWh} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{ENS usuario} &= D \text{ usuario } [(FIU - FIU \text{ límite})(TIU/FIU)/8760] \\ \text{ENS usuario} &= 258\,090 \text{ kWh } [(4 - 4)(14,228056/4)/8760] \\ \text{ENS usuario} &= 0.0 \text{ kWh (no cuenta por ser cero)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{INII} &= \text{ENS usuario} * \text{CENS} \\ \text{INII} &= 183,493027 \text{ kWh} * 18,48905 \text{ Q/kWh} \\ \text{INII} &= \text{Q. } 3\,392,61 \text{ (representa la indemnización por TIU)} \end{aligned}$$

Para el usuario urbano de media tensión, solamente se calculó el valor de indemnización por TIU, ya que durante el semestre registrado fue el único parámetro que se excedió de la tolerancia establecida en las NTSD para este tipo de usuario.

El valor de FIU no excedió la tolerancia establecida para FIU límite, por lo tanto no se calculó la indemnización correspondiente.

Después de presentar en detalle la manera en que se realizan los cálculos de indemnización, para los cuatro tipos de usuarios que posee EEGSA, se muestra la tabla XI, en donde se resumen los resultados.

Tabla XI. **Costo individual por pago de indemnización para cuatro tipos de usuarios de EEGSA durante un semestre**

Tipo de usuario	Tensión de servicio	ENS por TIU (kWh)	ENS por FIU (kWh)	INII por TIU (Q)	INII por FIU (Q)
Rural	Baja	0,099564	0,296354	1,84	5,48
Urbano	Baja	0,262221	0,41898	4,85	7,75
Rural	Media	24,794155	82,665787	458,42	1 528,41
Urbano	Media	183,493027	0	3 392,61	0

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Para cada tipo de usuario, se determina el valor de la energía no suministrada (ENS) mediante las dos fórmulas (TIU y FIU) y aplica la de mayor valor a fin de calcular la indemnización individual correspondiente.

En cada circuito de la red de distribución se calcula la indemnización individual por usuario y al final del semestre se realiza la sumatoria de todas las indemnizaciones individuales.

Con esto se obtiene el costo por pago de indemnización semestral, para cada circuito que forma parte de la red de distribución de EEGSA.

A continuación se muestra en la tabla XII, el costo por pago de indemnización durante un semestre, para tres circuitos de distribución en diferentes departamentos del área de cobertura de EEGSA.

Tabla XII. **Costo por pago de indemnización semestral para tres circuitos de distribución en diferentes departamentos del área de cobertura de EEGSA**

Departamento	Subestación	Circuito	Indemnización semestral
Guatemala	Cambray	A	Q. 6 963,84
Escuintla	Puerto San José	B	Q. 8 982,41
Sacatepéquez	San Lucas	C	Q. 20 497,31

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

4.3. Costos estimados asociados al restablecimiento de suministro eléctrico en el mes típico a analizar

Cuando ocurre una interrupción, el Centro de Operación e Información (COI) de EEGSA dispone de varios recursos los cuales son utilizados eficientemente para restablecer el suministro de energía eléctrica.

Los costos asociados para restablecer el suministro eléctrico, dependerán de la naturaleza de la interrupción, del tipo de ramal de distribución que fue afectado y del lugar en donde se produjo la misma.

Algunos de estos costos incluyen el pago de mano de obra de empresas contratistas para las revisiones y reparaciones, además de los materiales que se utilizan para dejar la red de distribución en condiciones óptimas para su operación.

En la atención de requerimientos del Centro de Operación e Información (COI) o a través de la Unidad de Teleservicio (UTS), se genera una boleta que es asignada a un vehículo para la atención de la emergencia.

El personal asignado a estos vehículos de avanzada, cuenta con materiales y equipo para realizar tareas que no requieren trabajo mayor, por ejemplo:

- Operación de elementos de protección
- Desrame de árboles
- Reparación de conductores eléctricos
- Restablecimiento de transformadores
- Revisión de acometidas

Básicamente el personal que atiende emergencias, se traslada en vehículos livianos (picops) o en camiones pequeños y puede realizar trabajos que no requieren materiales adicionales a los que trasladan en estos vehículos.

A continuación se presenta la tabla XIII, con el costo de mano de obra de los vehículos de tres empresas contratistas, que atendieron boletas en el municipio de Villa Nueva del departamento de Guatemala, en un mes típico.

Tabla XIII. **Costo de mano de obra mensual de vehículos contratistas que atendieron boletas en la red de EEGSA en el municipio de Villa Nueva**

Contratista	Boletas atendidas	Costo
E	77	Q. 30 820,71
F	54	Q. 12 476,72
G	80	Q. 24 442,32

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Cuando se atienden emergencias, existen ocasiones en las cuales se requieren trabajos adicionales para restablecer el suministro de energía eléctrica, o para regresar la red de distribución a su configuración original.

En estos casos se genera una orden de trabajo, la cual es asignada a personal de cuadrillas que se traslada, generalmente en camiones.

Los camiones asignados para estos trabajos, cuentan con los materiales adecuados para hacer reparaciones específicas, tales como: cambio de postes dañados, sustitución de bancos de transformadores, equipo para talar árboles grandes, etc.

A continuación se presenta la tabla XIV, con el costo de mano de obra de los vehículos de tres empresas contratistas que atendieron órdenes de trabajo en el municipio de Villa Nueva del departamento de Guatemala, en un mes típico.

Tabla XIV. **Costo de mano de obra mensual de vehículos contratistas que atendieron órdenes de trabajo en el municipio de Villa Nueva**

Contratista	Órdenes de trabajo atendidas	Costo
E	3	Q. 1 738,15
F	6	Q. 4 716,90
G	11	Q. 20724,72

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

En las tablas XIII y XIV, solamente se mostró el valor de la factura por mano de obra de la atención de averías, pero esto no incluye el costo por materiales utilizados.

La cantidad de materiales que se utilizan en el restablecimiento del suministro eléctrico, depende de la naturaleza de la interrupción y del tipo de ramal de distribución que fue afectado.

En algunos casos, solamente se realiza una sustitución de materiales menores o en otros casos se reconstruye algún segmento completo de la red de distribución, el cual puede incluir movimiento de un poste dañado, cambio de un banco de transformación, tendido de nuevos cables eléctricos, etc.

A continuación se muestra la tabla XV, con el costo en materiales que se les proporcionó a los vehículos de tres empresas contratistas, los cuales atendieron boletas durante el mes típico, para restablecer el suministro de energía eléctrica en el municipio de Villa Nueva.

Tabla XV. Costo mensual de materiales asignados a vehículos contratistas para la atención de boletas en el municipio de Villa Nueva

Contratista	Costo por materiales
E	Q. 1 738,15
F	Q. 4 716,90
G	Q. 20 724,72

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Al obtener los costos por mano de obra de los vehículos y materiales utilizados, se obtiene el costo asociado al restablecimiento del suministro de energía eléctrica.

4.4. Costo asociado a mantenimiento de la red

En la planificación, operación y control de la red de distribución, también debe incluirse el costo para mantener la red en óptimas condiciones para su correcta explotación.

Las condiciones adversas del entorno, ocasionan deterioro de los elementos que componen la red de distribución o en otros casos inciden en fallas potenciales, tales como: caída de árboles cercanos a los diferentes ramales, aisladores dañados por descargas parciales, etc.

El mantenimiento adecuado de la red de distribución, tiene un impacto positivo en la continuidad y en la confiabilidad, porque una red eléctrica en condiciones óptimas de operación, reduce las fallas potenciales que pueden ocasionar interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

En el mantenimiento de la red existen varias actividades que pueden realizarse, entre ellas:

- Poda de árboles
- Sustitución de aisladores y pararrayos
- Cambio de postes dañados
- Retiro de elementos extraños en la red eléctrica: zapatos, barriletes, nidos de ave, enredaderas, etc

De todas las actividades de mantenimiento, algunas se realizan con cierta periodicidad y otras en forma continua para evitar el deterioro de los elementos que componen la red de distribución, además de reducir fallas futuras.

A continuación se muestra la tabla XVI, con las diferentes actividades de mantenimiento que se realizan en toda la red de distribución de EEGSA y el costo promedio mensual que representa su ejecución.

Tabla XVI. **Costo promedio mensual en la ejecución del programa de mantenimiento que se realiza en la red de EEGSA**

Proyecto de mantenimiento	Costo mensual promedio
Mantenimiento de reguladores de voltaje	Q. 13 753,60
Instalación y mantenimiento de bancos de capacitores	Q. 36 644,20
Rehabilitación de transformadores	Q. 111 814,92
Reconductorado	Q. 57 953,43
Sustitución de conductores en mal estado	Q. 92 035,72
Instalación de pararrayos	Q. 91 525,72
Modificaciones correctivas	Q. 28 215,91
Sustitución de aisladores	Q. 103 242,88
Instalación de cable protegido	Q. 31 352,00
Reconfiguración de circuitos de distribución	Q. 69 966,70
Sustitución de postes en mal estado	Q. 266 910,33

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

4.5. Costos estimados por instalación de elementos de protección

El crecimiento de la demanda de energía eléctrica, ocasiona modificaciones en los niveles de corto circuito en los nodos de donde se derivan los diferentes ramales en la red de distribución.

Tal crecimiento puede presentarse de tres maneras, y esto incide en el tipo de modificación y construcción que se realiza en la red de distribución.

- Para el crecimiento vertical: hay un incremento en el consumo de energía eléctrica de los usuarios que están conectados a la red de distribución. En este caso no hay incremento en la cantidad de usuarios, sino que únicamente en la cantidad de energía eléctrica que consumen.
- Para el crecimiento horizontal: hay un incremento en la cantidad de usuarios que se conectan a la red de distribución, tal como nuevos proyectos habitacionales o usuarios individuales.
- Para el crecimiento mixto: se incrementa la cantidad de usuarios que se conectan a la red de distribución y al mismo tiempo hay un incremento en el consumo de la energía eléctrica.

En cualquiera de los tres casos, la red de distribución va modificándose y debe permanecer protegida para no perjudicar a los usuarios existentes cuando se producen cambios en los diferentes ramales que la conforman.

Debido al comportamiento dinámico de la carga y ante los cambios continuos, los dispositivos de protección deben instalarse adecuadamente en cada segmento que conforma la red de distribución, porque dichos dispositivos son los elementos del sistema que actúan cuando se producen fallas en los diferentes ramales, tal como se mencionó en la sección 3.1.

Cuando se añaden ramales nuevos a la red de distribución, se selecciona un dispositivo de protección de acuerdo a la capacidad máxima de corriente que va a circular en el ramal o en otros casos, dependiendo de la importancia que posee la carga a conectar.

Para ramales de distribución, cuya corriente eléctrica se encuentra entre 15 y 100 amperios, generalmente se instalan fusibles.

Para ramales, cuya corriente eléctrica se encuentra arriba de 100 hasta 200 amperios, generalmente se instalan seccionalizadores.

Para los ramales con una corriente eléctrica arriba de 200 amperios y cuya carga se considera de especial interés, generalmente se instalan interruptores de línea.

Al instalar los nuevos elementos de protección, también se considera la coordinación de los mismos como parte fundamental del proceso, para evitar en la medida de lo posible que actúen dos dispositivos de protección con distinto nivel de precedencia, tal como se mencionó en la sección 3.1.

A continuación se presenta la tabla XVII, con el costo unitario en materiales y mano de obra necesario para instalar fusibles de protección en la red de distribución de EEGSA.

Tabla XVII. **Costo unitario por instalación de fusibles de protección en la red de distribución de EEGSA**

Detalle de costo	Guatemala		Escuintla/Sacatepéquez	
	Con tensión	Sin tensión	Con tensión	Sin tensión
Mano de obra	Q. 350,00	Q. 122,00	Q. 534,00	Q. 287,00
Materiales	Q. 533,86	Q. 533,86	Q. 533,86	Q. 533,86
Total	Q. 883,86	Q. 655,86	Q. 1 067,86	Q. 820,86

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

En la tabla XVII se presentó el costo unitario por instalación de fusibles de protección para nuevos ramales monofásicos. Sin embargo, cuando los nuevos ramales son bifásicos o trifásicos se debe instalar más de un fusible en el mismo punto.

Cada fusible adicional instalado en un mismo punto, incrementa el costo en materiales en un 100 por ciento e incrementa el costo de mano de obra en un 25 por ciento.

A continuación se muestra la tabla XVIII con el costo unitario en materiales y mano de obra necesario para instalar seccionadores en la red de distribución de EEGSA.

Tabla XVIII. Costo unitario por instalación de seccionadores de protección en la red de distribución de EEGSA

Detalle de costo	Guatemala		Escuintla/Sacatepéquez	
	Con tensión	Sin tensión	Con tensión	Sin tensión
Mano de obra	Q. 350,00	Q. 122,00	Q. 534,00	Q. 287,00
Materiales	Q. 5 935,98	Q. 5 935,98	Q. 5 935,98	Q. 5 935,98
Total	Q. 6 285,98	Q. 6 057,98	Q. 6 469,98	Q. 6 222,98

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XVIII se mostró el costo unitario por instalación de seccionadores para nuevos ramales monofásicos.

El costo en mano de obra para instalación de fusibles y seccionadores es el mismo, ya que los dos elementos de protección utilizan el mismo procedimiento de instalación por ser dispositivos similares.

Del mismo modo que en los fusibles, cada seccionalizador adicional instalado en un mismo punto, incrementa el costo en materiales en un 100 por ciento e incrementa el costo de mano de obra en un 25 por ciento.

4.6. Costo por interconexión entre circuitos y automatismos

Muchas veces es necesario disponer de otras fuentes de alimentación, con el fin de restablecer el suministro eléctrico rápidamente a la mayor cantidad de usuarios posibles, ante eventuales fallas que ocurren al operar la red de distribución.

Para ello hay que disponer de más capacidad en los transformadores de potencia ubicados dentro de las subestaciones, esto implica la creación de nuevos circuitos o el traslado de ramales a otros segmentos de la red de distribución que tienen más capacidad instalada.

Al modificar la red de distribución, se redistribuyen los activos que ya se encuentran instalados para que su explotación sea lo más eficiente posible a la hora de energizarse desde otra fuente de alimentación.

Esto significa que se realizan movimientos de transformadores de distribución, balance de cargas, compensación de reactiva, etc.

De esa cuenta, es un hecho que la reconfiguración de la red de distribución se realiza para que su operación sea segura en diversas condiciones y para darle robustez a la misma.

En ocasiones, cuando se realiza un análisis de las incidencias que ocurren en determinado sector, se determina que un traslado de ramales a otros segmentos de la red de distribución, es lo más conveniente.

La interconexión entre varios ramales de la red de distribución, permite aislar y segmentar sectores específicos en los cuales ocurren fallas y de esta manera se restablece rápidamente el suministro de energía eléctrica a los otros segmentos del ramal afectado, porque este puede energizarse desde otras fuentes de alimentación.

Existen casos en los que no es factible interconectar dos segmentos de la red de distribución, principalmente por las condiciones geográficas del entorno y si se desean otras fuentes de alimentación, entonces debe construirse un nuevo circuito o incluso una nueva subestación.

A continuación se presenta la tabla XIX, con el costo promedio invertido durante un mes por interconexión entre circuitos en la red de distribución de EEGSA.

Tabla XIX. **Costo promedio mensual invertido por interconexión entre circuitos en la red de distribución de EEGSA**

	Guatemala	Escuintla	Sacatepéquez
Mano de obra	Q. 12 588,04	Q. 20 156,77	Q. 0,00
Materiales	Q. 15 385,38	Q. 21 836,51	Q. 0,00
Total	Q. 27 973,42	Q. 41 993,28	Q. 0,00

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Cuando se interconectan dos circuitos de distribución, generalmente se utilizan dispositivos de maniobras como uno de los elementos fundamentales para tal fin.

Al realizar una evaluación inicial, y como punto de partida de las interconexiones, se debe disponer de al menos dos dispositivos de maniobras, los cuales pueden operarse en forma manual o en forma remota.

Para operar los dispositivos de maniobras en forma manual, se necesita la llegada de un vehículo al lugar en donde se encuentran, como primer paso, y después debe coordinarse con el Centro de Operación e Información (COI) para que puedan operarse, en ocasiones esto puede demorar por las condiciones del tráfico, clima o accesibilidad al sector.

En los dispositivos de maniobras operados en forma remota, solamente se envía una señal de cierre o apertura a través de un canal de comunicaciones desde el COI, ya que los mismos tienen automatismos que permiten su operación de esta manera.

La elección del tipo de dispositivo de maniobra a utilizar, depende de la importancia de los ramales que se van a interconectar y del valor de la inversión que ello representa, pero, para reducir el tiempo de restablecimiento del suministro eléctrico, se deben automatizar los dispositivos de maniobra para que puedan operarse en forma remota.

A continuación se presenta la tabla XX, con el costo por instalación de dispositivos de maniobras operados en forma manual y remota en la red de distribución de EEGSA.

Tabla XX. **Costo promedio por instalación de dispositivos de maniobra en la red de distribución de EEGSA**

Operación del dispositivo	Guatemala	Escuintla/Sacatepéquez
Manual	Q. 14 800,00	Q. 15 203,10
Remoto	Q. 119 596,00	Q. 122 847,25

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

En la tabla XX se presentó el costo promedio por instalación de dispositivos de maniobras en la red de distribución de EEGSA y al comparar los costos entre los dos tipos de dispositivos, se comprende por qué no todos los ramales de la red de distribución tienen instalados dispositivos remotos.

5. PROPUESTAS PARA MITIGAR LAS INTERRUPCIONES

En el presente capítulo se dan a conocer algunas propuestas que al implementarse, inciden en la mejora de los índices de calidad para interrupciones y se realiza una comparación de los datos, para describir los comportamientos en forma cuantitativa.

Para determinar el impacto de las interrupciones en la red de distribución, se utiliza la metodología de análisis estadístico con datos históricos de varios sectores que conforman la red de EEGSA.

Con estos datos se evalúa la mitigación de las causas que provocan las interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

Dependiendo de la época del año y de la región donde se ubica la red de distribución, puede haber una alta incidencia de interrupciones en determinados sectores, aunque esto no implica que toda la red de distribución resulte afectada de la misma manera.

Como se indicó en la sección 1.1, la red de distribución está expuesta a todas las condiciones del entorno, dado que su construcción es aérea en su mayoría.

El fuerte viento es probablemente la condición que más incide en el porcentaje de fallas que ocasionan interrupciones.

5.1. Implementación de soluciones por calidad de servicio

La Empresa Eléctrica de Guatemala ha implementado varios proyectos enfocados desde la perspectiva de calidad de servicio, los cuales están destinados a predecir y prevenir las condiciones adversas que se presentan usualmente en la red de distribución.

Con esto se pretende evitar que los elementos más vulnerables sean afectados y así anticiparse a realizar los cambios que sean necesarios, de manera que se minimice el mantenimiento correctivo, porque esto implica una reducción de los valores de TIU y FIU.

5.1.1. Optimización del flujo de información con el centro de control y mantenimiento para implementar mejoras

Cuando ocurre una interrupción en el suministro de energía eléctrica, se generan boletas u órdenes de trabajo para atender las averías derivadas de este acontecimiento, tal como se mencionó en las secciones 3.2.1 y 3.2.2.

EEGSA ha gestionado el uso de nuevas plataformas informáticas en donde se intercambia información con otras áreas de manera efectiva, de tal forma que las boletas y las órdenes de trabajo pueden proporcionar la suficiente información para actuar de forma rápida y eficiente.

Con los análisis de la información almacenada en las plataformas, se ha determinado cuáles son los sectores con más incidencia de interrupciones y se han tomado varias acciones que han impactado positivamente en la prestación del suministro de energía eléctrica.

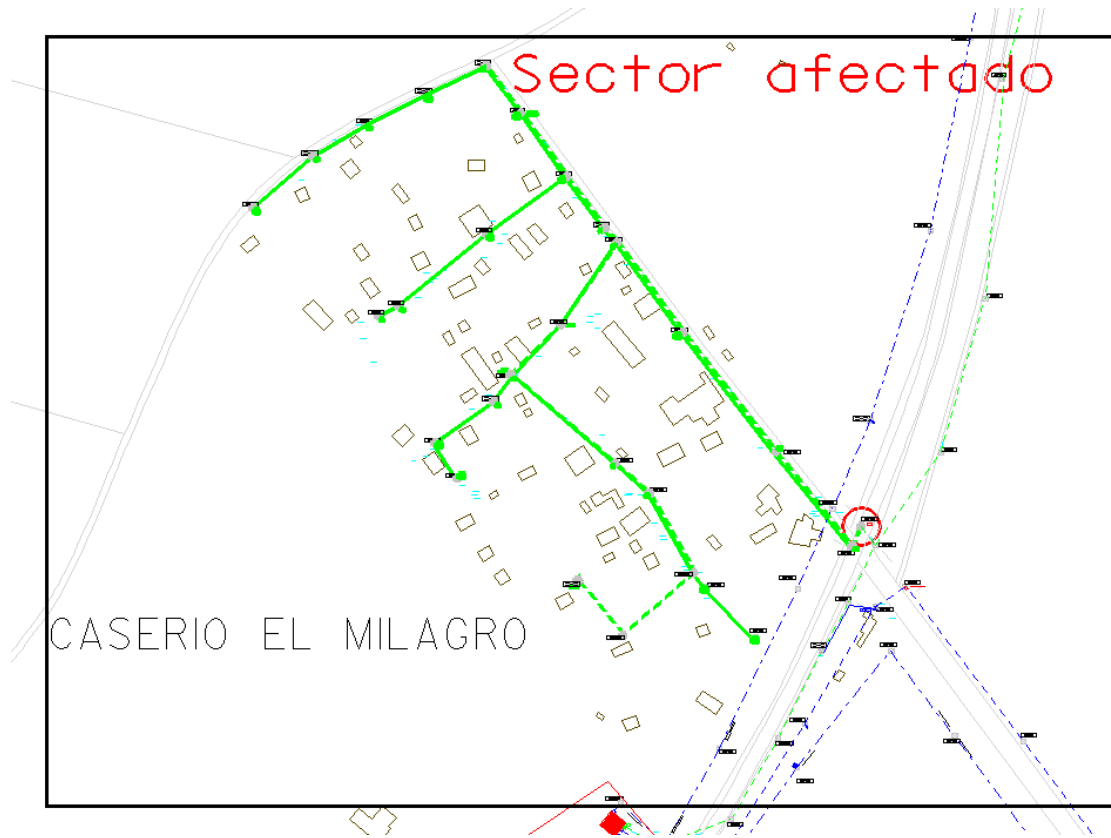
Con base en los datos estadísticos semestrales que se manejan en EEGSA, se obtiene el comportamiento de las interrupciones a lo largo de un período de tiempo y luego se hace un análisis comparativo en un sector geográfico para conocer cómo ha variado la frecuencia de interrupción por usuario (FIU) y el tiempo de interrupción por usuario (TIU).

El sector a analizar es el caserío El Milagro, con unos tiempos de interrupción que han disminuido, debido a un óptimo flujo de información entre varias unidades de EEGSA que se han coordinado adecuadamente.

Este sector se ubica en el kilómetro 100 carretera vieja al Puerto San José y el comportamiento de las interrupciones se puede ver en las tablas XXI y XXII.

- Lugar: caserío El Milagro
- Usuarios afectados: 68
- Indemnización por hora interrumpida: Q.97,70

Figura 18. **Distribución de la red eléctrica de EEGSA en caserío El Milagro**



Fuente: EEGSA.

Tabla XXI. Interrupciones del segundo semestre de 2012 en caserío El Milagro

No.	Elemento afectado	Fecha/hora inicial	Duración
1	Fusible	03/08/2012 02:17:14	02:02:23
2	Fusible	24/08/2012 23:04:51	01:58:11
3	Fusible	02/09/2012 11:46:49	02:09:46
4	Fusible	07/10/2012 07:22:05	02:02:13
5	Seccionalizador	16/10/2012 15:08:19	01:43:02
6	Fusible	29/10/2012 09:36:48	02:05:06
7	Fusible	23/11/2012 08:54:21	01:08:34

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XXII. Interrupciones del primer semestre de 2013 en caserío El Milagro

No.	Elemento afectado	Fecha/hora inicial	Duración
1	Fusible	18/02/2013 22:10:05	00:59:54
2	Fusible	24/04/2013 17:53:41	01:17:51
3	Seccionalizador	09/05/2013 14:33:49	01:36:12

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XXIII. Resumen de las interrupciones ocurridas en caserío El Milagro entre el segundo semestre de 2012 y primer semestre de 2013

	Segundo semestre de 2012	Primer semestre de 2013
Tiempo acumulado por interrupciones	13:09:15	03:53:57
Cantidad de veces interrumpidas	7	3

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Como se puede apreciar en la tabla XXIII, para este sector hubo una reducción de la frecuencia de interrupción por usuario (FIU) y el tiempo de interrupción por usuario (TIU), de manera que estos dos parámetros quedaron muy por debajo de los límites establecidos permitidos en las NTSD.

5.1.2. Mantenimiento predictivo en centros de transformación y red de baja tensión

Con el análisis de la información almacenada en el sistema de desperfectos, se encontraron varios lugares en los cuales se producían disparos de los transformadores en forma recurrente debido a sobrecarga.

También se encontró en otros sectores, que los transformadores tenían una capacidad más grande de la necesaria, por el reacondicionamiento continuo de los usuarios en la red de distribución.

De aquí surge la necesidad de ejecutar un programa de mantenimiento predictivo, a través del cual se renueva la red de baja tensión en forma continua, para adaptarse a las variaciones de la demanda de energía eléctrica.

El programa contempla la instalación de varios analizadores con los cuales se determina el comportamiento de la carga de los transformadores de distribución.

Al obtener los resultados de las mediciones, se hace el análisis respectivo. Cuando es necesario, se cambian tanto los transformadores sobrecargados como los subutilizados, de manera que se explote al menos el 80 por ciento de su capacidad instalada.

La idea es proyectar el comportamiento de la carga y anticiparse al colocar los transformadores adecuados, para que haya suficiente capacidad en el mediano plazo.

En ocasiones, solamente se realiza el cambio del transformador, cuya sustitución demora una hora aproximadamente. En otros casos se cambia el transformador con todo el cable de baja tensión, esto implica reconectar a todos los usuarios que eran suministrados con el transformador antiguo.

La ejecución del programa de mantenimiento predictivo, ayuda a reducir las interrupciones en las cuales están involucrados los bancos de transformación, ya que se colocan transformadores que tengan capacidad suficiente para suministrar energía a los usuarios y así evitar interrupciones por sobrecarga.

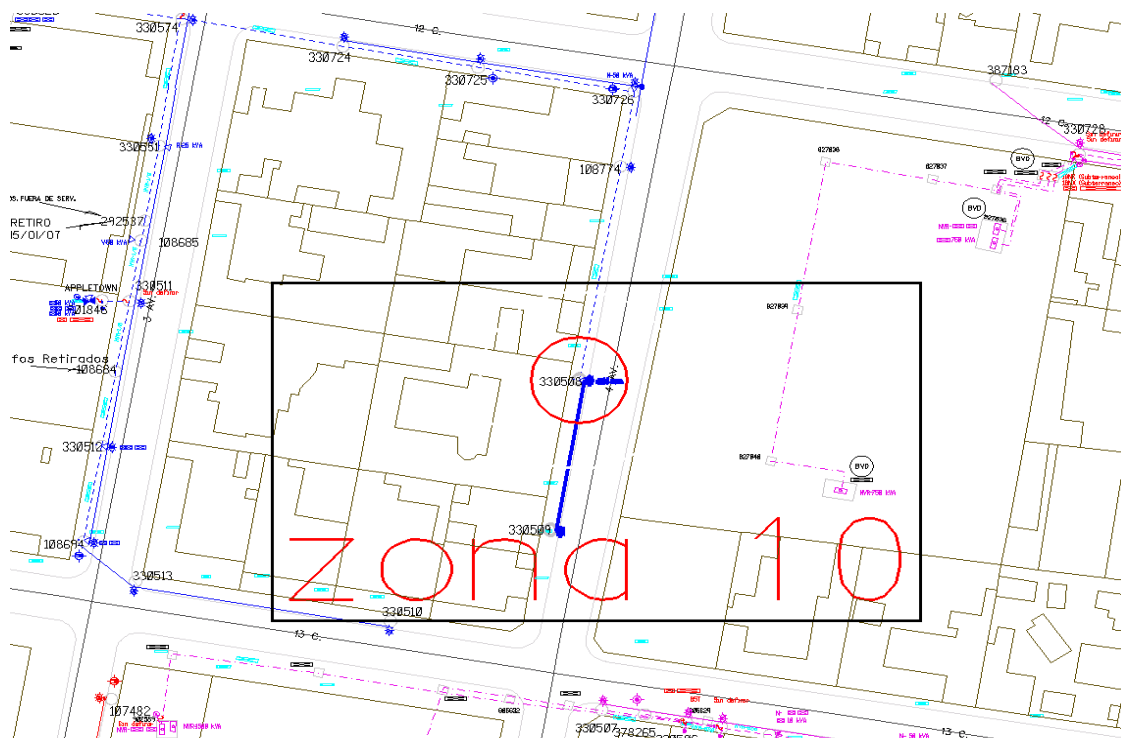
Con base en los datos históricos y actuales que se manejan en EEGSA, se obtiene el comportamiento de las interrupciones a lo largo de un período de tiempo y luego se hace un análisis comparativo en algún área específica para conocer cómo ha variado la frecuencia de interrupción por usuario (FIU) y el tiempo de interrupción por usuario (TIU).

El área a analizar es en la zona 10 de la ciudad capital, en donde el transformador alimentaba a varios usuarios en un sector donde hay mucho comercio.

El comportamiento de las interrupciones para este sector, se puede ver en las tablas XXIV y XXV.

- Lugar: 4ª avenida, zona 10 ciudad capital
- Usuarios afectados: 7
- Indemnización por hora interrumpida: Q.72,00

Figura 19. **Distribución de la red de EEGSA en un sector de la zona 10 en ciudad capital**



Fuente: EEGSA.

Tabla XXIV. Interrupciones del segundo semestre de 2012 en un sector de la zona 10 en ciudad capital

No.	Elemento afectado	Causa de interrupción	Fecha/hora inicial	Duración
1	Transformador	Sobrecarga	22/07/2012 11:26:53	01:31:06
2	Transformador	Sobrecarga	11/08/2012 11:39:08	01:28:54
3	Transformador	Sobrecarga	19/09/2012 17:41:03	01:22:15
4	Transformador	Fuerte viento	28/11/2012 18:18:08	01:26:01
5	Transformador	Sobrecarga	21/12/2012 17:38:55	01:33:24

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XXV. Interrupciones del primer semestre de 2013 en un sector de la zona 10 en ciudad capital

No.	Elemento afectado	Causa de interrupción	Fecha/hora inicial	Duración
1	Transformador	Sobrecarga	11/02/2013 11:43:19	01:35:02
2	Transformador	Sustitución	12/02/2013 00:01:49	00:59:29
3	Transformador	Ramas	22/05/2013 17:34:32	01:49:58

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XXVI. Resumen de las interrupciones ocurridas en un sector de la zona 10 en ciudad capital entre el segundo semestre de 2012 y primer semestre de 2013

	Segundo semestre de 2012	Primer semestre de 2013
Tiempo acumulado por interrupciones	07:21:40	04:24:29
Cantidad de veces interrumpidas	5	3

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

En este sector se produjeron varias interrupciones por disparo de la protección del transformador, pero se realizó un aumento de la capacidad del mismo y hubo una reducción de la frecuencia de interrupción por usuario (FIU) y el tiempo de interrupción por usuario (TIU), de manera que estos dos parámetros quedaron por debajo de los límites establecidos permitidos en las NTSD, tal como se mostró en la tabla XXVI.

5.1.3. Gestiones propias de mantenimiento predictivo en ramales primarios

El aumento de la demanda de energía eléctrica en las áreas urbanas y rurales ha provocado la construcción de nuevos ramales primarios, para satisfacer los requerimientos de los usuarios que se integran a la red de EEGSA.

En la planeación de las nuevas construcciones de los ramales, se considera la cantidad de fases que se colocarán, el calibre del conductor primario a utilizar, la distribución de los usuarios entre las diferentes fases, etc.

Desde hace algún tiempo, se ha incrementado la construcción de nuevos proyectos habitacionales, recreativos y algunas pequeñas industrias, especialmente en las cercanías de las áreas rurales en donde ya existe red de distribución instalada.

Con el fin de mitigar las interrupciones en estos sectores que ya están establecidos, se ha puesto en marcha un programa de actualización en los ramales primarios, el cual abarca la conversión de monofásico a bifásico y trifásico con una redistribución de los usuarios entre las diferentes fases.

Este programa, también abarca el aumento del calibre del conductor, cambio de conductores dañados, cambio de cortacircuitos, instalación de más pararrayos en puntos críticos, cambio de aisladores y cruceros por deterioro o por antigüedad.

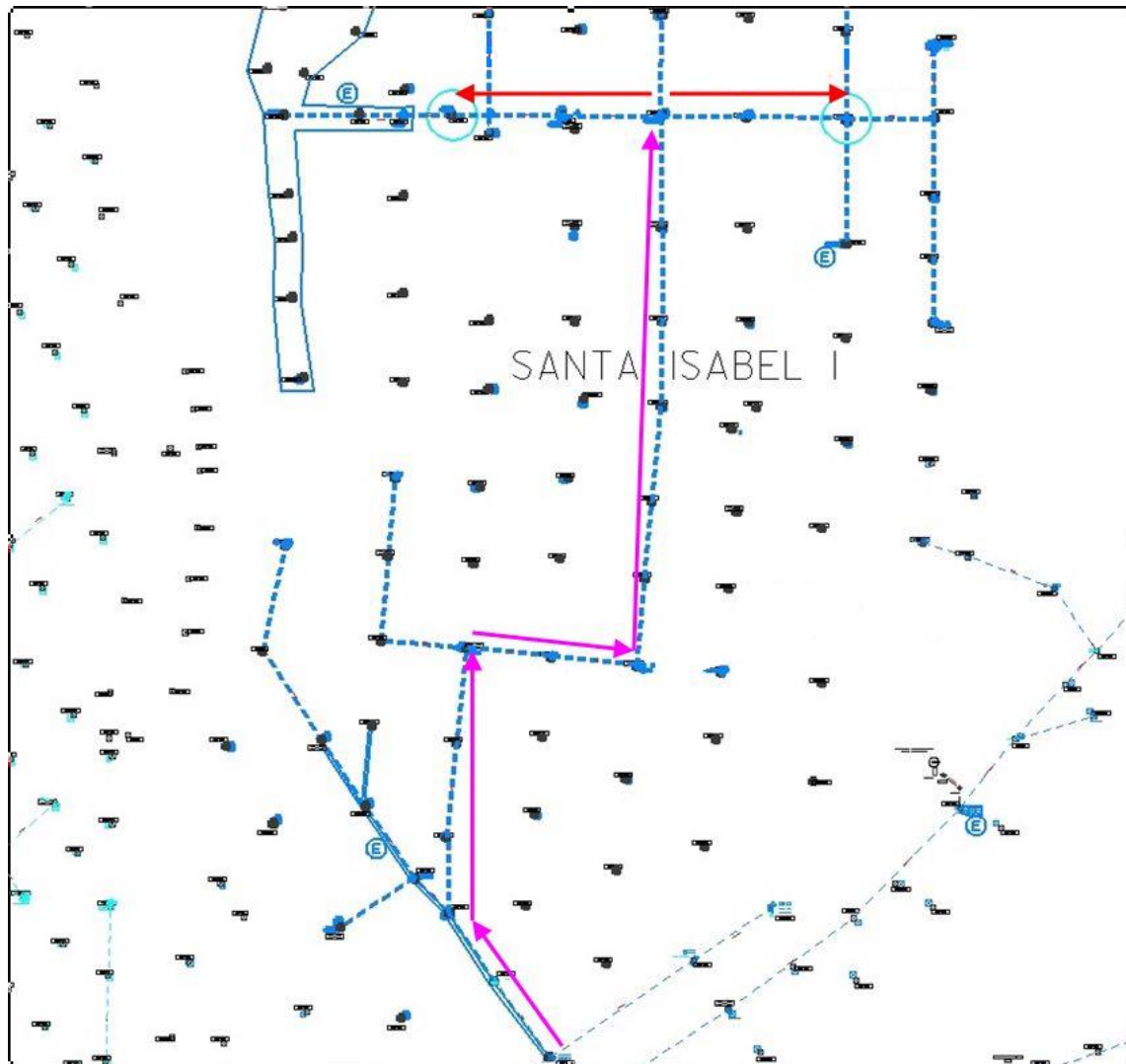
Para mostrar lo anteriormente dicho, se hace un análisis de la modificación que se realizó en un ramal de un circuito del municipio de Villa Nueva.

En este sector, en la colonia Santa Isabel, se hizo la conversión de 1 560 metros del ramal que era en su totalidad monofásico y se convirtió 55 por ciento de su longitud a bifásico y el resto quedó monofásico.

El comportamiento de las interrupciones para este sector, se presenta en las tablas XXVII y XXVIII.

- Lugar: colonia Santa Isabel, zona 3 de Villa Nueva
- Usuarios afectados: 1 233
- Indemnización por hora interrumpida: Q.242,50

Figura 20. **Distribución inicial de la red de EEGSA en la colonia Santa Isabel, zona 3 de Villa Nueva**



Fuente: EEGSA.

Tabla XXVII. Interrupciones del segundo semestre de 2012 en la colonia Santa Isabel, zona 3 de Villa Nueva

No.	Elemento afectado	Causa de interrupción	Fecha/hora inicial	Duración
1	Fusible	Fuerte viento	19/07/2012 19:16:08	01:39:41
2	Fusible	Aislador dañado	25/07/2012 13:54:24	01:17:58
3	Fusible	Ramas	19/09/2012 17:41:03	01:24:18
4	Fusible	No se estableció	14/11/2012 14:31:49	01:25:33
5	Fusible	Ramas	02/12/2012 08:57:06	01:19:51

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Figura 21. Distribución final de la red de EEGSA en la colonia Santa Isabel, zona 3 de Villa Nueva



Fuente: EEGSA.

Tabla XXVIII. Interrupciones del primer semestre de 2013 en la colonia Santa Isabel, zona 3 de Villa Nueva

No.	Elemento afectado	Causa de interrupción	Usuarios afectados	Fecha/hora inicial	Duración
1	Transformador	No se estableció	87	21/01/2013 15:23:02	01:20:38
2	Fusible	Objeto lanzado	1092	01/04/2013 14:00:31	01:28:54
3	Fusible	Ramas	297	28/05/2013 16:28:12	01:32:20
4	Transformador	Ramas	63	03/06/2013 19:14:10	01:23:04
5	Transformador	No se estableció	92	14/06/2013 22:31:02	01:14:29

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XXIX. Resumen de las interrupciones ocurridas en la colonia Santa Isabel entre el segundo semestre de 2012 y primer semestre de 2013

	Segundo semestre de 2012	Primer semestre de 2013
Tiempo acumulado por interrupciones	07:07:21	06:59:25
Cantidad de veces interrumpidas	5	5

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

En la tabla XXVII se mostró el detalle de las interrupciones en la colonia Santa Isabel, en los cuales quedaron afectados la totalidad de usuarios para este sector, cada vez que se produjo una interrupción.

Con la mejora en la red de distribución, el sector quedó más segmentado y al momento en que se produjo la paralización del servicio, no fueron afectados todos los usuarios de esta colonia, sino solamente algún porcentaje dependiendo del elemento de protección que actuó, tal como se mostró en la tabla XXVIII.

A pesar de que se produjo la misma frecuencia de interrupción por usuario (FIU) en este sector, hubo una reducción del tiempo de paralización por usuario (TIU) y la cantidad de usuarios afectados no fue la misma, después que se realizó la reconfiguración de la red de distribución.

De cualquier manera, los dos parámetros quedaron por debajo de los límites establecidos permitidos en las NTSD, tal como se mostró en la tabla XXIX.

5.2. Soluciones por parte del centro de control

El Centro de Operación e Información (COI), es el área de EEGSA en la que se concentra toda la información correspondiente a la operatividad de la red de distribución, a través de este, se coordina la atención de las averías que surgen en los tres departamentos del área de su cobertura.

Empresa Eléctrica de Guatemala ha agilizado el flujo de la información con otras áreas, automatizando varios procesos por medio del uso de la consola de bitácoras y el sistema de desperfectos.

El posicionamiento de la flota vehicular, también reduce los tiempos de interrupción y se logra una mejor coordinación para restablecer el suministro de energía eléctrica.

5.2.1. Automatización del proceso de envío y recepción de boletas para atención de averías

La comunicación para transmitir la información desde el centro de control hacia toda la flota vehicular que atiende averías, se realiza actualmente por medio telefónico o vía radio, en su mayoría.

Los datos de cada boleta que son transmitidos a la flota vehicular, son los que se necesitan para la identificación y ubicación del área que, presuntamente está siendo afectada.

Generalmente, los datos que se transmiten se obtienen del sistema de desperfectos y de la información que se recibe de los dispositivos de protección automatizados.

Para la ubicación y delimitación de la zona afectada, también se hace uso del sistema de información geográfica de la red eléctrica (SIGRE).

En días típicos, el personal del Centro de Control transmite toda la información necesaria al personal que labora en la flota vehicular, por medio de comunicación hablada.

Hay días de emergencias en los cuales se incrementa en gran medida la cantidad de boletas que se atienden desde el COI, y en ocasiones se dificulta la gestión personalizada con los vehículos por el volumen de la información que se genera en esos instantes.

Los estados de emergencia en la red de distribución se presentan, generalmente durante la época lluviosa, cuando hay ventarrones o cuando el país es afectado por tormentas tropicales.

Como una forma de minimizar los tiempos de atención de averías, se debe acelerar el flujo de información entre todas las partes involucradas, modificando el mecanismo de comunicación para el envío y recepción de las boletas.

Actualmente se tiene proyectado implementar el uso de dispositivos móviles para el último trimestre del 2014, como parte de un plan piloto que contempla distribuir las boletas a esos dispositivos, haciendo uso de los servicios de comunicación en línea.

El impacto de este nuevo proyecto es positivo, ya que reducirá el tiempo de interrupción por usuario (TIU), especialmente en los estados de emergencia.

A continuación se muestra la tabla XXX, con el costo estimado para la implementación de este proyecto.

Tabla XXX. Costos asociados para implementar el uso de las tabletas inteligentes para el envío y recepción de la información con la flota vehicular

Costo individual del dispositivo (Q)	Costo por adecuación con la red interna (Q)	Cantidad de vehículos para la implementación	Total (Q)
14 000,00	60 000,00	22	368 000,00

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Adicional a este costo fijo, se suma el valor mensual por el servicio de internet para el uso de los sistemas internos de EEGSA.

5.2.2. Localización a través de gps de flota vehicular

La asignación de las boletas y órdenes de trabajo para la atención de averías se realiza por región, ya que hay un número de vehículos que están asignados para realizar esta gestión y están distribuidos en diferentes sectores del área de cobertura de EEGSA.

Cuando ocurre una interrupción en el suministro de energía eléctrica, se asigna la boleta o la orden de trabajo al vehículo que está asignado a la región donde se produjo la falla.

La región que cubre cada vehículo puede abarcar varias zonas, aldeas o municipios, dependiendo del tamaño, la topografía del terreno o la densidad poblacional que existe en cada uno de ellos.

En ocasiones la movilización de los vehículos de un lugar a otro puede verse afectada por diferentes causas como el tránsito, conflictos sociales, derrumbes en carreteras, etc.

Como una forma de acelerar la atención de las averías, se puso en marcha un proyecto para el uso del sistema de posicionamiento global (gps) en los vehículos de las empresas subcontratistas.

Con este proyecto se modifica la forma de cómo se reparten actualmente las boletas y las órdenes de trabajo, ya que la asignación de las mismas no se hace precisamente al vehículo que cubre una región específica, sino que se le da al vehículo más cercano al punto de ocurrencia de alguna interrupción.

Con esta modificación se optimiza la asignación de las boletas y las órdenes de trabajo para la flota vehicular y se reduce el tiempo promedio de atención para el restablecimiento del suministro eléctrico que se tiene en la actualidad, según el orden de prioridad de atención.

A continuación se muestran las tablas XXXI y XXXII, con el resumen promedio mensual en la atención de boletas por orden de prioridad, durante el segundo semestre de 2012 y primer semestre de 2013.

Tabla XXXI. Resumen promedio mensual en la atención de boletas durante el segundo semestre de 2012, según el orden de prioridad

2012	Tiempo promedio en horas según la prioridad de atención			
	1_Sector	2_Casa	3_Industria	4_Otros
Julio	02:02:58	01:44:13	02:01:04	01:47:12
Agosto	02:17:19	01:58:10	01:56:49	01:53:21
Septiembre	02:14:59	01:49:05	01:59:29	01:53:34
Octubre	02:06:51	01:40:38	01:36:50	01:45:28
Noviembre	01:47:52	01:45:57	01:49:27	01:28:39
Diciembre	01:58:16	01:48:06	01:54:13	01:36:56

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XXXII. **Resumen promedio mensual en la atención de boletas durante el primer semestre de 2013, según el orden de prioridad**

2013	Tiempo promedio en horas según la prioridad de atención			
	1_Sector	2_Casa	3_Industria	4_Otros
Enero	01:51:06	01:34:50	01:55:24	01:31:12
Febrero	02:00:20	01:38:46	01:51:29	01:40:09
Marzo	02:09:05	01:47:13	01:54:23	01:46:28
Abril	02:00:46	01:39:14	01:47:51	01:43:44
Mayo	02:10:50	01:34:48	01:42:44	01:32:03
Junio	02:07:50	01:44:03	01:53:00	01:38:22

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Al comparar las tablas XXXI y XXXII, se observa que, en general, hay una reducción, en el tiempo promedio de atención, para restablecer el suministro de energía eléctrica.

A continuación se presenta la tabla XXXIII, con el costo estimado mensual para la implementación de este proyecto.

Tabla XXXIII. **Costo estimado mensual por el uso del sistema de posicionamiento global en la flota vehicular de las empresas contratistas**

Costo individual por vehículo (Q)	Cantidad de vehículos para la implementación	Total (Q)
2 000,00	22	44 000,00

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

5.3. Análisis de resultados

A continuación se realiza un análisis de los resultados obtenidos en dos semestres de estudio, para determinar el impacto que tiene la reducción de la frecuencia de interrupción por usuario (FIU) y el tiempo de interrupción por usuario (TIU).

Con estos resultados se podrá evaluar una reducción en el costo por pago de indemnizaciones al usuario.

El cálculo de las indemnizaciones se realizará con las fórmulas establecidas por las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD), las cuales se presentaron en la sección 1.5 de este trabajo.

Para ello se utilizarán los valores de demanda de energía del caserío El Milagro en el kilómetro 100 carretera vieja al Puerto San José.

El cálculo del costo total de indemnización para índices individuales está dado por la fórmula:

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * \text{CENS}$$

La energía no suministrada al usuario se puede calcular con base en el TIU o FIU y está dado respectivamente por:

$$\text{ENS usuario} = D \text{ usuario} [(TIU - TIU \text{ límite})/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = D \text{ usuario} [(FIU - FIU \text{ límite})(TIU/FIU)/8760]$$

Donde:

- D usuario: demanda de energía facturada durante el período de control para el sector bajo análisis.
- FIU y TIU: índices dados por el número de veces y tiempo acumulado de las interrupciones durante el semestre.
- FIU límite y TIU límite: límites de tolerancia para los establecidos en las NTSD.

El costo de la energía no suministrada (CENS) depende del precio establecido y, para este caso se utilizará Q.18,48905 por cada kilo watt-hora, que fue establecido en la sección 4.1.

5.3.1. Cálculos para el segundo semestre 2012 y primer semestre 2013

A continuación se presentan las tablas XXXIV y XXXV, con el resumen de las interrupciones del caserío El Milagro que fueron tabulados para el segundo semestre 2012 y primero 2013.

Tabla XXXIV. **Tiempo acumulado por interrupciones ocurridas en caserío El Milagro en el segundo semestre 2012 y primer semestre 2013**

Período de control	Tiempo acumulado por interrupciones (TIU)	Tolerancia máxima según NTSD
Segundo semestre de 2012	13:09:15	12
Primer semestre de 2013	03:53:57	12

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Tabla XXXV. **Número de interrupciones ocurridas en caserío El Milagro entre el segundo semestre 2012 y primer semestre 2013**

Período de control	Veces interrumpidas (FIU)	Tolerancia máxima según NTSD
Segundo semestre de 2012	7	6
Primer semestre de 2013	3	6

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

El costo a pagar en el segundo semestre 2012 por exceder la tolerancia límite permitida para las interrupciones es:

- Por tiempo de interrupción por usuario (TIU)

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * 18,48905$$

$$\text{ENS usuario} = 59\,746 \text{ kWh}[(13,154167-12)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 7,8718$$

$$\text{INII} = 7,8718 * 18,48905 = 145,54$$

- Por Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * 18,48905$$

$$\text{ENS usuario} = 59\,746 \text{ kWh}[(7-6)(13,154167/7)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = 12,8165$$

$$\text{INII} = 12,8165 * 18,48905 = 236,97$$

Las Normas Técnicas del Servicio de Distribución (NTSD) establecen que el valor para indemnizar a los usuarios es el mayor de los dos, por lo tanto la indemnización para este sector es de Q.236,97.

El costo a pagar en el primer semestre 2013, por exceder la tolerancia límite permitida para las interrupciones es:

- Por Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU)

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * 18,48905$$

$$\text{ENS usuario} = 59\,746 \text{ kWh}[(3,899167-12)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = -55,2503$$

El cálculo de ENS usuario dio resultado negativo, debido a que el TIU acumulado durante el semestre analizado es menor al TIU límite que se permite en las NTSD.

Si se hace el cálculo de INII con el resultado anterior, también se obtendría un resultado negativo, por lo tanto:

$$\text{INII} = 0$$

- Por Frecuencia de Interrupción por Usuario (FIU)

$$\text{INII} = \text{ENS usuario} * 18,48905$$

$$\text{ENS usuario} = 59\,746 \text{ kWh}[(3-6)(3,899167/7)/8760]$$

$$\text{ENS usuario} = -26,5936$$

El cálculo de ENS usuario también dio un resultado negativo, debido a que el FIU acumulado durante el semestre analizado es menor al FIU límite que se permite en las NTSD, por lo tanto:

$$\text{INII} = 0$$

No hay indemnización a pagar para este sector, debido a que los valores de TIU y FIU acumulado durante el primer semestre 2013 son menores a la tolerancia límite que se permite según las NTSD.

5.3.2. Análisis de resultados

Con los valores de TIU y FIU se puede determinar el costo de indemnizaciones que debe pagar la empresa de distribución al exceder los límites establecidos en las NTSD.

A continuación se muestra la tabla XXXVI, con el resumen de las indemnizaciones a pagar para los usuarios del caserío El Milagro durante los dos semestres analizados.

Tabla XXXVI. **Indemnización a pagar durante dos semestres para los usuarios del caserío El Milagro**

Período de control	Costo por TIU (Q.)	Costo por FIU (Q.)	Costo que aplica (Q.)
Segundo semestre 2012	145,54	236,97	236,97
Primer semestre 2013	0	0	0
Total			236,97

Fuente: elaboración propia.

Analizando la tabla XXXVI, se observa que durante el segundo semestre 2012 se debe pagar indemnización a los usuarios del caserío El Milagro, ya que en este período de control se excedió la tolerancia establecida en las NTSD para los valores de TIU y FIU.

Para el segundo semestre 2012 se debe pagar una indemnización a los usuarios de Q.236,97, mientras que para el primer semestre 2013 no se debe pagar indemnización.

La tabla XXXVI mostró el resumen de la indemnización a pagar durante dos semestres, solamente para los usuarios del caserío El Milagro.

Sin embargo, el cálculo se realiza para cada uno de los usuarios y al final de cada semestre se suman todas las indemnizaciones individuales, para los usuarios que fueron afectados.

A continuación se muestra la tabla XXXVII, con el costo estimado de indemnización por FIU y TIU, durante los dos semestres analizados para los usuarios afectados por interrupciones en los diferentes departamentos del área de cobertura de EEGSA.

Tabla XXXVII. Costo estimado por pago de indemnización por FIU y TIU durante el segundo semestre 2012 y primer semestre 2013 en la red de distribución de EEGSA

	Valores por FIU		Valores por TIU	
	Costo en Quetzales	Usuarios afectados	Costo en Quetzales	Usuarios afectados
Segundo semestre 2012	18 000,00	1 760	285 000,00	14 730
Primer semestre 2013	6 000,00	655	235 000,00	12 100

Fuente: elaboración propia, con datos proporcionados por EEGSA.

Analizando la tabla XXXVII, se observa que la cantidad de usuarios afectados por FIU y TIU se redujo, al comparar cada uno de los dos semestres mostrados.

El costo de indemnización, también se redujo, debido a que la cantidad de usuarios afectados fue menor al comparar el primer semestre de 2013 con el segundo semestre de 2012.

CONCLUSIONES

1. La empresa distribuidora de energía eléctrica debe proporcionar un servicio sin interrupciones.
2. En Guatemala, los criterios y los parámetros con que se evalúa la continuidad del suministro de energía eléctrica, se establecen en las Normas Técnicas del Servicio de Distribución de la CNEE.
3. Los índices de calidad para interrupciones se calculan para cada usuario y se cuantifican midiendo su frecuencia de ocurrencia y el tiempo de duración hasta el restablecimiento del suministro eléctrico.
4. La disposición de la red de distribución está expuesta a todas las condiciones del entorno por ser aérea en su mayoría, y puede sufrir interrupciones por diferentes factores, tales como: daños de elementos en la red por vejez, descargas atmosféricas, caída de árboles, postes chocados, contactos accidentales por animales y por fuertes vientos.
5. El registro de las interrupciones en los centros de control, se lleva a cabo por medio de sistemas informáticos y automatizados.
6. Analizar datos históricos para implementar mejoras y aumentar la confiabilidad del sistema de distribución, haciendo uso de los sistemas informáticos y automatizados.

7. El uso de diferentes equipos para la obtención de información en los diferentes ramales ha ayudado a anticiparse para detectar las fallas que ocasionan interrupciones.
8. Con base en las propuestas implementadas se logra reducir la frecuencia de interrupción por usuario FIU y el tiempo de interrupción por usuario TIU.

RECOMENDACIONES

1. Las empresas de distribución de energía eléctrica deben localizar los sectores y los ramales donde sus índices de interrupciones no son los adecuados para implementar las soluciones más viables, para mejorar la continuidad del suministro.
2. Planificar el uso de nuevas tecnologías en automatización, protecciones y detección a distancia de fallas en la red de distribución para detectar las interrupciones y ubicarlas más rápidamente.
3. Implementar nuevas tecnologías que permitan acelerar la gestión interna de las distribuidoras de energía eléctrica, para restablecer el servicio más pronto a los usuarios.
4. Aplicar soluciones para reducir el impacto de las interrupciones de corta duración, especialmente en la industria.
5. Evaluar y estudiar otras alternativas disponibles para mitigar las interrupciones de suministro eléctrico en casos especiales, ya que esto permitirá obtener soluciones más particulares.

BIBLIOGRAFÍA

1. ARRILLAGA, Jos. et. al. *Power system quality assessment*. Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd., 2001. 297 p.
2. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Normas técnicas del servicio de distribución NTSD, resolución No. 09-99*. Guatemala: CNEE, 1999. 23 p.
3. _____. *Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución NTDOID, resolución No. 47-99*. Guatemala: CNEE, 1999. 52 p.
4. DE LA VEGA ORTEGA, Miguel. *Problemas de ingeniería de puesta a tierra*. 3a ed. México: Limusa, 2006. 524 p.
5. DUGAN, Roger C. et. al. *Electrical power systems quality*. 2a ed. EE.UU.: McGraw-Hill, 2003. 528 p.
6. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *La calidad de la energía en los sistemas eléctricos*. México: Limusa, 2009. 455 p.
7. ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. *Sistemas de transmisión y distribución de potencia eléctrica*. México: Limusa, 2005. 632 p.
8. GÖNEN, Turan. *Electric power distribution system engineering*. EE.UU.: McGraw-Hill, 1986. 733 p.

9. J. PORTER, Gregory; VAN SCIVER, Andrew. *Power quality solutions*. EE.UU.: Prentice-Hall, 278 p.
10. RIVIER ABBAD, Javier. *Calidad de servicio, regulación y optimización de inversiones*. Tesis doctoral de Ing. Industrial. Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, 1999. 270 p.
11. VÁSQUEZ, Carmen Luisa. *Impacto de las interrupciones del suministro eléctrico en la sociedad moderna*. Venezuela: Infocalser, vol. 1, num. 3, 2011. 2 - 4 p.