

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN Y CALIDAD DEL
SERVICIO TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD
CASO DE ESTUDIO: CORPOELEC – EDO. COJEDES**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Nylssen S. Zúñiga R.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2012

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN Y CALIDAD DEL
SERVICIO TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD
CASO DE ESTUDIO: CORPOELEC – EDO. COJEDES**

Profesor Guía: Ing. José Mora
Tutor Industrial: Ing. Luis Silva

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la Br. Nylssen S. Zúñiga R.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2012

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 02 de mayo de 2012

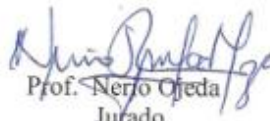
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Nylssen S. Zuñiga R., titulado:

**“ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN Y CALIDAD DEL SERVICIO
TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD
CASO DE ESTUDIO: CORPOELEC – EDO. COJEDES”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención Industrial, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Alexis Rivero
Jurado



Prof. Nerio Ojeda
Jurado



Prof. José Mora
Prof. Guía

DEDICATORIA

A mi familia.

AGRADECIMIENTOS

A Dios y todas aquellas personas que colaboraron con la realización de este Trabajo de Grado.

Zúñiga R., Nylssen S.

**ESTUDIO SOBRE LA PRESTACIÓN Y CALIDAD DEL SERVICIO
TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD
CASO DE ESTUDIO: CORPOELEC – EDO. COJEDES**

Prof. Guía: José Mora. Tutor Industrial: Ing. Luís Silva. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Industrial. Institución: Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC). 2012. 114h+anexos.

Palabras claves: Calidad de Servicio; Indicadores de Calidad del Servicio Técnico; TTI; FMI; Interrupciones del Servicio; kVA interrumpidos; Alimentadores; Centros de Transformación; Mantenimiento.

Resumen. El propósito de la presente investigación es estudiar la prestación y calidad del servicio técnico de distribución de electricidad que ofrece CORPOELEC a los usuarios y usuarias del Estado Cojedes, mediante el análisis estadístico de los indicadores TTI y FMI para el periodo 2011. Como objetivos específicos, se definieron los siguientes: conocer las condiciones actuales del sistema de distribución del Estado Cojedes. Establecer una metodología para la selección de los circuitos más críticos en cuanto a calidad de servicio técnico de distribución del Estado. Determinar las desviaciones respecto a las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad de los indicadores de calidad del servicio técnico para los circuitos más críticos. Analizar los elementos involucrados en las desviaciones de los indicadores de calidad del servicio técnico de distribución en la zona bajo estudio. Identificar los factores de mayor impacto sobre la calidad del servicio técnico. Diseñar una propuesta para mejorar la calidad del servicio técnico, atacando los factores de mayor impacto. Para su desarrollo se usó un diseño de campo de tipo descriptivo, a partir del cual se realizó un diagnóstico que arrojó resultados que permitieron identificar, en primer lugar, los elementos involucrados en las desviaciones de los índices de calidad respecto a la normativa vigente y, en segundo, los principales factores que afectan la calidad del servicio técnico de la zona bajo estudio, y a partir de allí, presentar una propuesta para mejorar la calidad del servicio, fundamentada en el diseño de una metodología de mantenimiento de las redes aéreas de mediana tensión con base en análisis del TTI.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
CONSTANCIA DE APROBACIÓN	iii
DEDICATORIA	vi
AGRADECIMIENTOS	v
RESUMEN	vi
ÍNDICE GENERAL	vii
LISTA DE TABLAS	ix
LISTA DE FIGURAS	x
SIGLAS	xii
ABREVIATURAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	4
EL PROBLEMA	4
1.2 Objetivos de la Investigación	6
1.2.1 Objetivo General.....	6
1.2.2 Objetivos Específicos	6
1.2 Justificación de la Investigación.....	7
1.3 Alcance de la Investigación.....	8
CAPÍTULO II	9
MARCO TEÓRICO	9
2.1 Antecedentes de la Investigación	9
2.2 Aspectos Teóricos y Regulatorios de la Calidad del Servicio Eléctrico	11
2.2.1 Basamento Legal y Normativo del Servicio Eléctrico.....	11
2.2.2 Calidad de Energía Eléctrica.....	13
2.2.3 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.....	15
2.2.4 Calidad del Servicio Técnico.....	18
2.2.4.1 Clasificación de las Interrupciones	19
2.2.4.2 Indicadores de Calidad de Servicio Técnico.....	20
2.2.4.2.1 Frecuencia Media de Interrupciones por kVA (FMIK).....	22
2.2.4.2.2 Tiempo Total de Interrupciones por kVA (TTIK)	23
2.2.4.2.3 Frecuencia Media de Interrupciones por Usuario (FIU)	24
2.2.4.2.4 Tiempo Total de Interrupciones por Usuario (TIU)	24
2.2.4.2.4.1 Definiciones de las variables a utilizar para el cálculo del factor “ $K_j(t)$ ”	25
CAPÍTULO III	27
MARCO METODOLÓGICO	27
3.1 Tipo y Diseño de la Investigación.....	27
3.2. Descripción del Procedimiento.....	28
CAPÍTULO IV	35
PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	35
4.1 Caracterización del Sistema de Distribución del Estado Cojedes	35

4.2 Condiciones Actuales del Sistema de Distribución del Estado Cojedes	38
4.2.1 Interrupciones del Sistema Eléctrico del Estado.....	44
4.3 Cálculo de los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico	46
4.4 Análisis de Resultados.....	53
4.4.1 Elementos de Desviación de los Indicadores de CST.....	59
4.4.2 Factores que afectan la Calidad del Servicio Técnico	60
CAPÍTULO V	64
PROPUESTA PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO	
DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	64
5.1 Introducción.....	64
5.2 Metodología de Mantenimiento de las Redes de Distribución.....	64
5.2.1 Proceso 1: Análisis Estadístico y Selección.....	66
5.2.1.1 Subproceso 1: Datos Estadísticos.....	66
5.2.1.2 Subproceso 2: Pre-Selección de Circuitos	68
5.2.1.3 Subproceso 3: Pre-Selección de Circuito Procura	68
5.2.1.4 Subproceso 4: Pre-Selección de Tramos y/o Centros de Transformación	68
5.2.1.5 Subproceso 5: Análisis de Causas: ¿Causa del TTIK es Imputable a	
Mantenimiento?.....	71
5.2.1.6 Subproceso 6: Selección Definitiva	71
5.2.2 Proceso 2: Diagnóstico de Campo.....	71
5.2.2.1 Subproceso 1: Verificación visual	72
5.2.2.2 Subproceso 2: Verificación termográfica.....	72
5.2.3 Proceso 3: Planificación y Organización	73
5.2.3.1 Subproceso 1: Procesamiento de Información de Campo.....	74
5.2.3.2 Subproceso 2: Plan de Ejecución	75
5.2.3.3 Subproceso 3: Reformulación	76
5.2.4 Proceso 4: Ejecución.....	77
5.2.4.1 Subproceso 1: Preparar Actividades	77
5.2.4.2 Subproceso 2: Intervenir Circuito	77
5.2.4.3 Subproceso 3: Reportar Actividades.....	78
5.2.5 Proceso 5: Seguimiento y Control	79
5.3 Aplicación de la Metodología de Mantenimiento de Circuitos: Proceso de	
Análisis Estadístico y Selección.....	81
5.4 Justificación de la Propuesta	88
5.5 Factibilidad de la Propuesta	89
CAPÍTULO VI	90
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	90
CONCLUSIONES.....	90
RECOMENDACIONES.....	92
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	94
GLOSARIO	98
ANEXOS	102

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1: Rango de Niveles de Densidad por Alimentador.....	22
Tabla 2.2: Valores Límites de los Indicadores por kVA.....	24
Tabla 2.3: Valores límites de los Indicadores por Usuarios.....	26
Tabla 4.1: Subestaciones de Transmisión y Distribución del Estado Cojedes.....	39
Tabla 4.2: Transformadores de Potencia del Estado Cojedes.....	40
Tabla 4. 3: Circuitos de Distribución del Estado Cojedes.....	41
Tabla 4.3: TTIK y FMIK de los Circuitos B1, G6 y G10.....	51
Tabla 4.4: TTIK y FMIK de los Circuitos B1, G6 y G10 por hora.....	53
Tabla 4.5: Desviación de Indicadores TTIK y FMIK del circuito G10.....	57
Tabla 5.1: Asociación de los Elementos del Sistema.....	69
Tabla 5.2: Circuitos en función del TTIK.....	82
Tabla 5.3: Análisis de Causas vitales del circuito G10.....	87

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2:1 Calidad de la Energía Eléctrica.....	16
Figura 3.1: Registro de Interrupciones del Servicio Eléctrico.....	29
Figura 3.2: Reporte de Interrupciones en Mediana Tensión.....	31
Figura 3.3: Reporte de Reclamos en Mediana Tensión.....	32
Figura 3.4: Diagrama de Flujo para el Cálculo de Indicadores de CST en los Ramales del Alimentador.....	33
Figura 4.1: Diagrama Unifilar de la Zona Cojedes.....	37
Figura 4.2: Tiempo Total de Interrupciones del Sistema Eléctrico del Estado.....	45
Figura 4.3: Frecuencia Media de Interrupciones del Sistema Eléctrico del Estado...	45
Figura 4.4: Tiempo Total de Interrupciones por Circuitos.....	46
Figura 4.5: Frecuencia Media de Interrupciones por Alimentador.....	47
Figura 4.6: Porcentaje TTIK por Circuitos.....	47
Figura 4.7: Porcentaje de FMIK por Circuito.....	48
Figura 4.8: Sección del Alimentador Radial G10.....	49
Figura 4.9: TTIK y Número de Interrupciones del Alimentador B1.....	54
Figura 4.10: TTIK y Número de Interrupciones del Alimentador G6.....	55
Figura 4.11: TTIK y Número de Interrupciones del Alimentador G10.....	56
Figura 4.12: Índices de Calidad del Servio Técnico.....	56
Figura 4.13: Sección del Alimentador G10.....	58
Figura 5.1: Análisis Estadístico y Gráfico de Indicadores.....	67
Figura 5.2: Imagen termográfica con fallo del aislamiento y mal contacto.....	73
Figura 5.3: Planificación y Organización del Mantenimiento.....	76
Figura 5.4: Ejecución del Mantenimiento.....	79
Figura 5.5: Seguimiento y Control del Mantenimiento.....	80
Figura 5.6: Metodología de Mantenimiento de Circuitos.....	81
Figura 5.7: Pareto de Circuitos con mayor aporte del TTIK del Estado.....	83
Figura 5.8: Causas de las Interrupciones Sostenidas en el Circuito G10.....	84
Figura 5.9: Pareto de las Interrupciones Sostenidas en el Circuito G10.....	84

SIGLAS

SEN	Sistema Eléctrico Nacional
CORPOELEC	Corporación Eléctrica Nacional S.A.
SCADA	Adquisición de Datos y Control de Supervisión
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos
SIAR	Sistema Integral para la Atención de Reclamos y el Control de Interrupciones
SAIDI	Duración Promedio de Interrupciones del Sistema.
SAIFI	Frecuencia Promedio de Interrupciones del sistema.
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
CENELEC	Comité Europeo de Normalización Electrotécnica
AGraTTI	Aplicación desarrollada para el análisis gráfico del registro de interrupciones
COVENIN	Comisión Venezolana de Normas Industriales

ABREVIATURAS

LOSSE	Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico
RS	Reglamento del Servicio
NCSDE	Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad
CST	Calidad del Servicio Técnico
kVA	kilovolt-Amperé
km	kilómetros
TTIK	Tiempo Total de Interrupción por kVA instalado.
FMIK	Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado.
S/E	Subestación
C.O.D	Centro de Operaciones de Distribución
CT	Centro de transformación MT/BT
AT	Alta Tensión
BT	Baja Tensión
MT	Media Tensión
ARV	Arvidal

INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la población y el desarrollo tecnológico han originado novedosas formas de confort para los habitantes, lo cual a su vez se traduce en mayor variedad de instalaciones y equipos, y en consecuencia, en un incremento de la demanda de energía. Lo que resulta en una sociedad cada vez más dependiente del suministro eléctrico, por lo que necesita y exige una mayor calidad del mismo, sobre todo si se toma en cuenta que establecen una variable fundamental para apuntalar el sistema productivo de cualquier país. De este análisis se deriva la tendencia a regular el negocio de distribución del servicio de electricidad y el establecimiento de límites mínimos de calidad en la prestación del servicio. [10]

A este respecto, la posibilidad de desarrollar investigaciones para construir metodologías para la evaluación constante y el mejoramiento continuo de la calidad del servicio de distribución de electricidad, constituyen una necesidad para la Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CORPOELEC), la cual tiene la responsabilidad de brindar un servicio eléctrico a todos los usuarios y usuarias del Estado Venezolano.

En este contexto, el objetivo de esta investigación es estudiar la prestación y calidad del servicio técnico de distribución de electricidad. A través de un proceso que comprende las siguientes fases a saber: diagnóstico, evaluación y propuesta. En la primera fase se identifica los indicadores de calidad de servicio técnico y su proceso de cálculo por parte de la CORPOELEC para el Estado Cojedes, así como también la caracterización del sistema de distribución del Estado. En la segunda fase, evaluación, se realiza el cálculo de los indicadores de calidad de servicio técnico hasta los centros de transformación, no sin antes realizar una selección de circuitos con mayor incidencia sobre la calidad del servicio durante el periodo Enero- Agosto 2011 en la zona bajo estudio. Esta etapa de evaluación, permite determinar la

desviación de los indicadores de calidad calculados durante un periodo igual a cuatro (4) semanas, a través de un proceso de muestreo de interrupciones de los circuitos seleccionados, respecto a los indicadores registrados por la Empresa durante el mismo periodo de muestreo, con el objeto de determinar los elementos involucrados en las desviaciones de los índices de calidad respecto a la normativa vigente. En esta etapa también se identifican los factores que afectan la calidad del servicio técnico del Estado, a través, de un instrumento de recolección de datos.

En la última fase, se presenta una propuesta para mejorar la calidad del servicio técnico de distribución en la zona bajo estudio, fundamentada en el diseño de una metodología de mantenimiento de las redes aéreas de mediana tensión con base en análisis del TTI, para lo cual se plantea, primero, la estructuración de un instrumento de recolección de datos que asocie todos los elementos del sistema eléctrico, desde la subestación de transmisión hasta los centros de transformación, con el objeto de identificar los kVA instalados que salen de servicio cuando ocurre una interrupción sostenida del fluido eléctrico. Segundo, se establece la información mínima que debe contener la herramienta utilizada para el registro y control de los indicadores de calidad de servicio técnico por kVA instalados, a los efectos de medir los índices con un menor margen de error. Por último, se propone la implementación de la aplicación para el análisis gráfico del TTI (AGraTTI), como herramienta de análisis estadístico, seguimiento y control de interrupciones, con el objeto de reducir la necesidad de destrezas informáticas, tener múltiples enfoques del análisis, facilitar la presentación de resultados, servir como herramienta de seguimiento de resultados y facilitar la elaboración de informes técnicos.

De esta manera, el estudio está estructurado en seis capítulos: en el Capítulo I se desarrolla el planteamiento del problema de investigación, los objetivos del estudio, así como la justificación y alcance de la investigación. El Capítulo II se presenta el marco teórico de la investigación, como una manera de mostrar los diversos aspectos teóricos a partir de los cuales ha sido abordado este tema. El

Capítulo III comprende el marco metodológico donde se señala el tipo y diseño de la investigación, así como los métodos y los procedimientos utilizados. En el Capítulo IV la presentación y análisis de los resultados obtenidos. En el Capítulo V se presenta la propuesta para mejorar la calidad del servicio técnico de distribución de la zona bajo estudio. En el capítulo VI se exponen las conclusiones obtenidas con el desarrollo de la investigación así como las recomendaciones y, finalmente, se presenta la bibliografía que da soporte a esta investigación.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1. Planteamiento del Problema

El suministro eléctrico tiene una gran importancia dentro de la sociedad. El desarrollo y crecimiento económico de un país están muy ligados a la calidad del servicio eléctrico. La interrupción del suministro de energía no sólo afecta al ámbito doméstico, confort o desarrollo habitual de las personas, sino también al sector comercial e industrial; en éste último, la interrupción del servicio eléctrico, dependiendo de su frecuencia y duración, puede provocar paradas en el proceso productivo y pérdidas económicas importantes.

De ahí surge la necesidad de cuantificar dichos cortes del suministro y una manera de hacerlo es midiendo su frecuencia de aparición y su duración, es decir, se valora la calidad del servicio eléctrico a través de algunos de sus atributos, continuidad y confiabilidad.

En este contexto, el Estado Venezolano ha impulsado cambios en el Marco Regulatorio de los sistemas de energía eléctrica. Estos cambios están orientados a las diferentes regulaciones y normas para la actividad del control y seguimiento de las empresas del servicio eléctrico sobre los parámetros de calidad de la energía suministrada. Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE) [1], su respectivo Reglamento de Servicio (RS) [2] y las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad (NCSDE) [3] establecen el control de la calidad del servicio prestado a través de tres (3) variables fundamentales: la calidad del servicio comercial, la calidad del producto técnico y la calidad del servicio técnico.

La Calidad del Servicio Comercial (CSC) establece los límites de tiempo para las atenciones y solicitudes de los Usuarios. La Calidad del Producto Técnico (CPT) establece los niveles de tensión del fluido eléctrico y la forma de onda de la tensión suministrada por la Distribuidora. Finalmente, la Calidad del Servicio Técnico (CST) establece los límites en cuanto a la frecuencia y la duración de las interrupciones.

La aplicación plena de estos instrumentos ha estado condicionada a una serie de factores inherentes a las condiciones del sector eléctrico venezolano, que han originado un proceso de revisión de éstos para adaptarlos a la realidad socioeconómica del país. Aunado a ello, la ausencia de un “Ente Regulador” robusto que garantice el cumplimiento de dichas disposiciones legales. [4]

En este escenario, y dada la importancia jerárquica de garantizar la continuidad de un servicio eléctrico de calidad, determinada por las interrupciones del fluido eléctrico conforme a la frecuencia y duración de las mismas, se presenta una propuesta idónea desde el punto de vista técnico, económico y estratégico para mejorar la prestación y calidad del servicio técnico de distribución de electricidad, a partir del estudio de los indicadores Tiempo Total de Interrupciones y Frecuencia Media de Interrupción, con el fin de entrar en un proceso de mejoramiento continuo del servicio eléctrico, siguiendo los lineamientos establecidos en las NCSDE, tomando como zona de estudio el Estado Cojedes.

Ante este marco, surgen las siguientes interrogantes:

¿Cuál es la situación actual del sistema de distribución de electricidad del Estado Cojedes?

¿Qué factores podrían afectar la desviación respecto a la normativa vigente de los indicadores de calidad en la zona Cojedes?

¿Cómo esos factores afectan la calidad del servicio técnico de distribución de electricidad?

¿Cuáles son las posibles soluciones para mejorar la prestación y CST de distribución de electricidad en la zona bajo estudio?

La respuesta a todas estas interrogantes servirán para proporcionar elementos e insumos que fundamenten una manera de medir los indicadores de calidad de servicio técnico con menor margen de error y, en consecuencia, entrar en un proceso de adecuación de las actividades de distribución de electricidad a la normativa vigente, e igualmente, contribuir con la creación de un sistema de trabajo actualizado, coherente y articulado, que garantice su efectividad e impacto en los beneficiarios, y permita mantener el suministro del servicio eléctrico.

1.2 Objetivos de la Investigación

1.2.1 Objetivo General

Estudiar la prestación y calidad del servicio técnico de distribución de electricidad en el Estado Cojedes.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Conocer las condiciones actuales del sistema de distribución del Estado Cojedes.
- Establecer una metodología para la selección de los circuitos más críticos en cuanto a calidad de servicio técnico de distribución del Estado Cojedes.
- Determinar las desviaciones respecto a las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad de los indicadores de calidad de servicio técnico a nivel de distribución para los circuitos más críticos de la zona Cojedes.

- Analizar los elementos involucrados en las desviaciones de los indicadores de calidad del servicio técnico de distribución en la zona bajo estudio.
- Identificar los factores de mayor impacto sobre la calidad del servicio técnico de distribución de electricidad.
- Diseñar una propuesta para mejorar la calidad del servicio técnico, atacando los factores de mayor impacto.

1.2 Justificación de la Investigación

La presente investigación se justifica desde el punto de vista teórico, debido a que es un hecho que se requiere conocer la situación actual del sistema eléctrico de distribución, es decir, de la forma cómo hasta ahora se está realizando la prestación del servicio eléctrico, ya que a partir de la entrada en vigencia de la normativa eléctrica, las empresas responsables están obligadas a la adecuación de los procedimientos tanto administrativos como técnicos que le permitan un desarrollo óptimo en la satisfacción de la demanda.

En tal sentido, la posibilidad de contar con un estudio que les señale una manera concreta para dicha adecuación, constituye una ventaja adicional de carácter práctico difícil de ignorar.

En lo metodológico, esta investigación contribuye, en primer lugar, a identificar una problemática presente dentro de un proceso técnico como lo es la distribución del servicio eléctrico y la debilidad técnica-operativa que obstaculiza la prestación de un servicio de calidad.

En segundo lugar, a partir de las debilidades identificadas, es posible elaborar una metodología sencilla, viable, práctica y estratégica que ayude a hacer frente a las

interrupciones del servicio eléctrico, mediante el análisis de los indicadores necesarios para identificar las causas de las interrupciones del servicio, dónde ocurren y su origen, todo lo cual a su vez permitirá determinar cómo solventar esta situación, mediante técnicas de análisis de causa-efecto.

1.3 Alcance de la Investigación

El estudio está encaminado a la obtención de los índices de calidad del servicio técnico de distribución de electricidad al nivel de los centros de transformación en los circuitos más críticos del Estado Cojedes que permitan, en primer lugar, establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico por parte de la CORPOELEC, y en segundo lugar, identificar los factores de mayor impacto sobre la calidad del servicio. Todo esto con el fin de presentar una propuesta para mejorar la prestación y calidad del servicio, de manera tal que pueda apalancar un mejor nivel de vida para la población y el desarrollo social y económico del Estado Cojedes, en concordancia con los lineamientos de política energética del Estado Venezolano.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes de la Investigación

Para el desarrollo del presente estudio, fue necesaria la revisión bibliográfica de otras investigaciones relacionadas con el tema de la calidad del servicio técnico de distribución de electricidad, a los fines de establecer un marco conceptual referencial, como punto de partida para el desarrollo de la presente investigación.

En este sentido, Ceballos (2008) en su tesis de postgrado “Propuesta para la Creación de una Mancomunidad para la Coordinación y/o Fiscalización de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Estado Guárico”, trabajo de grado para optar al Título de Especialista en Sistemas Eléctricos de Potencia presentada en la Universidad Central de Venezuela tuvo como propósito presentar una propuesta idónea desde el punto de vista técnico y legal referente a la fiscalización de la calidad del servicio eléctrico de distribución que ofrece CADAFE a los usuarios del Estado Guárico, con la finalidad de hacer cumplir los deberes y derechos de cada uno de los ciudadanos contemplados en las normativas vigentes dentro del Marco Regulatorio del sector eléctrico nacional. Para ello, realizó una breve descripción del desempeño actual de los organismos públicos y un estudio de la topología de la red de distribución en el Estado Guárico obteniéndose los parámetros para el desarrollo de la propuesta. Se utilizó un diseño de investigación de campo y documental y de tipo proyecto factible. Se relaciona con la presente investigación dado que propone llevar un control sobre la calidad del servicio eléctrico ofrecido al usuario final. [5]

Por su parte Quintanilla (2010) en su investigación titulada “Análisis de la Regulación de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución en el Ecuador: Propuesta de Reformas y Aplicación Práctica” se planteó como objetivo analizar la Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución, y proponer las reformas necesarias para un eficiente suministro eléctrico a los consumidores finales, así como plantear las compensaciones económicas que recibirán estos consumidores del servicio eléctrico por parte de las empresas distribuidoras de energía eléctrica de Ecuador. Para ello, realizó en primer lugar la revisión de los aspectos teóricos de la calidad del servicio, en segundo lugar efectuó la revisión de las experiencias internacionales a nivel de América Latina y Europa, en tercer lugar hizo una evaluación estadística de la calidad del servicio eléctrico de los últimos 3 años, y finalmente realizó la evaluación práctica de la aplicación de la Regulación No. CONELEC 004/01, Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución. Esto le permitió proponer las reformas regulatorias a la norma vigente de calidad del servicio, así como de los mecanismos y valores para la compensación económica a los usuarios finales, ante incumplimiento de los indicadores de calidad. La relación con la presente investigación está en la evaluación de la calidad del servicio prestado tomando como marco de referencia la normativa vigente. [6]

Finalmente Montesino (2008) en su Tesis de Postgrado “Evaluación de la Calidad de la Energía Eléctrica de un Sistema de Distribución de Electricidad”, presentada en la Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre” se propuso evaluar la Calidad de la Energía Eléctrica prestada a los suscriptores de los circuitos San José, Quibor, Rodeo, Tocuyo I, Tocuyo II, Boro, Anzoátegui y Guárico, pertenecientes a las subestaciones Quibor y Tocuyo, de los Municipios Jiménez y Moran, respectivamente, del Estado Lara. La metodología seguida consiste en el análisis de las interrupciones y de las perturbaciones de la onda de tensión y la comparación de estos resultados con los límites recomendados en las normas nacionales e internacionales. Para el análisis de las interrupciones, se utiliza los datos registrados por la empresa eléctrica para el período comprendido entre los

años 2005 hasta el 2007. Para el análisis de las perturbaciones de la onda de tensión se consideraron la variación de los niveles de tensión, la distorsión armónica y fluctuaciones rápidas de la onda, según campaña de medición realizada en el año 2007. Para ambos casos se determinan los montos de las sanciones establecidas por el incumplimiento de los estándares establecidos en la legislación venezolana para tal efecto. Como resultados destacan: la tendencia de la frecuencia de las interrupciones a disminuir y la atención que requiere la calidad del producto técnico previo a la etapa de aplicación de sanciones. Finalmente se concluye que es necesario evaluar la calidad del servicio de distribución de electricidad en función de contribuir con el desarrollo económico de la nación. Los aportes para la presente investigación consisten en que la posibilidad de realizar comparaciones en términos de métodos para efectuar el análisis de las interrupciones que afectan el servicio eléctrico, teniendo como parámetro las normas nacionales vigentes actualmente en la materia. [7]

2.2 Aspectos Teóricos y Regulatorios de la Calidad del Servicio Eléctrico

2.2.1 Basamento Legal y Normativo del Servicio Eléctrico

El sector eléctrico venezolano comienza a desarrollarse hace más de un siglo; sin embargo, en el Marco Regulatorio, es el 21 de septiembre de 1999 cuando el Presidente de la República en ejercicio de la atribución que le confiere el numeral 8 del artículo 236 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 1º, numeral 11 de la Ley lo autoriza para dictar Decretos con Rango, Valor y Fuerza de Ley, en las Materias que se Delegan, dicta el Decreto con Rango y Fuerza de Ley del Servicio Eléctrico, luego reformado por la entonces Asamblea Nacional mediante la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, publicada en la Gaceta Oficial N° 5.568 extraordinaria el 31 de diciembre de 2001. Posteriormente, dicha disposición fue derogada por la resolución N° 381.792 del 14 de diciembre de 2010 mediante la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico

(LOSSE). Durante la vigencia del referido decreto, se dicta el Reglamento General de la Ley de Servicio Eléctrico (RGLSE), publicado en la Gaceta Oficial N° 5.510 extraordinaria el 14 de diciembre de 2000. [10]

La LOSSE (2000) tiene por objeto “...establecer las disposiciones que regularán el sistema eléctrico y la prestación del servicio eléctrico en el territorio nacional, así como los intercambios internacionales de energía, a través de las actividades de generación, transmisión, despacho del sistema eléctrico, distribución y comercialización, en concordancia con el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional y el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación”. (p. 21) [1]

El 25 de noviembre de 2003 fueron dictadas por el entonces Ministerio de Energía y Minas y publicadas en la Gaceta Oficial N° 37.825 las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad y el Reglamento del Servicio en las Resoluciones N° 315 y N° 310 respectivamente, ambos instrumentos dirigidas a regir la actividad de distribución de energía eléctrica. Las normas establecen los parámetros de calidad que deben cumplir las empresas distribuidoras (Producto Técnico, Servicio Técnico y Servicio Comercial), así como las sanciones por incumplimiento a las mismas (p. 4) [3]; mientras que el Reglamento de Servicio establece las normas y condiciones que regirán las relaciones entre las distribuidoras y sus usuarios [2]. Estas normas fueron reformadas el 19 de agosto de 2004, mediante la Resolución N° 225, publicada en la Gaceta Oficial N° 5.730 extraordinaria del 23 de septiembre de 2004. (p. 2)

En ejercicio de sus atribuciones el Presidente de la República Bolivariana de Venezuela, previa autorización por una ley habilitante, dicta el Decreto con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico [8], publicada en la Gaceta Oficial N° 38.617 de fecha 01 de febrero de 2007, el cual tiene por objeto la reorganización del sector eléctrico nacional con la finalidad de mejorar la calidad del servicio en todo el país, maximizar la eficiencia en el uso de las fuentes primarias de

producción de energía y en la operación del sistema y redistribuir las cargas y funciones de las actuales operadoras del sector”. El presente Decreto Ley, en su artículo 6, señala que: Las empresas Energía Eléctrica de Venezuela S.A., (ENELVEN), Empresa Nacional de Generación C.A., (ENAGEN), Compañía de Administración y Fomento Eléctrico S.A. (CADAPE), CVG Electrificación del Caroní C.A., (CVG-EDELCA), Energía Eléctrica de la Costa Oriental del Lago C.A., (ENELCO), Energía Eléctrica de Barquisimeto S.A. (ENELBAR), Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta C.A. (SÉNECA), así como todas las demás empresas filiales de la Corporación Eléctrica Nacional S.A., deberán en un plazo de tres (3) años, contados a partir de la entrada en vigencia de este Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley, fusionarse en una persona jurídica única, Corporación Eléctrica Nacional S.A. (p. 12)

En octubre de 2009 se crea el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE) con la misión de “...adoptar, seguir y evaluar las políticas y planes dirigidos a garantizar la optimización de la prestación del servicio eléctrico, constituyéndose en soporte estratégico para el impulso del desarrollo endógeno de Venezuela”(Decreto N° 6991 p.9) [9]. El MPPEE en conjunto con el Ministerio de Industria Ligera y Comercio (MILCO) tiene la atribución de fijar las tarifas del servicio eléctrico. Las tarifas actualmente se rigen por la resolución publicada en la Gaceta Oficial N° 37.415 del 03 de abril de 2002, donde están contenidas las tarifas máximas que las empresas eléctricas están autorizadas a cobrar por consumo de energía y potencia, las condiciones de aplicación y la metodología para su ajuste y modificación.

2.2.2 Calidad de Energía Eléctrica

La definición del término “Calidad de la Energía Eléctrica” no es única, además que es un concepto entendido de diferentes maneras por las propias empresas

suministradoras del servicio y por los Usuarios, por lo que a continuación se toman varias definiciones de instituciones que tratan sobre el tema:

- El Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) - Norma 1159-1995. [8] - define a la calidad de energía eléctrica como “Amplia variedad de fenómenos electromagnéticos que caracterizan el voltaje y la corriente eléctricas, en un tiempo y en una ubicación dada en el sistema de potencia.”
- La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) - Norma 61000-2-2/4 - y el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC) definen la calidad de la energía eléctrica como “Una característica física del suministro de electricidad, la cual debe llegar al cliente en condiciones normales, sin producir perturbaciones ni interrupciones en los procesos del mismo”. Adicionalmente, la IEC (Norma 61000-1-1) relaciona la calidad de la energía con el concepto de compatibilidad electromagnética¹. (IEC 1992) [16]
- El “Instituto de Investigación de Energía Eléctrica – EPRI” de los Estados Unidos [17], define a la calidad de la potencia eléctrica o “Power Quality” como “Cualquier problema de potencia manifestado en la desviación del voltaje, de la corriente o de la frecuencia, de sus valores ideales, que ocasione falla o mala operación del equipo de un usuario”.

En este contexto, la Calidad de la Energía Eléctrica, según afirma la Asociación Colombiana de Ingenieros (2001), en una primera instancia, puede definirse como el “grado al cual la distribución y utilización de la energía afecta el funcionamiento de los equipos eléctricos”.

¹IEC 61000-1-1 señala que “La compatibilidad electromagnética es la capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para funcionar satisfactoriamente en su entorno electromagnético, sin introducir perturbaciones electromagnéticas intolerables a ningún otro dentro de aquel entorno”.

En una segunda instancia, más general y completa, la Calidad de la Energía Eléctrica puede entenderse como un “conjunto de características físicas de las señales de voltaje y corriente para un tiempo dado y un espacio determinado, que cumplen con los requisitos definidos por cada país, con el objetivo de satisfacer las necesidades explícitas e implícitas de un usuario.” (p.25).

Es así que la Calidad de la Energía Eléctrica, se divide en dos grandes temas:

- La calidad del servicio de energía eléctrica, relacionada directamente con la confiabilidad o continuidad del servicio.
- La calidad de la potencia eléctrica, relacionada con las variaciones en la forma de onda, frecuencia y amplitud de las señales de voltaje y corriente.(ob .cit. p. 27)

Los conceptos de calidad de la energía y de la potencia eléctrica, en muchos países como Ecuador, Argentina, Perú, Colombia y Venezuela, se los complementa con la calidad del servicio comercial, asociado con la atención al Usuario. [6]

2.2.3 Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución

Otro de los conceptos básicos que se deben tomar en cuenta es el de la calidad del servicio eléctrico de distribución, que según las NCSDE (2003) está referido al suministro adecuado y controlado de energía eléctrica, así como a una convivencia satisfactoria con otros agentes (las empresas eléctricas de generación, transmisión y distribución, los Usuarios, el ente de regulación y control, entidades normativas nacionales e internacionales, y fabricantes de dispositivos eléctricos). La calidad del servicio comprende tres aspectos diferentes:

- **Calidad del Servicio Técnico** o continuidad del suministro: determinado por las interrupciones del fluido eléctrico conforme a la frecuencia y duración de las mismas.
- **Calidad del Producto Técnico:** referido a los niveles de tensión del fluido eléctrico y la forma de onda de la tensión suministrada por la Distribuidora.
- **Calidad del Servicio Comercial:** donde se toma en cuenta la atención de los requerimientos y reclamos de los Usuarios, medida por indicadores tales como, tiempo de espera para la atención de los requerimientos y reclamos de los Usuarios, la correcta lectura del consumo y oportuno envío de la factura. (ob. cit.)

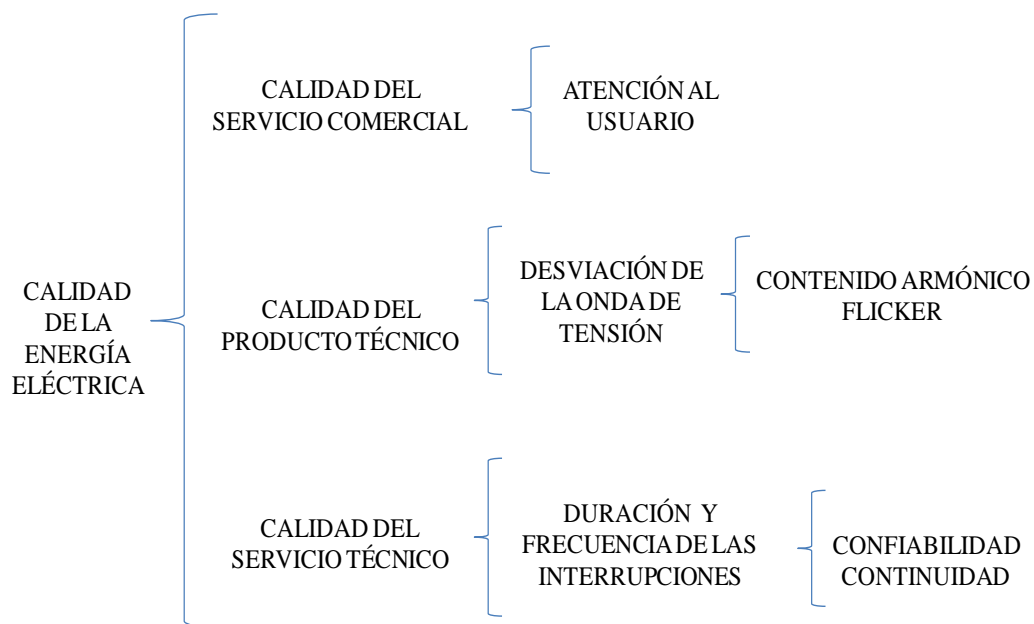


Figura 2:1 Calidad de la Energía Eléctrica

En otras palabras, como se puede observar en la figura 2.1, la calidad del servicio del sistema eléctrico está dada por los valores máximos y mínimos de tensión y de frecuencia, el contenido armónico de las formas de onda de tensión y de

corriente, el suministro del servicio sin interrupción, a lo que se suma la correcta lectura del consumo y oportuno envío de la factura; y la debida atención y resolución de los reclamos.

Otro aspecto importante de la calidad del servicio eléctrico es la forma de medirla. Para ello, se utilizan los índices de calidad.

Como pudo apreciarse, el concepto de calidad de servicio eléctrico de distribución es muy amplio, de tal manera que no es posible sintetizarlo en un solo índice o parámetro. Por una parte, para las fluctuaciones de voltaje, las cuales son imputables a algunos tipos de carga, existen diversos cuantificadores que dan cuenta de la presencia de tales anomalías e indican la necesidad de tomar medidas correctivas. Y, por otra parte, los cortes de suministro de energía eléctrica y que afectan a todos los usuarios produciendo distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en el confort de las personas, dichos cortes se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y duración. Por lo tanto, es necesario medir cada característica de interés con un índice asociado. Esto conlleva a la existencia de variedad de indicadores de calidad. (Quintanilla, 2010 p. 29)

Los índices de calidad pueden estar referidos al comportamiento del sistema desde un punto de vista global o individualmente a un Usuario o cliente final. Los índices por Usuario reflejan el nivel de calidad que experimenta un cliente en particular, pero para ello se requiere de una infraestructura y unos medios muchos mayores para medirlos y controlarlos, que para los índices del sistema. Aunado a un arduo trabajo de campo para relacionar los Usuarios con los centros de transformación. Mientras que los índices de sistema suelen ser medias ponderadas de los índices individuales de calidad de los Usuarios de la zona considerada. Estos índices permiten representar la calidad del servicio eléctrico ofrecido por un sistema de forma compacta y fácilmente admisible. Sin embargo, al ser una media de índices individuales puede esconder bolsas de Usuarios con valores muy inferiores a la

media, que podrían considerarse como inaceptables en una regulación de calidad. (ob. cit.p.30)

Por lo tanto, es muy importante saber que se está midiendo y cómo, ya que cualquier apreciación, regulación o estudios de los niveles de calidad obtenidos en una red están sujetos a los índices elegidos y sus particulares.

2.2.4 Calidad del Servicio Técnico

La calidad del servicio técnico o comúnmente denomina continuidad del suministro es uno de los aspectos más perceptibles y evidentes, en lo relacionado con la calidad del servicio eléctrico y que generalmente ha sido el que más impacta a los Usuarios. Está relacionada con la duración y frecuencia de interrupciones del servicio eléctrico, y se encuentra asociada a la existencia del voltaje de alimentación en la red eléctrica. (ob. cit.p.33)

Según Abbad (1999) [18] la continuidad del servicio falla, cuando en el punto de conexión, el voltaje de suministro desaparece o está fuera de rangos aceptables normalizados, a esto se conoce como una interrupción del suministro de energía eléctrica. (p. 25)

Cada interrupción viene representada por su duración. La NCSDE (2003) establece que la continuidad toma en consideración sólo las interrupciones con una duración mayor a un (1) minuto², denominadas “interrupciones sostenidas del servicio”, las cuales originan la suspensión del suministro de energía eléctrica a algún Usuario o al conjunto de ellos, ya sea que las mismas sean programadas o intempestivas.

² En la Norma IEEE 1159 – (1995) al igual que la NCSDE se consideran variaciones de larga duración a aquellas interrupciones mayores a un (1) minuto. En norma europeas como la EN 50160, y la norma española específica UNE-EN 50160, las interrupciones a considerarse son mayores a tres (3) minutos.

Las interrupciones sostenidas generalmente requieren de la reparación de elementos defectuosos de la red, o por lo menos, de una inspección de la línea para reponer la tensión manualmente; en tanto que las interrupciones con tiempo de duración menores a un (1) minuto denominadas “interrupciones momentáneas del servicio”, son consideradas como un problema de la calidad del producto, ya que habitualmente se originan por la actuación de los sistemas de protección de las redes, que requieren tiempo adicional para su operación (reenganches rápidos debidos a fallas transitorias, operación de aislamiento de tramos con falla). (p. 63)

2.2.4.1 Clasificación de las Interrupciones

Dentro de la continuidad del servicio se ha considerado importante definir causas u orígenes y la clasificación de las interrupciones. La FONDONORMA (2004, pp.78-82)) [19], por un lado, define la interrupción del servicio como “la suspensión programada o no del suministro de energía eléctrica para a uno o más usuarios”, y por el otro, clasifica las interrupciones en:

1. Interrupción momentánea del servicio

Es la suspensión del servicio de energía eléctrica para uno o más usuarios durante un tiempo menor o igual a un (1) minuto

2. Interrupción sostenida del servicio

Es la suspensión del servicio de energía eléctrica para uno o más usuarios durante un tiempo mayor a 1 o más minutos, ya sea por interrupciones forzadas o programadas.

3. Interrupción programada

Es la suspensión del suministro de energía eléctrica por mantenimiento preventivo, correctivo o para efectuar modificaciones a la red, previa notificación al usuario, a efectos de que se tomen las medidas de prevención respectivas, con el propósito de minimizar su impacto.

4. Interrupción no programada

Es la suspensión del suministro de energía eléctrica motivado por la salida imprevista o falla de uno o más elementos que conforman el sistema eléctrico, por situación de peligro o riesgo inminente a la seguridad de los usuarios, personal de la empresa o la seguridad del sistema de distribución eléctrica. Entre las interrupciones más comunes están las provocadas por falla en los sistemas de protección, error humano en la operación de la red, sobrecargas del sistema eléctrico, maniobras inadecuadas y las de origen debido a fenómenos climatológicos como son los rayos, el viento, la contaminación, la humedad, la corrosión salina, entre otros.

Según la NCSDE, las interrupciones pueden ser originadas por:

- a) Causa externa: Falla de calidad del servicio, atribuible a un prestador de servicio eléctrico distinto a La Distribuidora, como transmisión y generación.
- b) Causa interna: Falla de calidad del servicio atribuible a La Distribuidora, es decir, falla en los componentes propios del sistema de distribución.
- c) Causa extraña no imputable: Ocasionada por circunstancias o hechos o la combinación de éstos, no imputables a La Distribuidora, es decir, elementos externos al sistema, que sean inevitables, sobrevenidos, imprevisibles e insuperables que imposibiliten total o parcialmente el cumplimiento de sus obligaciones; como animales, excavadoras, vehículos, personas, etc.

2.2.4.2 Indicadores de Calidad de Servicio Técnico

Generalmente, cuando hablamos de calidad de servicio técnico o confiabilidad, las Distribuidoras reportan los índices de Frecuencia Promedio de Interrupciones del sistema ocurridas durante un año por consumidor (SAIFI) y la

Duración Promedio de Interrupciones del Sistema (SAIDI), el cual representa el tiempo que el consumidor en promedio, ha estado sin suministro eléctrico en el periodo considerado de un año.

En estos indicadores no sólo se consideran el tiempo y duración de las fallas para evaluar la calidad sino que se consideran, adicionalmente, el número de clientes afectados por las fallas. Para considerar esta última variable se puede obtener a través del número de clientes abonados al circuito y, si este dato no se dispone, con la potencia interrumpida o la energía eléctrica dejada de servir. [20]

Cabe señalar que a nivel internacional el SAIFI y el SAIDI son los indicadores más utilizados, sin embargo en el país estos no son considerados dentro de la normativa vigente. [20]

En el marco legal venezolano la Calidad del Servicio Técnico prestado se evalúa considerando índices que reflejen la frecuencia y la duración total de las interrupciones del servicio de electricidad a través de los indicadores: Tiempo Total de Interrupción por kVA (TTIK), Frecuencia Media de Interrupción por kVA (FMIK), Tiempo Total de Interrupción por Usuario (TTIU) y Frecuencia Media de Interrupción por Usuario (FIU). (FONDONORMA, 2004)

Antes de definir cada uno de los indicadores de CST, se define los niveles de tensión y densidad por alimentador (ND), considerados en las NCSDE en su artículo 8:

- | | |
|-------------------------|--|
| 1. Alta Tensión | $Tensión \geq 69 \text{ kV}$ |
| 2. Media Tensión | $1 \text{ kV} < Tensión < 69 \text{ kV}$ |
| 3. Baja Tensión | $Tensión \leq 1 \text{ kV}$ |

De las definiciones de alimentador, artículo 3 de las NCSDE (2003), se puede entender como densidad por alimentador la densidad lineal de carga, la clasificación que se le asigna al alimentador de acuerdo a la capacidad de carga por kilómetros, es decir, se divide la capacidad instalada (kVA) entre la longitud del circuito (km).(ob. cit p. 14).

Tabla 2.1: Rango de Niveles de Densidad por Alimentador

NIVEL DE DENSIDAD POR ALIMENTADOR	RANGO
Muy Alta Densidad	$ND \geq 1000 \text{ kVA/km}$
Alta Densidad	$550 \text{ kVA/km} \leq ND \leq 1000 \text{ kVA/km}$
Mediana Densidad	$150 \text{ kVA/km} \leq ND \leq 550 \text{ kVA/km}$
Baja Densidad	$75 \text{ kVA/km} \leq ND \leq 150 \text{ kVA/km}$
Muy Baja Densidad	$ND \leq 75 \text{ kVA/km}$

Según la FONDONORMA número 2752 del año 2004 define los indicadores de calidad del servicio técnico de distribución de acuerdo a lo siguiente:

2.2.4.2.1 Frecuencia Media de Interrupciones por kVA (FMIK)

$$FMIK_J = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs(i)_j}{kVAinst_j} \quad (2.1)$$

Donde:

FMIK: Frecuencia media de interrupción por kVA instalado.

$\sum_{i=1}^n$: Sumatoria de las interrupciones “i” del alimentador “j” debido a causas internas o externas, durante el Período de Control.

n: número total de interrupciones.

KVAfs(i)_j: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en la interrupción “i” del alimentador “j”.

kVAinst_j: Cantidad de kVA nominales instalados en el alimentador “j”

2.2.4.2.2 Tiempo Total de Interrupciones por kVA (TTIK)

$$TTIK_J = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs(i)_j \times Tfs(i)_j}{kVAinst_j} \quad (2.2)$$

Donde:

TTIK: Tiempo total de interrupción por kVA instalado.

$\sum_{i=1}^n$: Sumatoria de las interrupciones “i” del alimentador “j” debido a causas internas o externas, durante el Período de Control.

n: número total de interrupciones.

KVAfs(i)_j: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en la interrupción “i” del alimentador “j”.

Tfs(i)_j: Tiempo que permanecieron fuera de servicio los kVA nominales kVAfs, durante la interrupción "i" del alimentador "j" (se deberá computar el tiempo desde el inicio de la interrupción hasta la reposición total de los kVA nominales inicialmente fuera de servicio).

kVAinst_j: Cantidad de kVA nominales instalados en el alimentador “j”.

Las NCSDE (2003) señala que los Índices de Frecuencia Media de Interrupción por kVA instalado y Tiempo Total de Interrupción por kVA instalado serán calculados independientemente de su origen, ya sea que correspondan a causas internas o externas, de acuerdo con lo establecido en la NCSDE, excepto lo señalado en el artículo 23, el cual establece que “No se contabilizarán las interrupciones debidas a cualquier circunstancia o hecho o la combinación de éstos, no imputables a la Distribuidora, que sean inevitables, sobrevenidos, imprevisibles e insuperables que imposibiliten total o parcialmente el cumplimiento de sus obligaciones.”(p.18)

En las etapas transitorias número 2 y 3 de las NCSDE los indicadores de Calidad del Servicio Técnico se controlarán de la forma siguiente: para los Usuarios de Baja Tensión por alimentador y para los Usuarios de Media y Alta Tensión por cada Usuario. Los valores límites admisibles trimestrales para Baja tensión se muestra continuación:

Por Causas Internas

Para Usuarios en Baja Tensión

Tabla 2.2: Valores Límites de los Indicadores por kVA

Tipo de Usuario	Valores Límites por Alimentador	
	FMIK	TTIK (Horas)
Muy Alta Densidad	2	2
Alta Densidad	2	3
Mediana Densidad	3	3
Baja Densidad	3	4
Muy Baja Densidad	4	4

Por Causas Externas

Los valores límites admitidos para los indicadores mencionados por causas externas, serán de tres (3) interrupciones y dos (2) horas semestrales respectivamente.

2.2.4.2.3 Frecuencia Media de Interrupciones por Usuario (FIU)

$$FIU_J = N_J \quad (2.3)$$

Donde:

FIU_j: Frecuencia de interrupción para el Usuario “j” expresado en número de interrupciones durante el Período de Control.

N_j: Cantidad de interrupciones que han afectado al Usuario “j” durante el Período de Control.

2.2.5.2.4 Tiempo Total de Interrupciones por Usuario (TIU)

$$TTIU_J = \sum_{i=1}^{N_j} \left[\sum_{j=0}^{23} K_j \times T_{ij} \right] \quad (2.4)$$

Donde:

TTIU_j: Tiempo total de interrupción para el Usuario “j” expresado en horas.

N_j: Cantidad de interrupciones que han afectado al Usuario “j” durante el período de control.

$K_j(t)$: Coeficiente asociado a la curva de carga del Usuario típico, adoptando un valor hora a hora, equivalente al valor de su demanda horaria por unidad de la demanda máxima diaria, dividido entre su factor de carga diario típico.

T_{ij} : Intervalos de tiempo (horas) en que se divide cada interrupción, asociados al coeficiente horario de la curva de carga.

2.2.4.2.4.1 Definiciones de las variables a utilizar para el cálculo del factor “ $K_j(t)$ ”

Para determinar el tiempo total de interrupciones por Usuario, se deben realizar “...las mediciones de energía para la elaboración de las curvas de carga que permitan el cálculo de los coeficientes “ K_j ” para los distintos usos del servicio, siendo “ K_j ” el coeficiente asociado a la curva de carga del Usuario típico, adoptando un valor cada diez (10) minutos, equivalente al valor de su demanda horaria por unidad de la demanda máxima diaria, dividido entre su factor de carga diario típico”, según lo establecido en el artículo 7 de las NCSDE (2003).

- a) **Factor de carga:** Se define como la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima, que se observa en un periodo.

$$F_c = \frac{D_{promedio}(kVA)}{D_{máxima}(kVA)} \quad (2.5)$$

- b) **Demanda promedio:** Se define como la relación entre los kVA_i en un periodo y el número de horas de ese periodo.

$$D_{prom} = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_i}{N^{\circ}horas} \quad (2.6)$$

Donde:

i = número de horas del periodo

kVA_i = Demanda en kVA en cada hora

c) **Factor Fk** : Se define como la relación entre la demanda en una hora y la demanda máxima.

$$F_K = \frac{D_i(kVA)}{D_{m\acute{a}x}(kVA)} \quad (2.7)$$

Donde:

i= número de horas 0,...23

Di = Demanda promedio en una hora.

Di_{máx} = Demanda máxima en un día.

Finalmente el factor Kj, es la relación entre Fk y el factor de carga típico, es decir:

$$K_j = \frac{F_K}{F_C} = \frac{\frac{D_i(kVA)_{usuario}}{D_{m\acute{a}x}(kVA)_{usuario}}}{\frac{D_{prom}(kVA)_{t\acute{p}ico}}{D_{m\acute{a}x}(kVA)_{t\acute{p}ico}}} \quad (2.8)$$

Los valores límites admitidos para estos indicadores, por causas externas, serán de una (1) interrupción trimestral y una (1) hora trimestral, respectivamente (NCSDE 2003). Los valores límites admitidos por causas internas, son los que se indican a continuación:

Tabla 2.3: Valores límites de los Indicadores por Usuarios

Tipo de Usuario	Baja Tensión		Mediana Tensión		Alta Tensión	
	FIU	TTIU (Horas)	FIU	TTIU (Horas)	FIU	TTIU (Horas)
Muy Alta Densidad	2	2	1	1	1	1
Alta Densidad	2	4	1	2	1	2
Mediana Densidad	4	4	2	2	2	2
Baja Densidad	4	4	2	2	2	2
Muy Baja Densidad	6	6	3	3	2	2

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo y Diseño de la Investigación

El presente estudio se enmarca en la modalidad de Proyecto Factible, de acuerdo con el Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales de la UPEL (2006), ya que consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta para dar soluciones a los problemas de continuidad del servicio eléctrico en la zona bajo estudio. Este trabajo se apoya en una investigación documental y de campo. La *investigación documental* se debe a la utilización de los indicadores de CST establecidos en las normas nacionales, tales como, NCSDE [3] y FONDONORMA 2752 [19]. La *investigación de campo* abarca lo referente a los registros de las interrupciones reportadas por la sala de Centro de Operaciones de Distribución (C.O.D), ya que los datos son recogidos en forma directa de la realidad; en este sentido se trata de investigaciones a partir de datos originales o primarios, con el propósito de describirlos, interpretarlos, entender su naturaleza y factores constituyentes, explicar sus causas y efectos, haciendo uso de métodos de análisis de resultados y técnicas estadísticas. [21]

En cuanto al nivel de la investigación, el presente estudio es de tipo descriptivo, ya que comprende el registro, análisis e interpretación de los indicadores de calidad de servicio técnico implementados por la Distribuidora para el Estado Cojedes. El enfoque se hace sobre recolectar los datos necesarios para así poder estar consciente del problema y de cómo esta investigación puede ayudar a solucionarlo o en su defecto minorizar su gravedad. [21]

3.2. Descripción del Procedimiento

La metodología implementada durante el desarrollo del presente trabajo de grado, consta de las siguientes fases:

1. Recopilación de la Información

Inicialmente se revisa la documentación bibliográfica mostrada en el Capítulo II, a objeto de introducir el tema de Calidad del Servicio Eléctrico, como también, se identifica los indicadores de calidad del servicio técnico, de acuerdo a las Normas de Calidad del Servicio de Distribución y FONDONORMA 2752 (2004) Servicio Eléctricos- Indicadores de Calidad del Servicio Técnico.

2. Caracterización del Sistema de Distribución

Se caracteriza el sistema de distribución de electricidad del Estado Cojedes, comprendiendo el tipo de servicio eléctrico (industrial, comercial, agropecuario, urbano o residencial), cantidad de subestaciones y circuitos, área servida, cantidad de Usuarios, tipo de alimentadores, kVA instalados, kilómetros de líneas, demanda eléctrica, capacidad de transformación, capacidad firme y condiciones de cargabilidad.

3. Procedimiento de Cálculo de Indicadores de CST

Para realizar el cálculo de los indicadores de CST para el Estado Cojedes la CORPOELEC utiliza el Sistema Integral para la Atención de Reclamos y Control de Interrupciones (SIAR), el cual fue desarrollado sobre plataforma Windows en lenguajes de programación: Visual Studio y SQL. El SIAR es el encargado de suministrar todo tipo de reportes utilizado para la evaluación, seguimiento y gestión de todos los entes involucrados en el proceso de atención de interrupciones. [31]

El proceso de registro de una interrupción se inicia en el instante en que el personal técnico de una subestación informa al Operador del C.O.D la apertura de un

interruptor, para el caso de las subestaciones atendidas; en el caso de las subestaciones no atendidas por medio de los reclamos efectuados por los Usuarios al C.O.D. y previa conformidad de las unidades de interrupción que determinan la salida de servicio del alimentador.

Para efectuar el registro de interrupciones el Operador del C.O.D ingresa al SIAR y selecciona la opción de *Registro y Control de Interrupciones*, seguidamente procede a introducir los datos respetivos a la interrupción del servicio, como muestra la Figura 3.1, para que el sistema automáticamente realice el cálculo de los indicadores de calidad de servicio técnico. [31]

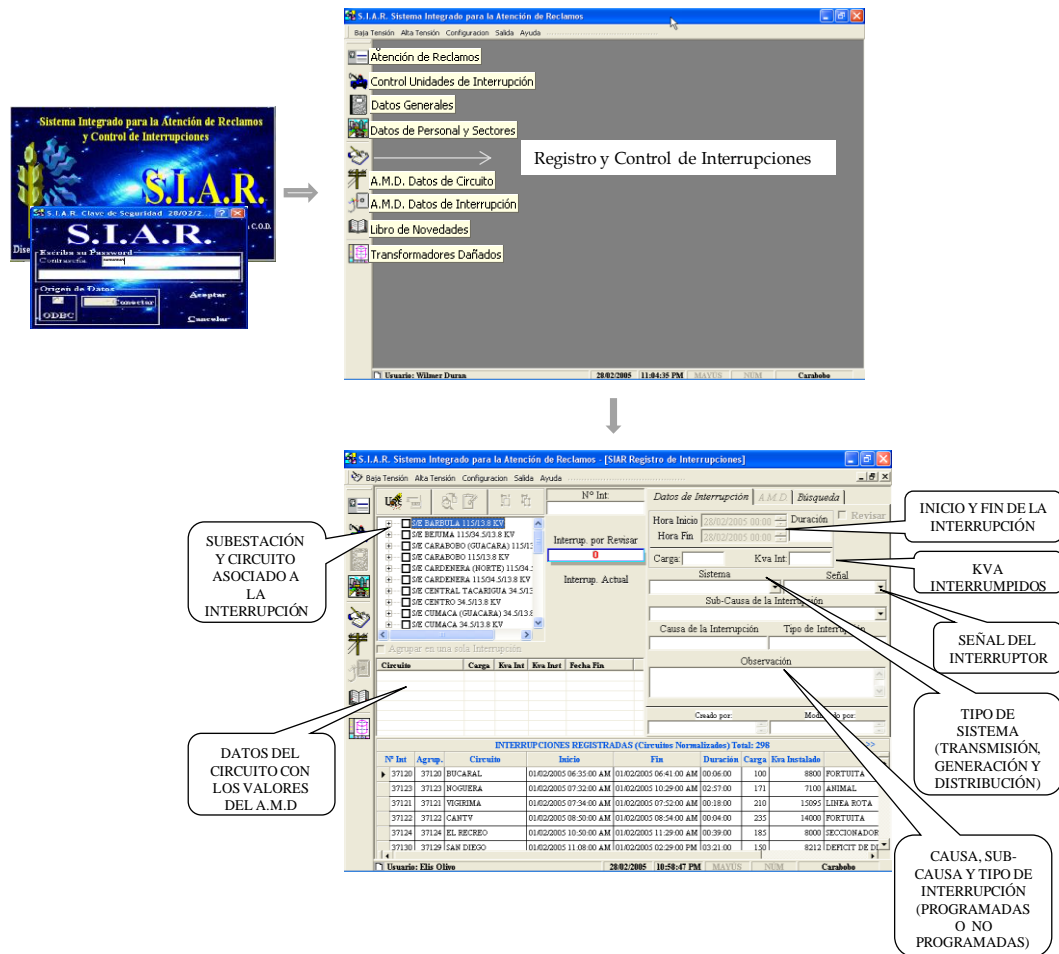


Figura 3.1: Registro de Interrupciones del Servicio Eléctrico

Para efectos de calcular los índices de calidad, a través del SIAR, sólo se registran las interrupciones que generan la apertura del interruptor principal, dejando de cuantificar aquellas originadas en los ramales de los alimentadores. Por lo tanto, los índices de calidad que reporta el C.O.D son los índices por kVA, TTIK y FMIK. Aunado a ello, es importante destacar que cuando se realiza la recuperación de la carga interrumpida se deja de cuantificar el tiempo de interrupción una vez recuperado el 50% de la carga afectada.

4. Selección de Circuitos

Para la selección de los circuitos a los cuales se les realizó el cálculo de los indicadores de calidad, se estudió el tiempo y duración de las interrupciones durante un período significativo que permitiera identificar los alimentadores con mayor problema de calidad de servicio técnico. A continuación se describen las fases para la selección de los circuitos:

- a. Se renombra las subestaciones de distribución y los circuitos de forma genérica, con el objeto de evitar complicaciones con políticas de la CORPOELEC por acceso a la base de datos de las interrupciones del servicio eléctrico.
- b. Se grafican los alimentadores del Estado en función del tiempo total de interrupción y de la frecuencia media de interrupción.
- c. Se identifican los circuitos con mayor impacto sobre la calidad del servicio técnico de la zona, mediante técnicas estadísticas.

5. Proceso de Muestreo

El registro de las interrupciones comprende dos módulos, por una parte, están las interrupciones cuando sale de servicio todo el alimentador, las cuales son registradas en el SIAR como interrupciones en alta tensión en el módulo de *Registro y Control de Interrupciones*, y por la otra, las interrupciones generadas en los ramales del alimentador, las cuales son recogidas en el módulo de *Reclamos de*

Interrupciones. Para el reporte de interrupciones por alimentador, se ingresa al módulo de *Reportes en Alta tensión*, ubicado en la ventana de inicio del SIAR, específicamente en la pestaña de alta tensión; y se filtra el rango de fechas a consultar, sistema, zona, distrito y circuito, como muestra la Figura 3.2. [31]

Seguidamente, se carga un archivo, el cual reporta los siguientes parámetros: Fecha Sistema, Distrito, Subestación, Circuito, Inicio y duración de la interrupción, Carga interrumpida, Señal del interruptor, Causas y Sub-Causas de las interrupciones, TTIK y FMIK.

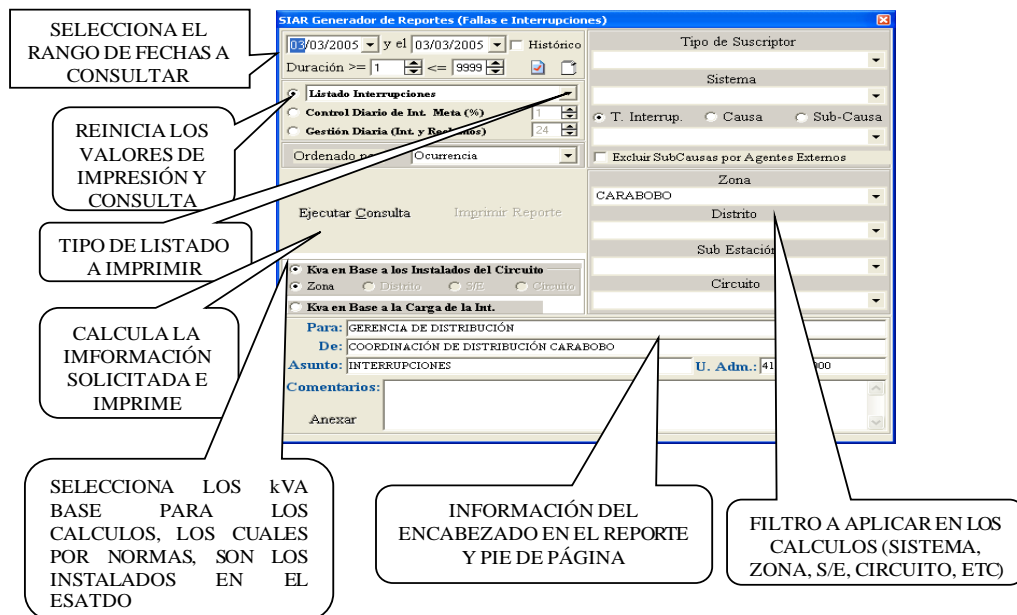


Figura 3.2: Reporte de Interrupciones en Alta Tensión

Para el reporte de interrupciones en los ramales del alimentador, se ingresa al módulo de *Reportes de Reclamos*, ubicado en la ventana de inicio del SIAR, específicamente en la pestaña de baja tensión; y se filtra al igual que el caso anterior el rango de fechas a consultar, distrito y circuito; exceptuando que para el tipo de sistema se filtra *Alta Tensión*, lo que significan interrupciones aguas arriba del centro de transformación. Seguidamente, se cargan los reportes de *Todas las Boletas*

Atendidas para extraer el tiempo de solución del reclamo y el *Listado de Reclamos Técnico (Oficinas Comerciales)*, éste con el objeto de identificar exactamente donde ocurre la interrupción del servicio. [31]

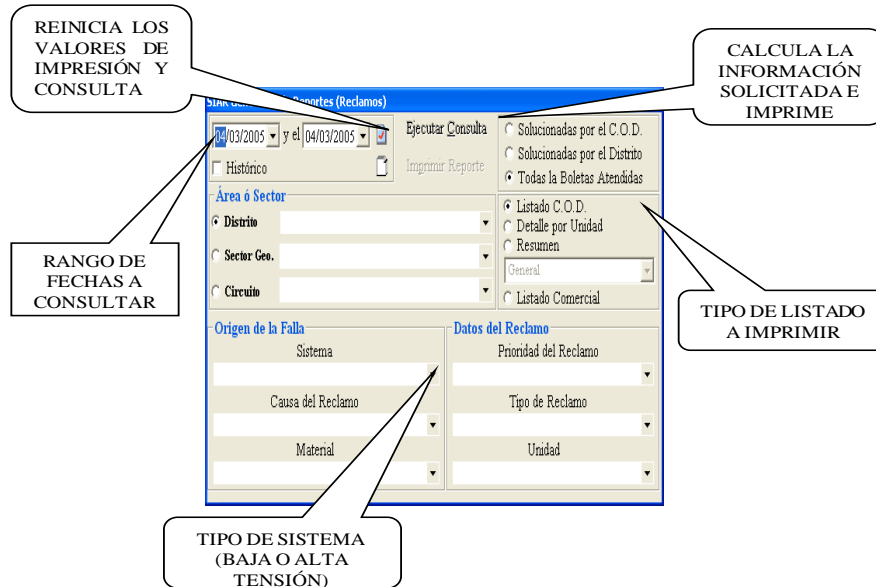


Figura 3.3: Reporte de Reclamos en Baja Tensión

Finalmente, con la identificación de los módulos del SIAR se procede a muestrear durante un periodo de un (1) mes, específicamente del 01/08/11 al 31/08/11, para realizar el cálculo del TTIK y la FMI a los circuitos seleccionados. El tiempo de muestreo, responde a que el análisis de los indicadores de calidad se llevan de forma mensual por parte de la Distribuidora.

Cabe destacar que en el área de distribución se define como alta tensión aquella mayor a 1000V y como baja tensión aquella menor a 1000V.

6. Cálculo de los Indicadores de CST

Para el cálculo de los indicadores TTIK y FMIK por interrupciones en el troncal del alimentador es arrojado directamente por el SIAR. Por el contrario, para las interrupciones en los ramales del circuito, los cuales son reportadas por los

Usuarios afectados al C.O.D, se implementa la metodología descrita en el siguiente diagrama de flujo.

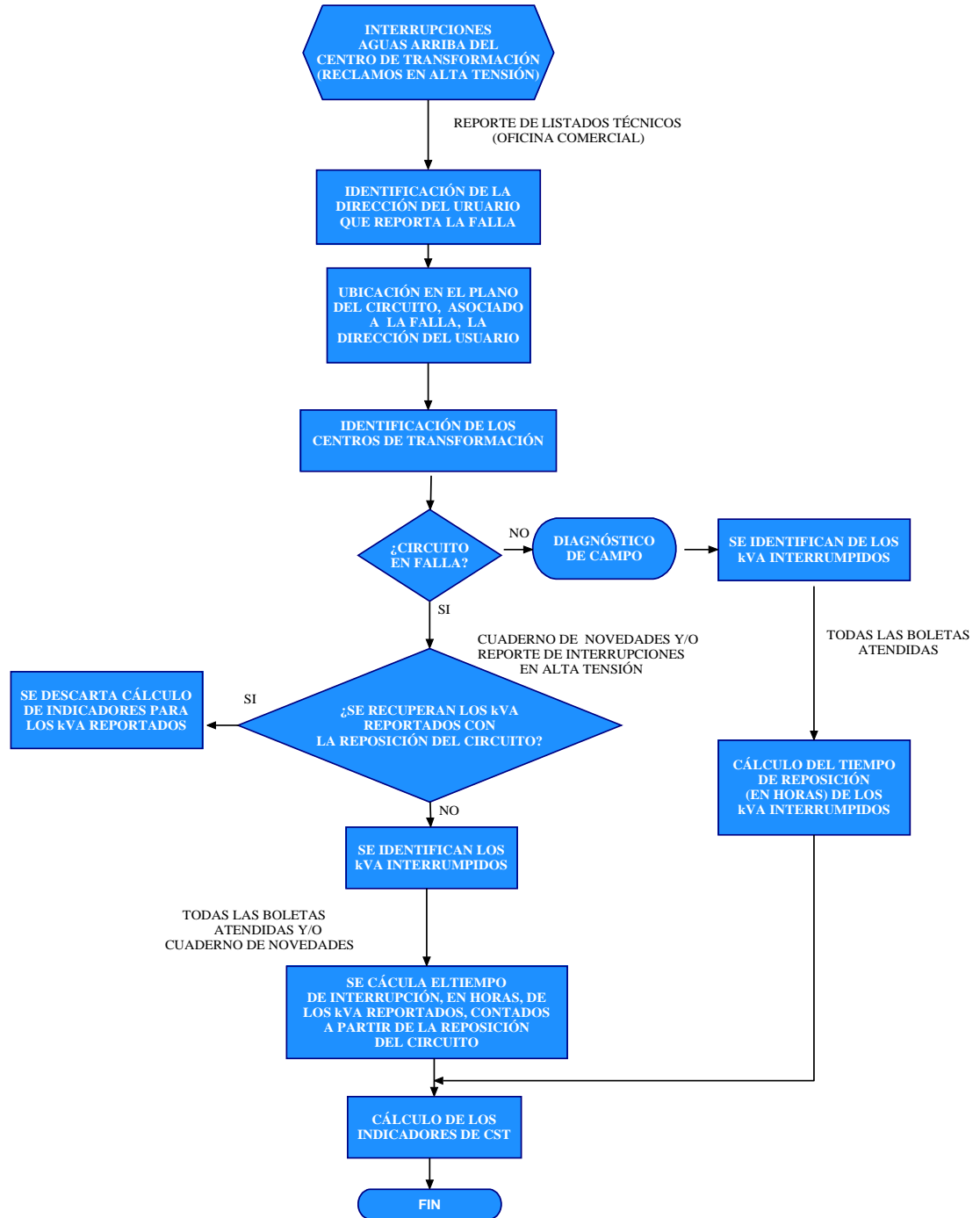


Figura 3.4: Diagrama de Flujo para el Cálculo de Indicadores de CST en los Ramales del Alimentador

7. *Análisis de Resultados*

Para el análisis de los resultados se utilizaron herramientas básicas de análisis gráficos y estadísticos.

- a. Se grafican el número y duración de las interrupciones para los circuitos bajo estudio en un espacio muestral igual a 4 semanas.
- b. Se comparan gráficamente los indicadores de calidad calculados con los suministrados por la Empresa durante el mismo periodo de muestreo.
- c. Se calculó la desviación de los indicadores de calidad, con el objeto de determinar porcentualmente cuánto se está dejando de cuantificar, en tiempo y frecuencia.
- d. Se identificaron los elementos que producen las desviaciones de los indicadores de calidad de servicio técnico en la zona bajo estudio.
- e. Se analizan los factores de mayor impacto sobre la calidad del servicio técnico, mediante instrumentos de recolección de datos.

8. *Elaboración de Propuesta*

- a. Se diseña una metodología de mantenimiento de las redes aéreas de median tensión fundamentada en las Normas COVENIN 3049-93.
- b. Se propone la estructuración de un instrumento de recolección de datos que asocie todos los elementos del sistema eléctrico.
- c. Se presenta la información mínima que debe contener la herramienta utilizada para el registro y control de los indicadores de calidad de servicio técnico por kVA.
- d. Se propone la implementación de la aplicación para el análisis gráfico del TTI (AGraTTI), como herramienta de análisis estadístico, seguimiento y control de interrupciones.

CAPÍTULO IV

PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Caracterización del Sistema de Distribución del Estado Cojedes

El Estado Cojedes, con una superficie de 14.800 km², un área servida de aproximadamente 11.840 km² y una cantidad de suscriptores igual a 63.700, ubicado en la región centro occidental de Venezuela, ocupada en su mayor parte por los bajos llanos centrales, posee dos (2) subestaciones de transmisión en 115kV, S/E San Carlos y S/E Tinaquillo, las cuales cuentan en sus patios con pórticos de 34,5 kV y 13,8kV, como se muestra en el diagrama unifilar de la figura 4.1.

La subestación San Carlos tiene una capacidad instalada de 132MVA, suministrada por dos (2) transformadores de potencia de 36MVA que alimentan los circuitos de 34,5kV (Lagunitas, Tinaco, Las Vegas, Zona Industrial, Tirado, Vene-Iran I y Vene-Iran II), y dos (2) de 30MVA con salida a los circuitos de 13,8kV (Inos, Mapuey, Centro I, Lomas del Viento, Aeropuerto, Autódromo, Manrique y Centro II), como se muestran en la Figura 4.3. Por otra parte, la subestación Tinaquillo, ubicada en el Distrito Tinaquillo, posee una capacidad instalada de 70MVA, con dos (2) transformadores de potencia de 30MVA, los cuales presentan las salidas de los circuitos de 13,8kV (Zona Industrial, San Isidro, Corpoindustria, Expreso, Guamita, Centro, Caño de Indio y Hospital) y un transformador de 10MVA que alimenta los circuitos de 34.5kV (Souto e Hidrocentro). En cuanto al circuito Apartaderos de 34,5kV, éste proviene de subestación Acarigua I, ubicada en el Estado Portuguesa, dicho circuito tiene llegada a la subestación Apartaderos, situada en el Distrito San Carlos.

El sistema eléctrico de Cojedes está conectado al Sistema troncal de Transmisión a través de dos (2) líneas de transmisión en 115kV, las cuales salen de la subestación la Yaguara y ésta a su vez de la subestación la Arenosa, la cual maneja los niveles de tensión en 765/400/230/115kV. También, se conecta a través de la línea de transmisión en 115kV con la subestación Yaritagua.

A nivel de distribución el Estado cuenta con ocho (8) subestaciones en 34,5 kV con 70MVA instalados, las cuales tienen su salida a cuarenta y un (41) circuitos en niveles de 13,8 kV con aproximadamente 1982,49 km de alimentador y nueve (9) circuitos en 34,5 kV con aproximadamente 804,22 km de líneas. En cuanto a cantidad de transformadores distribución posee aproximadamente 8225 que varían entre 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100 y 167 kVA. El Estado cuenta con cinco (5) oficinas comerciales: Falcón (Tinaquillo), Girardot (Baúl), Anzoátegui (Cojeditos), Tinaco (Tinaco) y Ezequiel Zamora (San Carlos).

Por último, es importante destacar que CORPOELEC – Cojedes sólo distribuye y comercializa la energía eléctrica en niveles de 34,5 kV y 13,8kV, es decir, no transmite ni genera electricidad.

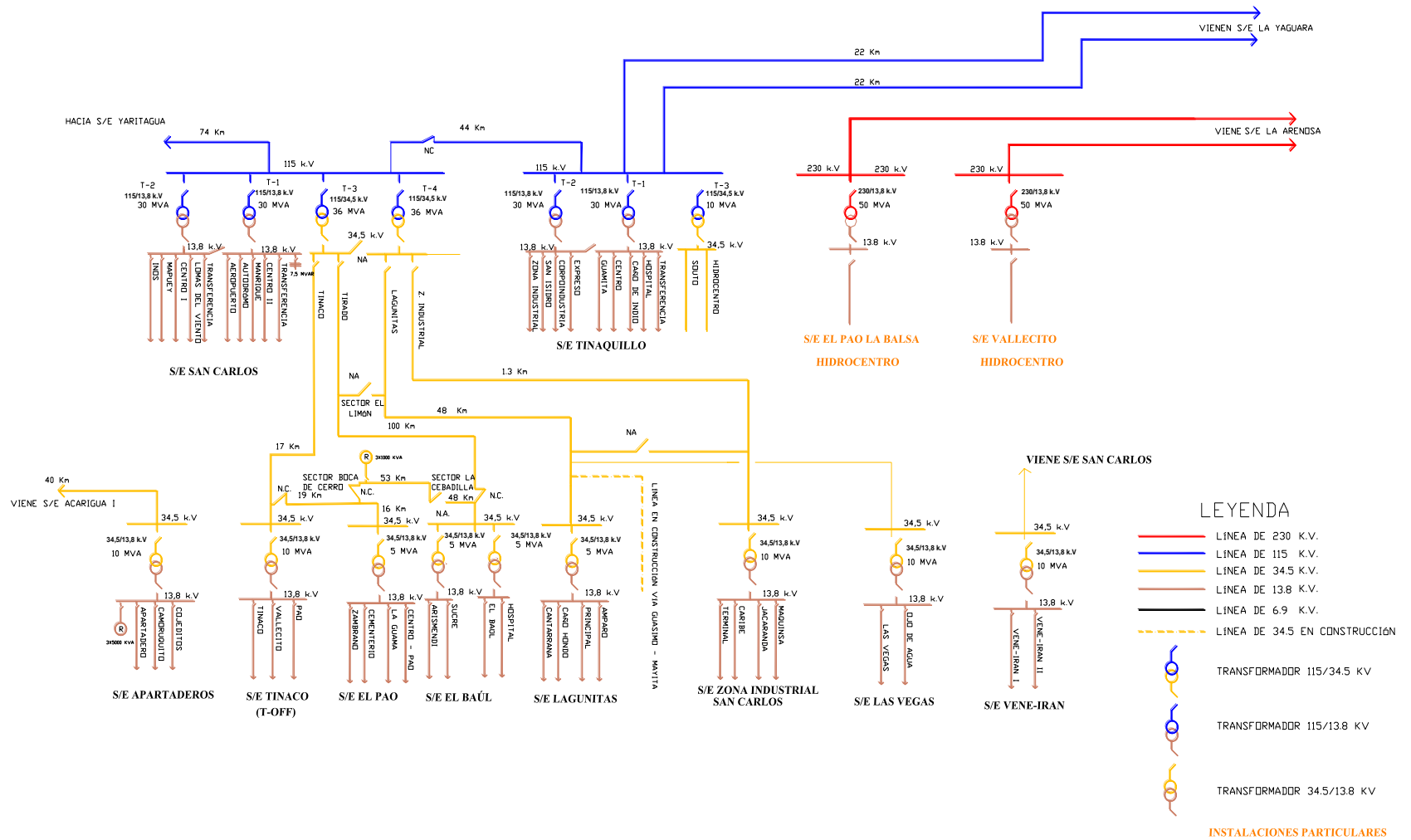


Figura 4.1: Diagrama Unifilar de la Zona Cojedes

4.2 Condiciones Actuales del Sistema de Distribución del Estado Cojedes

El trabajo de campo y la recopilación de informes técnicos [25] permitieron definir las condiciones actuales del sistema de distribución del Estado Cojedes, las cuales son recogidas en las tablas 4.1, 4.2 y 4.3, representando parámetros de condiciones de las subestaciones de transmisión y distribución, transformadores de potencia y los circuitos de distribución que conforman el sistema eléctrico del Estado.

Los resultados reflejan que las dos (2) subestaciones de transmisión están fuera de capacidad firme, además superan el 85% de cargabilidad. La subestación San Carlos tiene al 98,64% de cargabilidad en uno de sus transformadores de 36MVA, mientras que los dos transformadores de 30MVA superan el 80% de cargabilidad. Por su parte, en la subestación Tinaquillo, los dos (2) transformadores que alimentan los circuitos en 13,8kVA superan el 75% de su cargabilidad. En cuanto a las subestaciones de distribución, siete (7) de ocho (8) subestaciones están fuera de capacidad firme, además, tres (3) de las ocho (8) subestaciones de distribución superan el 95% de la cargabilidad. Respecto a los 50 circuitos que conforman el sistema eléctrico del Estado, 8% de los alimentadores exceden el 80% del factor de utilización, 12% están entre el 90% y 100% y 8% superan el 100%.

Todo lo antes expuesto refleja una necesidad de adecuar las subestaciones de transmisión y distribución así como también los alimentadores, como podría ser:

1. Instalación de una subestación de transmisión.
2. Aumento de la capacidad instalada de subestaciones de distribución.
3. Aumento del calibre de conductores.

Tabla 4.1: Subestaciones de Transmisión y Distribución del Estado Cojedes

Municipio	Nombre de la Subestación	Nivel de Tensión (kV)	Capacidad de Transformación Instalada (MVA)	Factor de Utilización de la Subestación (Cargabilidad) %	Capacidad Firme (MVA)	Cantidad de Transformadores de Potencia	Cantidad de Interruptores (Intemperie)	Vida Útil (Años)	Antigüedad (Años)	Celdas	Áreas de Patios (m ²)
Ezequiel Zamora	San Carlos	115/34,5/13,8	132	89,00	46,8 (34.5kV) 39 (13.8Kv)	4	25	35	20	0	10000
Ezequiel Zamora	Zona Ind. San Carlos	34,5/13,8	10	65,00	0	1	1	35	25	0	300
Ricaurte	Lagunitas	34,5/13,8	5	102,00	0	1	1	35	25	0	300
Anzoátegui	Apartaderos	34,5/13,8	10	98,00	0	1	1	35	24	0	300
Girardot	El Baúl	34,5/13,8	10	50,00	11,3	2	2	35	20	0	300
Falcón	Tinaquillo	115/34,5/13,8	70	88,00	0 (34.5kV) 39 (13.8Kv)	3	5	35	20	11	10000
Tinaco, Limas Blanco	Tinaco	34,5/13,8	10	130,00	0	1	1	35	20	0	600
Pao	El Pao	34,5/13,8	5	71,00	0	1	1	35	20	0	300
Ezequiel Zamora	Veneiran	34,5/13,8	10	50,00	0	1	1	35	1	0	300
Rómulo Gallegos	Las Vegas	34,5/13,8	10	71,00	0	1	1	35	1	0	600

Leyenda:	Cargabilidad
	0% a 75%
	75% a 90%
	90% a 100 ó más

Tabla 4.2: Transformadores de Potencia del Estado Cojedes

Municipio	Nombre de la Subestación	Transformadores y Equipos	Nivel de Tensión (kV)	Cantidad	Factor de Utilización del Transformador (Cargabilidad)%	Vida Útil (Años)	Antigüedad (Años)
San Carlos	San Carlos	Transformador	115/34,5	1	98,64/35.5104	35	34
San Carlos	San Carlos	Transformador	115/34,5	1	67,72/24.3792	35	30
San Carlos	San Carlos	Transformador	115/13,8	1	88,91/26.673	35	31
San Carlos	San Carlos	Transformador	115/13,8	1	84,1/25.23	35	35
San Carlos	San Carlos	Interruptor	115	7	-	20	18
San Carlos	San Carlos	Interruptor	34,5	7	-	20	18
San Carlos	San Carlos	Interruptor	13,8	13	-	20	18
San Carlos	San Carlos	Celdas	13,8	0	-	-	-
San Carlos	Zona Ind. San Carlos	Transformador	34,5/13,8	1	72	35	29
San Carlos	Zona Ind. San Carlos	Interruptor	34,5	1	-	20	20
Ricaurte	Lagunitas	Transformador	34,5/13,8	1	83	35	48
Ricaurte	Lagunitas	Interruptor	34,5	1	-	20	20
Anzoátegui	Apartaderos	Transformador	34,5/13,8	1	80	35	10
Anzoátegui	Apartaderos	Interruptor	34,5	1	-	20	20
Girardot	El Baúl	Transformador	34,5/13,8	1	44	35	23
Girardot	El Baúl	Interruptor	34,5	1	-	20	20
Falcón	Tinaquillo	Transformador	115/34,5	1	23,9	35	35
Falcón	Tinaquillo	Transformador	115/13,8	1	77,11	35	23
Falcón	Tinaquillo	Transformador	115/13,8	1	82,28	35	20
Falcón	Tinaquillo	Interruptor	115	8	-	20	18
Falcón	Tinaquillo	Interruptor	34,5	3	-	20	18
Falcón	Tinaquillo	Interruptor	13,8	12	-	20	18
Falcón	Tinaquillo	Celdas	13,8	0	-	-	-
Blanco	Tinaco	Transformador	34,5/13,8	1	95	35	29
Blanco	Tinaco	Interruptor	34,5	1	-	20	20
Pao	El Pao	Transformador	34,5/13,8	1	71	35	26
Pao	El Pao	Interruptor	13,8	1	-	20	20

Leyenda:	Cargabilidad
	0% a 75%
	75% a 90%
	90% a 100 ó más

Tabla 4. 3: Circuitos de Distribución del Estado Cojedes

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	NOMBRE DEL CIRCUITO	kVA INSTALADO	AMPERIO	DEMANDA MÁXIMA kVA (EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN)	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	LONGITUD (km) (AÉREO)	LONGITUD (km) (SUBTERRÁ-NEO)	FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL CIRCUITO (CARGABILIDAD) %	TIPO DE CIRCUITO	TIPO DE ALIMENTADOR
ACARIGUA I	34,5	APARTADEROS 34.5 KV	20.320	150		0	35.43	0	50	URBANO/ RESIDENCIAL	4/0ARV
SAN CARLOS	34,5	LAGUNITAS	13.986,00	180	10743	0	32,99	0	61	RURAL / RESIDENCIAL	4/0ARV
SAN CARLOS	34,5	TIRADO	12.975,00	80	4775	255	413,00	0	27	RURAL /RESIDENCIAL/ AGROPECUARIO	4/0ARV
SAN CARLOS	34,5	TINACO	26.149,00	260	15518	120	60	0	88	URBANO	4/0ARV
SAN CARLOS	34,5	ZONA INDUSTRIAL	22.288,00	100	5969	0	261,60	0	34	URBANO/ RESIDENCIAL /INDUSTRIAL	4/0ARV
LAGUNITAS	34,5	LAS VEGAS	10.575,00	100	2387	0	4,23	0	34	RESIDENCIAL	4/0ARV
VENE-IRAN	34,5	VENE-IRAN II	2.775,00	40	955	13	1,65	0	14	RESIDENCIAL	4/0ARV
VENE-IRAN	34,5	VENE-IRAN III	3.435,00	35	836	17	1,75	0	12	RESIDENCIAL	4/0ARV
TINAQUILLO	34,5	SOUTO	6.000,00	20	1194	0	12,00	0	7	INDUSTRIAL	4/0ARV
TINAQUILLO	34,5	HIDROCENTRO	8.280,00	25	1492	4	17,00	0	8	OFICIAL/ INDUSTRIAL	4/0ARV
SAN CARLOS	13,8	CENTRO DOS	12.915,00	285	6804	335	15,00	0	96	URBANO/ RESIDENCIAL	4/0ARV
SAN CARLOS	13,8	MANRIQUE	12.125,50	119	2841	360	131,63	0	40	URBANO/ RURAL	2/0ARV
SAN CARLOS	13,8	LOMAS DEL VIENTO	5.109,50	119	2841	167	75,23	0	40	RURAL/ RESIDENCIAL	1/0 ASCCR
SAN CARLOS	13,8	MAPUEY	13.677,00	310	7401	406	138,63	0	105	URBANO/ RESIDENCIAL	4/0ARV
SAN CARLOS	13,8	AEROPUERTO	19.522,00	392	9359	282	27,58	0	132	URBANO/ RESIDENCIAL	4/0 ARV
SAN CARLOS	13,8	CENTRO UNO	18.380,50	285	6804	239	14,30	0	96	URBANO/ RESIDENCIAL	4/0ARV
SAN CARLOS	13,8	AUTODROMO	19.720,00	210	5014	236	29,99	0	71	URBANO/ RESIDENCIAL	336MCM -4/0 ARV
SAN CARLOS	13,8	INOS	22.780,00	250	5969	240	12,20	0	84	URBANO/ OFICIAL	4/0 -1/0 ARV
TINAQUILLO	13,8	GUAMITA	15.359,90	330	7878	600	186,62	0	111	RURAL/ RESIDENCIAL	4/0 ARV
TINAQUILLO	13,8	CENTRO TQLO	13.387,00	275	6565	265	28,73	0	93	URBANO/ RESIDENCIAL/ COMERCIAL	4/0 ARV

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	NOMBRE DEL CIRCUITO	kVA INSTALADO	AMPERIO	DEMANDA MÁXIMA kVA (EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN)	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	LONGITUD (km) (AÉREO)	LONGITUD (km) (SUBTERRÁNEO)	FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL CIRCUITO (CARGABILIDAD) %	TIPO DE CIRCUITO	TIPO DE ALIMENTADOR
TINAQUILLO	13,8	ZONA INDUSTRIAL	12.340,00	240	5730	91	10,03	0	81	INDUSTRIAL	4/0 ARV
TINAQUILLO	13,8	CORPOINDUSTRIA	19.325,00	300	7162	38	8,21	0	101	INDUSTRIAL	4/0 ARV
TINAQUILLO	13,8	EXPRESO	23.102,50	270	6446	570	21,73	0	91	URBANO	4/0 ARV
TINAQUILLO	13,8	CAÑO DE INDIÓ	7.987,00	256	6112	340	40,00	0	86	RURAL	4/0 ARV
TINAQUILLO	13,8	HOSPITAL TQ LLO	7.147,50	290	6923	216	4,82	0	98	URBANO/ OFICIAL	4/0 ARV
TINAQUILLO	13,8	SAN ISIDRO	14.585,50	274	6541	375	83,96	0	93	URBANO/ RESIDENCIAL	4/0 ARV
ZONA INDUSTRIAL	13,8	TERMINAL	9.231,70	254	6064	227	87,69	0	86	RURAL/ RESIDENCIAL	4/0 - 2/0 ARV
ZONA INDUSTRIAL	13,8	CARIBE	1.400,00	59	1409	13	5,93	0	20	INDUSTRIAL	2/0 ARV
ZONA INDUSTRIAL	13,8	JACARANDA (Transferido a Caribe)	13.298,00	-	-	150	50,48	0	-	INDUSTRIAL	2/0 ARV
ZONA INDUSTRIAL	13,8	MAQUINSA (Transferido a Caribe)	700,00	-	-	-	-	-	-	-	1/0 ARV
LAS VEGAS	13,8	LAS VEGAS	6.527,50	195	4655	228	33,83	0	66	URBANO	4/0 ARV
LAS VEGAS	13,8	OJO DE AGUA	4.047,50	120	2865	139	12,05	0	41	RURAL	4/0 - 1/0 ARV
EL BAUL	13,8	EL BAÚL	1.042,00	71	1695	45	5,44	0	24	URBANO/ RESIDENCIAL	2/0 ARV
EL BAUL	13,8	SUCRE	925,00	14	334	45	15,41	0	4	RURAL	2/0 ARV
EL BAUL	13,8	HOSPITAL	1.859,50	86	2053	57	9,65	0	22	URANO/ RESIDENCIAL/ OFICIAL	4/0 ARV
EL BAUL	13,8	ARISMENDI	2.974,50	40	955	134	77,11	0,20	10	RURAL	2/0 ARV
APARTADEROS	13,8	APARTADEROS	5.745,00	86	2053	102	27,00	0	29	URBANO/ RESIDENCIAL	2/0 - 1/0 ARV
APARTADEROS	13,8	CAMORUCO	4.680,00	62	1480	193	98,17	0	16	RURAL	2/0 - 4/0 ARV
APARTADEROS	13,8	COJEDITOS	10.077,00	120	2865	234	103,20	0	41	RURAL	2/0 - 4/0 ARV
LAGUNITAS	13,8	PRINCIPAL	1.284,50	100	2387	51	14,64	0	34	RURAL/ RESIDENCIAL	2/0 ARV
LAGUNITAS	13,8	CAÑO HONDO	7.172,00	85	2029	375	196,15	0	29	URANO/ AGROPECUARIO	4/0 - 2/0 ARV
LAGUNITAS	13,8	AMPARO	1.515,00	24	573	41	27,36	0	6	RURAL/ AGROPECUARIO	1/0 ARV

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN (kV)	NOMBRE DEL CIRCUITO	kVA INSTALADO	AMPERIO	DEMANDA MÁXIMA kVA (EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN)	CANTIDAD DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	LONGITUD (km) (AÉREO)	LONGITUD (km) (SUBTERRÁNEO)	FACTOR DE UTILIZACIÓN DEL CIRCUITO (CARGABILIDAD) %	TIPO DE CIRCUITO	TIPO DE ALIMENTADOR
LAGUNITAS	13,8	CANTARRANA	475,00	-	-	18	4,83	0	-	RURAL/ RESIDENCIAL	1/0 ARV
TINACO	13,8	TINACO	9.372,50	214	5109	173	24,14	0	72	URANO/ RESIDENCIAL	4/0 ARV
TINACO	13,8	VALLECITO	5.392,00	183	4369	201	94,52	0	46	RURAL/ RESIDENCIAL	1/0 ACSCR
TINACO	13,8	PAO	3.822,00	130	3104	118	53,23	0	44	URANO/ RESIDENCIAL	4/0 – 2/0 ARV
PAO	13,8	ZAMBRANO	2.412,50	45	1074	123	112,50	0	15	RURAL/ RESIDENCIAL	4/0 ARV
PAO	13,8	GUAMA	1.922,50	45	1074	128	89,17	0	11	RURAL/ RESIDENCIAL	1/0 ARV
PAO	13,8	CENTRO PAO (Transferido a Centro)	907,50	-	-	34	4,48	0	-	URBANO/ RESIDENCIAL	1/0 ARV
PAO	13,8	CEMENTERIO	6.868,00	74	1767	25	6,85	0	25	URBANO/ RESIDENCIAL	1/0 ARV

Leyenda:	
	0% a 75%
	75% a 90%
	90% a 100 ó más

4.2.1 Interrupciones del Sistema Eléctrico del Estado

Las interrupciones sostenidas se producen por falta de generación, fallas en transmisión y distribución. La falta de generación, ya sea por un parque generador insuficiente o por la baja disponibilidad de las centrales, puede dejar sin alimentación a gran parte de la demanda. En la transmisión las interrupciones también pueden ser largas, sin embargo, las redes de transporte generalmente son redes malladas diseñadas para soportar sin inconvenientes el fallo de uno o dos elementos de la red (criterio N-1 o N-2), motivo por el cual la confiabilidad de una red de transporte es generalmente alta. En la red de distribución se genera la mayor parte de las interrupciones del suministro que afectan a los usuarios finales entre el 80% y 95% de las mismas, pudiendo llegar inclusive al 99%³, en tanto que entre el 5% y el 20% son atribuibles a la generación y la transmisión. [18]

Para el caso del Estado Cojedes se coloca en evidencia lo antes expuesto a través de las figuras 4.2 y 4.3, las cuales reflejan que las redes de distribución aportan el 55% del tiempo total de interrupción, mientras que el 23% es atribuible a transmisión y el restante, 22%, a generación. En cuanto a la frecuencia media de interrupción, el 78% son imputables a distribución, el 12% a generación y el restante 10% a transmisión. Cabe destacar que las estadísticas fueron extraídas de la base de datos del Sistema Integral para la Atención y Control de Interrupciones, durante un periodo de ocho (8) meses, específicamente del 01/01/11 al 31/08/11. [32]

³ Porcentaje presentado en un informe sobre calidad del suministro del año 1996/1997, realizado por el ente Regulador de Inglaterra y Gales llamado “Office of Electricity Regulation”

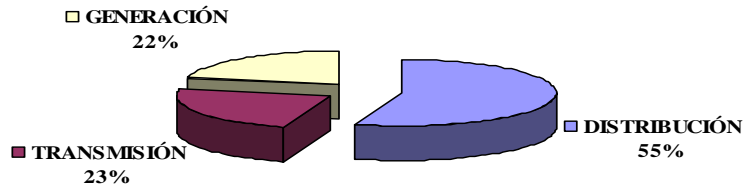
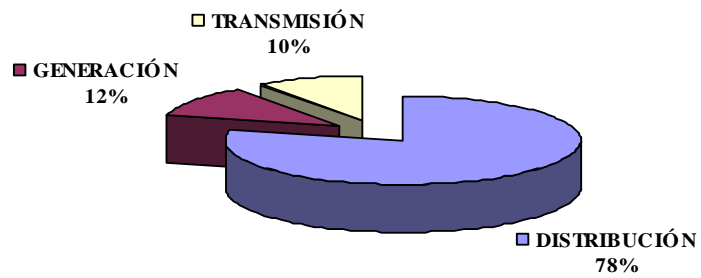


Figura 4.2: Tiempo Total de Interrupciones del Sistema Eléctrico del Estado



Fi

Figura 4.3: Frecuencia Media de Interrupciones del Sistema Eléctrico del Estado

4.3 Cálculo de los Indicadores de Calidad del Servicio Técnico

Antes de realizar el cálculo de los indicadores de calidad se definen la metodología para la selección de los circuitos a los cuales se les calculará los índices de calidad. El estudio enmarca el comportamiento de los indicadores TTIK y FMIK para las estadísticas de interrupciones durante el período Enero – Agosto de 2011. [31]

Es importante resaltar que tres (3) de los cincuenta (50) circuitos son pertenecientes a otra distribuidora, distinta a Corpoelec, por lo tanto no son considerados en el análisis de resultados.

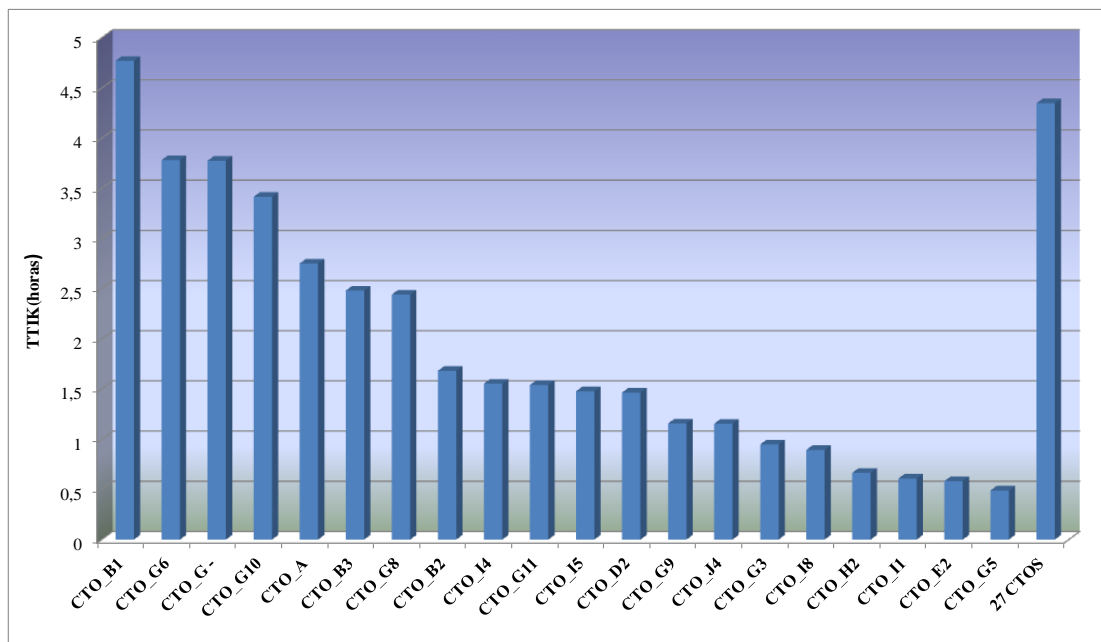


Figura 4.4: Tiempo Total de Interrupciones por Circuitos

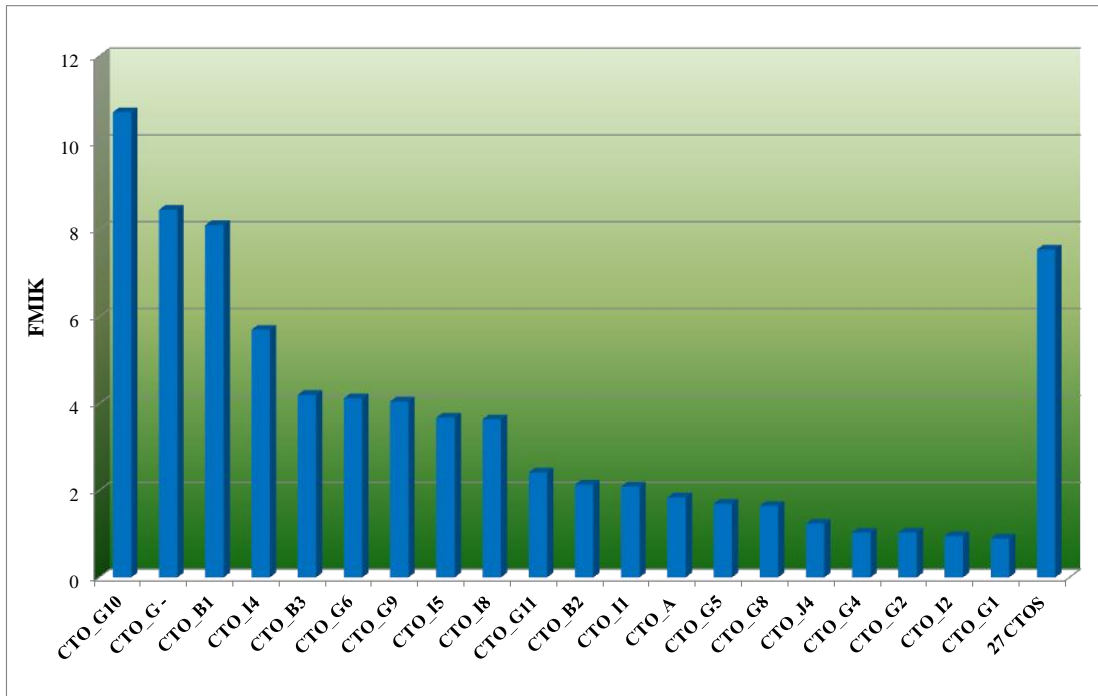


Figura 4.5: Frecuencia Media de Interrupciones por Alimentador

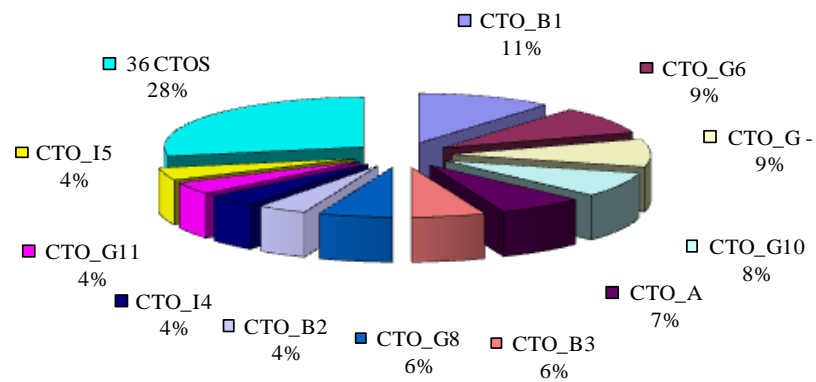


Figura 4.6: Porcentaje TTIK por Circuitos

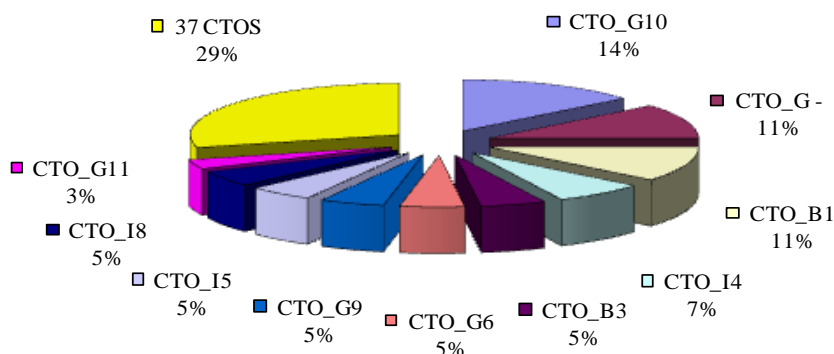


Figura 4.7: Porcentaje de FMIK por Circuito

En las gráficas 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7 se puede observar que un grupo de ocho (8) circuitos acumula el 60% del TTIK del Estado, mientras que el 40% lo aportan los restantes cuarenta (40) circuitos. En el caso de la frecuencia, ocho (8) alimentadores acumulan 64% de la FMI de la zona, mientras que el resto (40 circuitos) aportan el 56%. Por lo tanto, trabajando sobre un pequeño porcentaje de los circuitos se puede impactar significativamente sobre ambos indicadores. Una muestra de ello, es seleccionar los alimentadores CTO_B1, CTO_G6 y CTO_G10 para el seguimiento de las interrupciones sostenidas, ya que representan el 6% de los circuitos de todo el Estado y aportan aproximadamente el 30% tanto del TTIK como de la FMIK en las redes de distribución de la zona.

Es importante destacar que los circuitos G6 y B1 tienen una longitud de aproximadamente 34km, mientras que G10 tiene 413km de línea área.

Finalmente, para el cálculo de los indicadores por interrupciones de tipo monofásico o bifásico se consideran todos los kVA instalados en el centro de

TTIK: se obtiene sumando la duración de las interrupciones de un alimentador y sus ramales hasta el centro de transformación durante un período de control (un mes) expresado en horas.

FMIK: Se obtiene contabilizando la cantidad de interrupciones sostenida de un alimentador y sus ramales hasta el centro de transformación durante un período de control (un mes).

$$TTIK_J = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fs}(i)_j \times T_{fs}(i)_j}{kVA_{instj}} = \frac{3602,5kVA \times 3,183hr}{272000kVA} = 0,04216horas$$

$$FMIK_J = \frac{\sum_{i=1}^n kVA_{fs}(i)_j}{kVA_{instj}} = \frac{3602,5kVA}{272000kVA} = 0,01324$$

$$ND = \frac{kVA}{km} = \frac{12975kVA}{413km} = 31,41646kVA/km \quad ; ND: Nivel de Densidad$$

A continuación se muestran los índices de calidad por causas internas, ya que para la zona bajo estudio durante el periodo de muestreo no se registraron interrupciones del servicio eléctrico atribuible a un prestador de servicio eléctrico distinto a la Distribuidora. [3]

Tabla 4.3: TTIK y FMIK de los Circuitos B1, G6 y G10

Circuito B1		Circuito G6		Circuito G10			
Media tensión		Media tensión		Media tensión (Troncal)		Media tensión (Ramales)	
FMIK	TTIK (Horas)	FMIK	TTIK (Horas)	FMIK	TTIK (Horas)	FMIK	TTIK (Horas)
0,0642000	0,0128000	0,0436000	0,0153000	0,0404000	0,0216000	0,01324449	0,042161612
0,0642000	0,0064000	0,0436000	0,0022000	0,0404000	0,0020000	1,55E-07	3,13E-06
0,0642000	0,0556000	0,0436000	0,0036000	0,0404000	0,0034000	0,01324449	0,198832835
0,0642000	0,0043000	0,0436000	0,0051000	0,0404000	0,0020000	0,0004136	0,009935777
0,0642000	0,0032000	0,0436000	0,0378000	0,0404000	0,0195000	0,01324449	0,258256868
0,0642000	0,0086000	0,0436000	0,0029000	0,0404000	0,0034000	0,00016544	0,008180289
0,0642000	0,0663000	0,0436000	0,0022000	0,0404000	0,0034000	0,01324449	0,146793045
0,0642000	0,0043000	0,0436000	0,0022000	0,0404000	0,0027000	0,00016544	0,001188744
0,0644000	0,0375000	0,0436000	0,0022000	0,0404000	0,0458000	0,00075368	0,003888744
0,0644000	0,4065000	0,0436000	0,0029000	0,0404000	0,0027000	0,00519301	0,019560355
0,0644000	0,0118000	0,0436000	0,0007000	0,0404000	0,0027000	0,00016544	0,001662965
0,0644000	0,4902000	0,0436000	0,0036000	0,0404000	0,0013000	0,00423713	0,043757713
0,0644000	0,0032000	0,0436000	0,0036000	0,0404000	0,0135000	0,01324449	0,042161612
		0,0436000	0,0007000	0,0404000	0,0270000	1,55E-07	3,13E-06
		0,0437000	0,0036000	0,0404000	0,0020000	0,01324449	0,198832835
		0,0437000	0,0036000	0,0404000	0,0074000	0,0004136	0,009935777
		0,0437000	0,0036000	0,0404000	0,0020000	0,01324449	0,258256868
		0,0437000	0,0022000	0,0404000	0,0020000	0,00016544	0,008180289
		0,0437000	0,0022000	0,0404000	0,0027000	0,01324449	0,146793045
		0,0437000	0,0022000	0,0404000	0,0034000	0,00016544	0,001188744
		0,0437000	0,0612000	0,0404000	0,0020000	0,00075368	0,003888744
		0,0437000	0,0036000	0,0404000	0,1779000	0,00519301	0,019560355
		0,0437000	0,016000	0,0404000	0,0020000	0,00016544	0,001662965
		0,0437000	0,0626000	0,0404000	0,0020000	0,00423713	0,043757713
		0,0437000	0,0189000	0,0404000	0,0593000		
		0,0437000	0,0029000	0,0404000	0,0438000		
		0,0437000	0,0058000	0,0404000	0,0290000		
		0,0437000	0,0036000	0,0404000	0,0020000		
		0,0437000	0,0058000	0,0405000	0,0027000		
		0,0437000	0,1675000	0,0405000	0,0020000		
				0,0405000	0,0020000		
				0,0405000	0,0027000		
				0,0405000	0,0041000		
				0,0405000	0,0013000		
				0,0405000	0,0054000		
				0,0405000	0,0034000		
				0,0405000	0,0027000		
				0,0405000	0,0068000		
				0,0405000	0,0020000		

0,0405000	0,0507000
Circuito G10	
Media tensión (Troncal)	
FMIK	TTIK (Horas)
0,0405000	0,0013000
0,0405000	0,0013000
0,0405000	0,0034000
0,0405000	0,0176000
0,0405000	0,0020000
0,0405000	0,0013000
0,0405000	0,0013000
0,0405000	0,0020000
0,0405000	0,0020000
0,0405000	0,0020000
0,0405000	0,0817000
0,0405000	0,0027000
0,0405000	0,0020000
0,0405000	0,0189000
0,0405000	0,002000
0,0405000	0,0013000

Tabla 4.4: TTIK y FMIK de los Circuitos B1, G6 y G10 por hora

HORA	Circuito B1		Circuito G6		Circuito G10	
	Número de Interrupciones	TTIK Acumulado (Horas)	Número de Interrupciones	TTIK Acumulado (Horas)	Número de Interrupciones	TTIK Acumulado (Horas)
1	1	0,01284	0	0	2	0,02292
2	0	0	2	0,01889	0	0
3	0	0	1	0,00218	5	0,08559
4	0	0	0	0	0	0
5	1	0,49018	2	0,00582	1	0,00270
6	0	0	4	0,04651	1	0,00203
7	0	0	2	0,00946	0	0
8	0	0	1	0,00364	3	0,00743
9	2	0,01177	0	0	3	0,03235
10	1	0,06634	0	0	0	0
11	0	0	2	0,07719	1	0,00135
12	0	0	0	0	3	0,03441
13	1	0,00642	1	Sd 0,00364	3	0,00540
14	3	0,47396	0	0	2	0,00944
15	0	0	6	0,03420	5	0,07887
16	1	0,00428	2	0,00582	5	0,09186
17	2	0,04182	0	0	1	0,01892
18	0	0	1	0,00290	1	0,00270
19	0	0	0	0	3	0,00946
20	0	0	1	0,00583	4	0,22917
21	0	0	0	0	5	0,01552
22	0	0	1	0,00290	3	0,05608
23	1	0,00322	1	0,16749	2	0,00337
24	0	0	3	0,06409	3	0,00810

4.4 Análisis de Resultados

Los índices de calidad han sido obtenidos considerando por un lado al conjunto de interrupciones sostenidas medidas en campo como una muestra estadística del universo, y por otro, considerando la totalidad de interrupciones extraídas del Sistema Integral para la Atención de Reclamados y Control de Interrupciones. Para los circuitos en estudio se generaron 111 interrupciones en el periodo de cuatro (4) semanas del mes de Agosto 2011.

A partir del cálculo de los indicadores, se grafica el número y tiempo total de interrupciones acumulado por hora durante el mes de estudio para los alimentadores B1, G6 y G10.

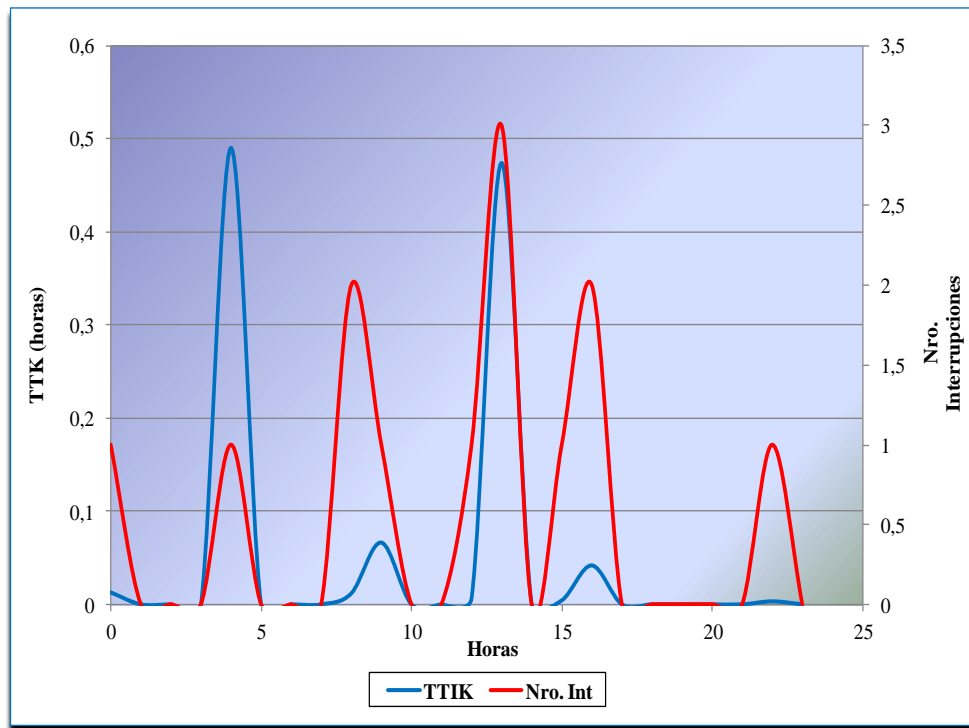


Figura 4.9: TTIK y Número de Interrupciones del Alimentador B1

En la Figura 4.9 se puede apreciar que el pico máximo de TTIK acumulado que afectó al Estado por la salida de servicio del alimentador B1 se generó a las 4 horas con una duración de 0,49018 horas. Mientras que el valor máximo del número de interrupciones se produjo a las 13 horas, siendo éste valor igual a 3, lo que significa que se dejó sin servicio eléctrico a todo el Estado Cojedes en 3 ocasiones.

Para el caso del alimentador G6, como muestra la Figura 4.10, el TTIK máximo acumulado afectó al Estado a las 22 horas con un tiempo en horas igual a 0,16749, mientras que a las 14 horas se generó la interrupción del servicio de la zona Cojedes con una ocurrencia igual a 6.

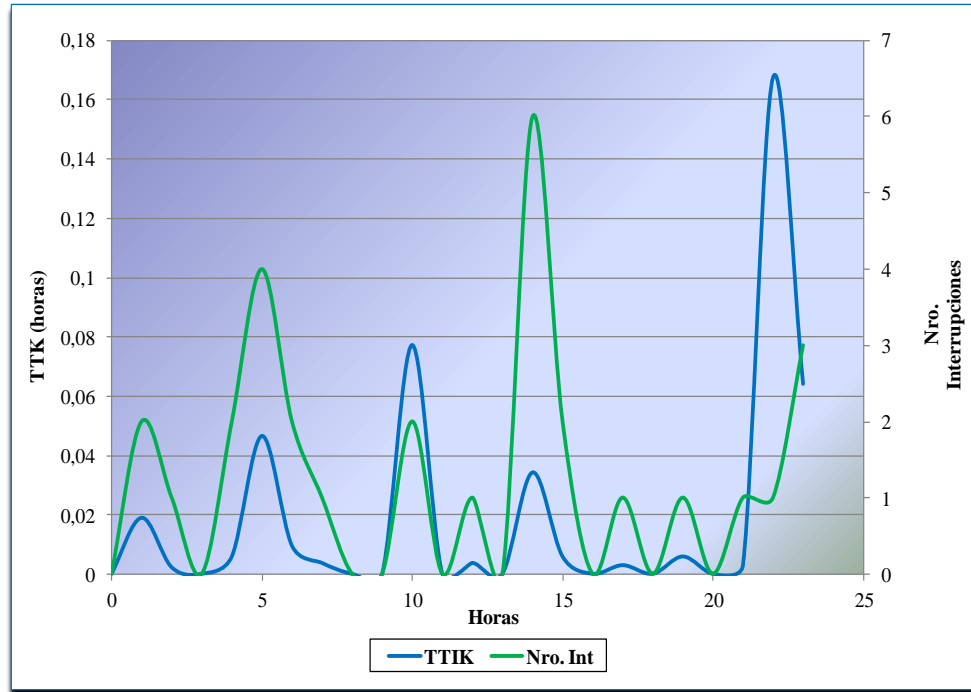


Figura 4.10: TTIK y Número de Interrupciones del Alimentador G6

En la Figura 4.11, mostrada a continuación, se observa que el circuito G10 incidió negativamente sobre la calidad del servicio técnico del Estado con un número de interrupciones igual a 5, las cuales fueron registradas a las 2, 14, 15 y 20 horas, mientras que el TTIK máximo acumulado se generó a las 19 horas con una duración de 0,22917 horas.

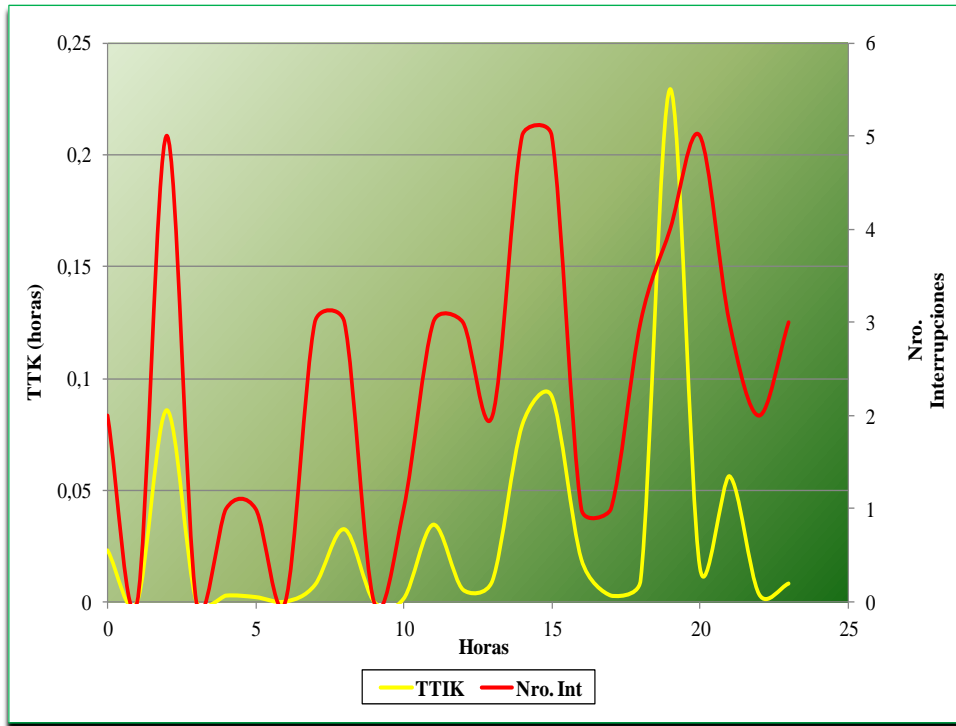


Figura 4.11: TTIK y Número de Interrupciones del Alimentador G10

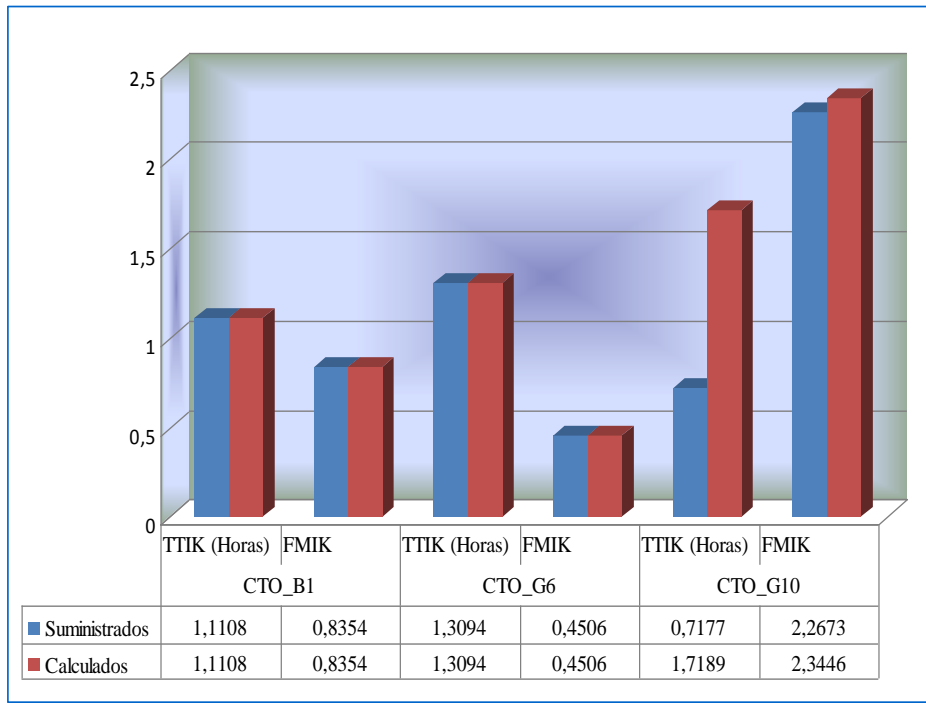


Figura 4.12: Índices de Calidad del Servio Técnico

En la gráfica antes expuesta se aprecian los indicadores de calidad del servicio técnico suministrados por la Empresa y los calculados en los circuitos bajo estudio. Los índices suministrados y los calculados para los circuitos G6 y B1 no presentan desviación, es decir, sus valores de TTIK y FMIK coinciden. Esto se debe a que estos circuitos son alimentadores de sub-transmisión en 34,5kV, por lo tanto, no tienen distribución a lo largo de su recorrido. En este particular, la Norma de Parámetros y Criterios para Estudios y Diseño de las Redes de Media Tensión de CORPOELEC establece que “para alimentadores en 34,5kV no se debe instalar centro de transformación 34,5kV/BT”, exceptuando casos especiales [24]. Dicha normativa no se cumple en el alimentador G10, ya que a pesar de ser un circuito de sub-transmisión en 34,5kV, tiene usuarios de tipo agropecuario, industrial y urbano, conectados en su troncal, lo cual lo convierte en un circuito de distribución.

Por lo antes expuesto, y en vista, que la NCSDE no establece valores límites para los índices de calidad de servicio técnico por alimentador en mediana tensión para determinar cuán desviados están los indicadores TTIK y FMIK de dichos valores; se estableció centrar el análisis sobre el circuito G10 para identificar los factores involucrados en las desviaciones de los indicadores de calidad. Sin embargo, es importante destacar que en los alimentadores G6 y B1 tienen como carga servida, subestaciones de distribución, por lo tanto la recuperación del troncal recupera generalmente hasta el último Usuario afectado, como está previsto en el artículo 22 de la NCSDE [3], no obstante, el procedimiento de cálculo de los indicadores de calidad, para la fecha, deberían ser determinados por Usuario como lo establece el artículo 24 de dicha resolución, es decir, TTIU y FIU.

Tabla 4.5: Desviación de Indicadores TTIK y FMIK del circuito G10

Circuito G10	Suministrados por la Empresa	Calculados	% Desviación
TTIK	0,7177 horas	1,7189 horas	58 %
FMIK	2,2673	2,3446	3 %

Para finalizar, es importante resaltar que de acuerdo a los cálculos realizados la Empresa deja de cuantificar un porcentaje significativo del Tiempo Total de Interrupciones y de la Frecuencia Media de Interrupción para el circuito con base a los kVA instalados en el Estado durante el periodo de muestreo. Si se toma en cuenta que esta forma de cálculo de los indicadores de calidad es aplicada no sólo para los restantes circuitos de la entidad federal, se puede esperar que los resultados de la medición la calidad del servicio técnico pueda estar significativamente alejada de los valores reales, impactando de manera negativa en la planificación de las inversiones y mantenimientos de las redes de distribución.

4.4.1 Elementos de Desviación de los Indicadores de CST

Los resultados mostrados en la presente investigación y con la utilización de un instrumento de captura relacionado con la calidad del servicio técnico del Estado expuesta en el Anexo 1, permitieron disponer de información base para la determinación del estado de cumplimiento por parte de la Distribuidora para la zona Cojedes, respecto a las disposiciones de la normativa en análisis, así como de la calidad del servicio que está siendo entregada a los Usuarios.

- La Distribuidora no realiza el cálculo de los indicadores de Calidad del Servicio Técnico por Usuarios (TTIU y FIU).
- La Base de Datos del Sistema de Distribución (BDS), no cumple con los requerimientos establecidos en el artículo 22 de las NCSDE (2003), el cual estipula la información mínima que debe contener la BDS, es decir, la topología de la red no está actualizada, no suministra información en cuanto a los centros de transformación instalados por alimentador, por tramo o por Municipio, no tiene asociado a los Usuarios a cada centro de transformación.
- Falta de un levantamiento actualizado de los distintos componentes de las redes de distribución que permita identificar la asociación existente entre

ellos, a efectos de determinar los kVA que salen fuera de servicio en las diversas interrupciones.

- Para la evaluación de los indicadores de calidad por kVA instalados en el alimentador, TTIK y FMIK, no se contabilizan las interrupciones originarias en los ramales o secciones del alimentador que produzcan la salida de servicio del centro de transformación asociado al circuito.
- Los indicadores de calidad se calculan en función de los kVA instalados en el Estado y no por circuito, esto aplica para identificar qué alimentadores del Estado tienen problemas de interrupciones, pero a nivel de fiscalización por parte del Ente Regulador deben ser los kVA instalados en el circuito.
- La forma de cálculo de los indicadores de calidad no se ajusta a las NCSDE, ya que en su artículo 21 se establece que "...El cálculo de los indicadores deberá considerar los tiempos hasta la reposición del servicio al último Usuario afectado..." (pág. 17), sin embargo, cuando se realiza la recuperación de la carga interrumpida se deja de cuantificar el tiempo de interrupción una vez recuperado el 50% de la carga.

Los elementos antes expuestos muestran que en el Estado Cojedes no se ha llevado a cabo la adecuación de los procesos para cumplir con lo establecido en las NCSDE y en las Normas de Fiscalización del Servicio, es decir, CORPOELEC para la zona de estudio aun se encuentra en la etapa de transición 1 de la NCSDE, la cual finalizó el 30 de junio de 2005.

4.4.2 Factores que afectan la Calidad del Servicio Técnico

El trabajo de investigación permitió identificar que no sólo la forma de registro y de los indicadores es el único factor que afecta la calidad del servicio prestado por parte de la CORPOELEC sino también una serie de factores en expuestos a continuación.

4.4.2.1 Factores Técnicos

- Las 2 subestaciones de transmisión están fuera de capacidad firme. Además, superan el 85% de cargabilidad.
- 7 de las 8 subestaciones de distribución no tienen capacidad firme. En cuanto a la cargabilidad, el 37,5% de las subestaciones están al 95 %.
- 8% de los alimentadores exceden el 80% del factor de utilización, 12% están entre el 90% y 100% y 8% superan el 100%.
- Redes eléctricas en mediana tensión en periodo de adecuación, así como también los equipos en las subestaciones (celdas con disyuntor de pequeño volumen de aceite, etc.).
- Equipos y elementos del sistema inadecuados o ineficientes.

4.4.2.2 Factores Logísticos y RRHH

- Falta de vehículos operativos (tipo cesta, rústico) para cuadrillas de interrupciones, mantenimientos, alumbrado público y vehículos de apoyo para el personal técnico e ingeniero.
- No existe un entrenamiento y capacitación continúa sobre equipos o elementos de la red.
- Falta de personal liniero, técnico e ingeniero para el área Distribución.
- Falta de material e insumo de alta rotación, así como de equipos y herramientas (fusibles, cortacorrientes, conductores, conectores, rompe cargas, etc.).

4.4.2.3 Factores Económicos

- Recorte presupuestario afecta la operatividad del sistema. El presupuesto es aprobado en el segundo trimestre del año, por lo tanto en los primeros 3 meses no se pueden efectuar contrataciones para realizar trabajos de mantenimiento, ni compra de equipos y materiales.

- Escasa disponibilidad del flujo de caja, trayendo como consecuencia impactos negativos en las relaciones con los proveedores para el suministro de insumos y materiales, así como también la reparación de equipos y vehículos.

4.4.2.4 Factores Tecnológicos

- Falta herramientas informáticas para la obtención automatizada de los indicadores por kVA instalados y por Usuario.
- Falta de un sistema de información geográfica.
- Falta automatizar las redes de distribución implementado los sistemas de control de adquisición de datos (SCADA).
- Falta implementación de equipos automatizados (relés, interruptores, indicadores de fallas, entre otros.)

4.4.2.5 Factores Metodológicos

- Falta de una metodología para orientar los planes de inversión y mantenimiento a partir del análisis estadístico de los indicadores de calidad de servicio técnico.
- La estructura de mantenimiento con la que se cuenta es infuncional.
- No se tiene una evaluación de la gestión integral de forma mensual o trimestral.

Este último factor evidencia que la Distribuidora no realiza diagnósticos de la situación en la que se encuentran operando actualmente las redes de distribución de energía eléctrica en el Estado Cojedes, lo cual trae como consecuencia que únicamente se estén llevando a cabo mantenimientos por avería o reparación, sin determinar las causas que generaron el problema de interrupción del servicio.

Aunado a ello, no existe un control del mantenimiento que se realiza, de tal forma que permita conocer no sólo el daño que se reparó, sino las causas que lo

provocaron y la frecuencia con la que se presenta el problema. Por tales motivos, esta investigación es de importancia por cuanto la propuesta que se presentará en el siguiente capítulo va a permitir tomar decisiones encaminadas a mejorar la distribución de energía eléctrica, beneficiando, en primer lugar a los Usuarios por cuanto van a recibir un mejor servicio, como también se beneficiarán los trabajadores de la Empresa, porque van a disponer de la información necesaria que les permitirá trabajar eficientemente, y por último, la Empresa ya que es conocido por todos que es más eficaz y económico realizar mantenimientos preventivos que esperar a que se presenten los problemas de interrupciones del servicio.

Por último, es importante destacar la clasificación de cada uno de los factores que afectan la calidad del servicio técnico es producto del trabajo de investigación.

CAPÍTULO V

PROPUESTA PARA MEJORAR LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO DE DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

5.1 Introducción

Una vez que en los capítulos precedentes de este proyecto de grado se ha efectuado: (a) la revisión de los aspectos teóricos y regulatorios de la calidad del servicio; (b) evaluación práctica de la aplicación de las Normas de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad en lo referente a calidad del servicio técnico y (c) el análisis de los factores que impactan sobre la calidad del servicio técnico de distribución de electricidad, se tienen los suficientes elementos para desarrollar, en el presente capítulo, la propuesta de una metodología de mantenimiento de las redes de distribución con base en análisis del TTI, para lo cual se plantea la estructuración de un instrumento de recolección de datos que permita identificar los kVA afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico, la información mínima que debe contener la herramienta utilizada para el registro y control de los indicadores de calidad de servicio técnico por kVA instalados, y la propuesta de implementación de la aplicación para el análisis gráfico del TTI (AGraTTI) como herramienta de análisis estadístico, seguimiento y control de interrupciones.

5.2 Metodología de Mantenimiento de las Redes de Distribución

Como es sabido existen dos (2) indicadores de calidad del servicio técnico, TTI y FMI, para los fines de esta investigación se ha seleccionado el TTI para el diseño de la metodología de mantenimiento de las redes de distribución, ya que el mismo agrupa tanto la variable tiempo de interrupción como el indicador FMI, por lo

que se podría ubicar en un índice de calidad de primer nivel, mientras que el FMI estaría en un segundo plano. La idea básicamente es establecer como procura atacar los circuitos con mayor TTI, pero sin descuidar aquellos con gran número de interrupciones.

Por otra parte, los datos estadísticos del tiempo total de interrupción por kVA instalados que serán analizados para desarrollar la metodología de mantenimiento son los reportados por el Sistema Integral para la Atención de Reclamos y Control de Interrupciones. Es importante destacar que la utilización de dichos datos se justifica, por una parte, en el hecho que son los que se registran en el Centro de Operaciones de Distribución de la zona bajo estudio y, por la otra, a que pesar que es una información parcial del cálculo del TTIK, debido a que no se cuantifican las interrupciones producidas en ramales o secciones de los alimentadores, representan la totalidad de la carga instalada del circuito.

Por último, se utilizará la aplicación de análisis gráfico del TTI (AGraTTI) como herramienta de análisis estadístico, seguimiento y control de interrupciones, con el objeto de reducir la necesidad de destrezas informáticas, ya que el reporte extraído del SIAR se puede adecuar al formato AGraTTI. Además, esta aplicación permite tener múltiples enfoques del análisis, facilita la presentación de resultados, sirve como herramienta de seguimiento de resultados y facilita la elaboración de informes técnicos.

Es importante destacar que la metodología de mantenimiento está fundamentada en la norma COVENIN 3049 (1993).

A continuación se describen cada uno de los procesos que conforman la metodología de mantenimiento para las redes de distribución.

5.2.1 Proceso 1: Análisis Estadístico y Selección

Este proceso consiste en la selección de los circuitos, tramos o centros de transformación con mayores índices de Tiempo Total de Interrupción por kVA instalados (TTIK) imputables a mantenimiento. El proceso de análisis estadístico y selección se divide en los siguientes subprocesos:

5.2.1.1 Subproceso 1: Datos Estadísticos

Esta fase consiste en cargar los datos de las interrupciones registradas en el Sistema Integral para la Atención y Control de Interrupciones (SIAR) al sistema AGraTTI, con el objeto de realizar el análisis estadístico, seguimiento y control del Tiempo Total de Interrupciones por kVA instalados.

La idea de utilizar AGraTTI es tener múltiples enfoques de análisis, ya que la aplicación permite filtrar del archivo reporte de interrupciones, seis (6) variables, como son: Sistema (Generación, Transmisión y Distribución), Distrito (Zona o Circunscripción Responsable), Subestación (Transmisión o Distribución), Circuito, Causas (Agrupación de sub-causas o causas primarias de las interrupciones del sistema) y Sub-Causas de interrupciones (Desagregación de las causa de las interrupciones) en función de los indicadores TTI y FMI, y las variables Número de Interrupciones y Duración de las Interrupciones.

A continuación se enumeran los pasos que comprenden el subproceso de datos estadísticos:

1. Extracción en formato Excel el reporte de interrupciones del SIAR.
2. Adecuar el reporte de interrupciones emitido por el SIAR para poder ser cargado al AGraTTI.

3. Cargar el reporte de interrupciones al AGraTTI.
4. Una vez cargado el registro de interrupciones, AGraTTI está listo para iniciar el análisis e interpretación de los datos estadístico.

Los pasos antes descritos se ilustran en la siguiente figura.

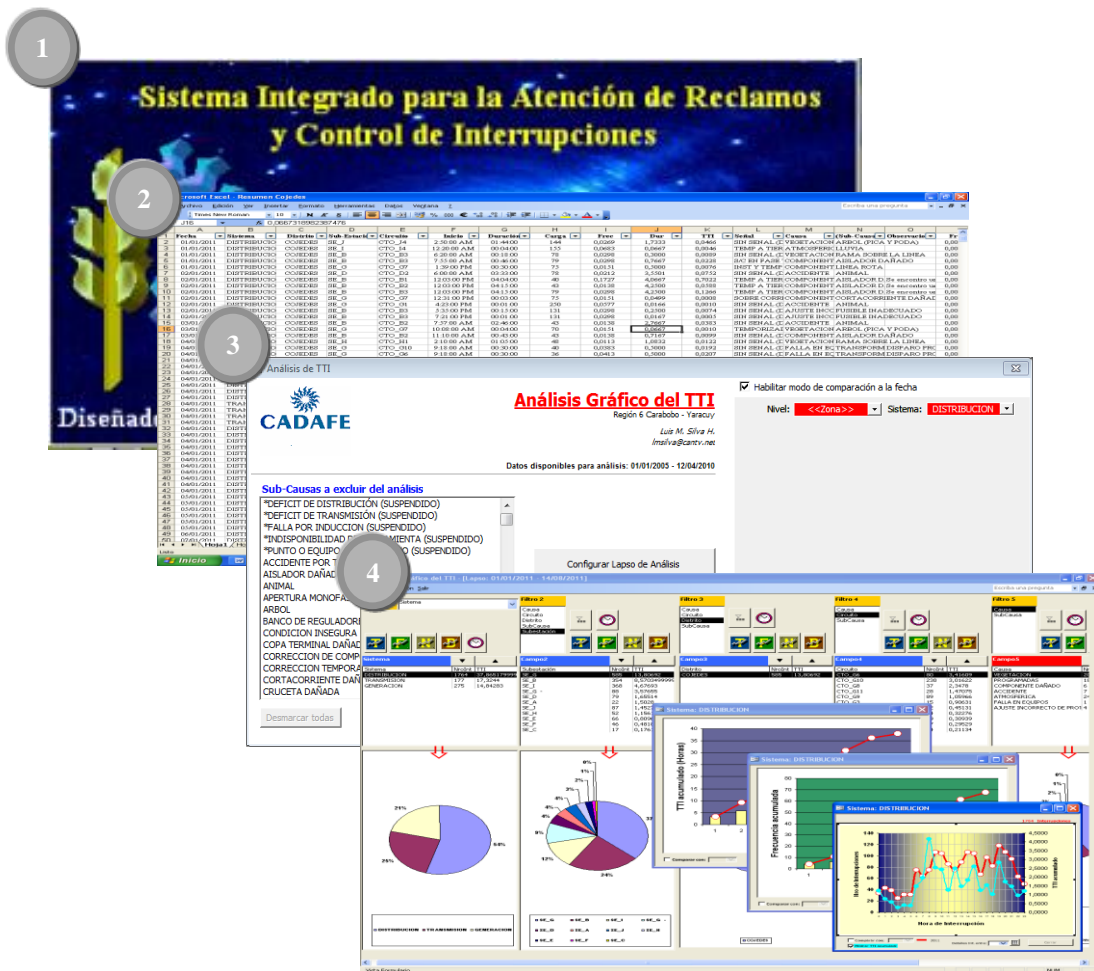


Figura 5.1: Análisis Estadístico y Gráfico de Indicadores

5.2.1.2 Subproceso 2: Pre-Selección de Circuitos

Una vez que los datos han sido cargados al AGraTTI se inicia la fase de pre-selección de circuitos, la cual consiste, primero, en filtrar en el AGraTTI la variable Sistema en función del TTIK, con el objeto de elegir el área de Distribución como el campo de análisis y, segundo, en el sucesivo filtro, seleccionar el TTIK por Circuitos a fin de identificar qué alimentadores del Estado tienen mayor impacto sobre el indicador.

El criterio de selección es identificar, a través de un análisis de Pareto [22], qué alimentadores aportan el 60% del TTIK acumulado en el Estado para un periodo de estudio, a fin de dirigir los planes de mantenimiento a dichos circuitos, de tal manera, de optimizar el uso de los recursos y lograr el mayor impacto posible sobre la mejora del servicio prestado a los usuarios y usuarias de la zona.

5.2.1.3 Subproceso 3: Pre-Selección de Circuito Procura

En este subproceso, una vez seleccionado los circuitos con mayores índices de TTIK, se procede a identificar qué alimentador requiere una gestión inmediata de mantenimiento.

5.2.1.4 Subproceso 4: Pre-Selección de Tramos y/o Centros de Transformación

Esta fase comprende la pre-selección de tramos y/o centros de transformación del circuito con procura. Dicha fase se efectúa con el mismo criterio de análisis de Pareto establecido para el subproceso 2, con el objeto de aislar dónde específicamente se tienen mayor índice de TTIK, ya que realizar trabajos de mantenimiento sobre todos los kilómetros de la línea no sería viable ni eficiente. Para el caso de estudio los alimentadores varían desde 1,65 hasta 413 kilómetros de línea aérea.

Este subproceso, actualmente, no se puede llevar a cabo, ya que la CORPOELEC-Cojedes no tiene la base de datos ni el sistema de registro y control de indicadores, adecuados para seleccionar los tramos y centros de transformación del circuito, como se evidenció en el Capítulo IV, por lo cual se propone que:

1. Se cree un instrumento de recolección de datos que asocie todos los elementos del sistema eléctrico, desde la subestación de transmisión hasta los centros de transformación con el objeto de identificar los kVA instalados que salen de servicio cuando ocurre una interrupción sostenida. El instrumento debe tener relacionado todas las partes del sistema eléctrico afectado por cada interrupción del servicio, es decir, para la zona de estudio:

Tabla 5.1: Asociación de los Elementos del Sistema

Partes del Sistema Eléctrico	Fuente de Alimentación
Circuito 34,5kV	Subestación de Transmisión
Subestación de Distribución	Circuito 34,5kV
Circuitos de 13,8kV	Subestación de Distribución
Tramos del Alimentador	Circuitos de 13,8kV/ Circuito 34,5kV
Centros de Transformación	Tramos del Alimentador

Es importante destacar se ha definido como tramos del alimentador como aquella parte del circuito que está entre un punto de seccionamiento y otro, sea en el troncal o ramal del circuito.

2. Se diseñe de una herramienta sencilla de registro y control de los indicadores por kVA instalados, a los efectos de medir los índices con un menor margen de error. La herramienta de indicadores deberá como mínimo almacenar la siguiente información:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Tipo de sistema.

- Estado o zona.
 - Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas.
 - Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: subestaciones de transmisión, circuitos de mediana tensión, subestaciones de distribución, tramos del circuito y centros de transformación.
 - Equipos afectados y equipos operados a consecuencia de la interrupción a fin de reponer el suministro (identificación de las modificaciones transitorias al esquema operativo de la red).
 - Fecha y hora de finalización de cada interrupción.
 - Cálculo TTIK y FMIK.
 - Identificación de las causas primarias de cada interrupción.
 - Observaciones.
3. Por último, para realiza el análisis de este subproceso con la Aplicación de Análisis Gráfico del TTI se propone: (a) adicionar dos variables: Tramos y Centros de Transformación o (b) cambiar las variables Distrito y Causas por Tramos y Centros de Transformación, ya que la variable Distrito no genera información adicional, es decir, la información que se carga al AGraTTI es la del Estado. En cuanto a la variable Causas, éstas son muy generales y por ende no reflejan las causas primarias de las interrupciones. La segunda opción es una manera rápida de realizar el análisis de los indicadores, ya que no generaría un cambio en el código de la aplicación.

Todo lo antes expuesto se justifica en el hecho de que una adecuada y correcta evaluación de la calidad del servicio técnico sólo será posible si existe un levantamiento integral de información de los distintos componentes que conforman el sistema de distribución, de tal forma que se pueda registrar con certeza los kVA instalados que salen fuera de servicio con cada una de las interrupciones. Además,

permite a la Empresa entrar en un proceso de adecuación al marco regulatorio y mejoramiento continuo del servicio.

5.2.1.5 Subproceso 5: Análisis de Causas: ¿Causa del TTIK es Imputable a Mantenimiento?

Esta fase consiste en un estudio estadístico de las causas de interrupción del servicio eléctrico en función del TTIK del circuito procura y sus respectivos tramos y/o centros de transformación con mayor impacto sobre la calidad del servicio técnico. El criterio establecido es identificar las causas que aportan aproximadamente el 60% del TTIK, a través de un análisis de Pareto, de manera de atacar las pocas vitales y descartar las muchas triviales.

En este subproceso de análisis de causas se identifican si las mismas son imputables a mantenimiento, de lo contrario se descarta el circuito y se inicia la selección de otro, regresando de esta manera al subproceso 3.

5.2.1.6 Subproceso 6: Selección Definitiva

Finalmente, una vez realizados los subprocesos precedentes se realiza una selección definitiva del circuito y sus respectivos tramos y/o centros de transformación para llevar a cabo acciones de mantenimiento.

Es importante destacar que la selección definitiva pasa por un proceso de depuración, el cual consiste en verificar si la causa de la interrupción del servicio fue reparada, de tal manera de no considerar este ítem dentro de la planificación del mantenimiento.

5.2.2 Proceso 2: Diagnóstico de Campo

Una vez identificado el circuito procura y sus respectivos tramos y/o centros de transformación para realizar acciones de mantenimiento, se procede, previo a un

cronograma establecido, a realizar el diagnóstico de campo, el cual permite identificar las irregularidades y anomalías existentes en el alimentador, que de no ser corregidas a tiempo resultarán en defectos e interrupciones en el abastecimiento de energía eléctrica.

El objeto de la inspección de campo, por una parte, es validar las causas de interrupciones analizadas y, por la otra, realizar un levantamiento y actualización de datos del alimentador, a través de una observación directa de cada uno de sus componentes, para lo cual se utiliza un formato tipo de recolección de información, como se muestra en el anexo 2, específicamente A.2.1.

A continuación se describen los subprocesos que comprenden el diagnóstico de la línea:

5.2.2.1 Subproceso 1: Verificación visual

Esta etapa consiste en un recorrido visual (poste a poste) sobre el circuito, con la utilización del plano donde se contemple diagrama unifilar del circuito, con el objeto de realizar una inspección de postes, crucetas, aisladores, conductores, tensores, herrajes, centros de transformación, conexiones, acometidas, cables de puestas a tierra, pararrayos, capacitores, aparatos de maniobra, entre otros elementos de la red. Indicando en el plano las observaciones encontradas en cada uno de ellos. Además, en esta etapa se realiza una revisión de distancias en cruzamientos, paralelismos y vegetación cercana a la línea, como también se identifican la existencia de objetos extraños a la red.

5.2.2.2 Subproceso 2: Verificación termográfica

La verificación termográfica o termovisión, es una inspección del circuito que permite a distancia y sin ningún contacto, medir y visualizar temperaturas de superficie con precisión, con la utilización de cámaras termográficas, como se

muestra en la figura 5.2, a fin de localizar la existencia de puntos calientes, en los elementos siguientes:

- Conductores y puentes flojos.
- Piezas de conexión (terminales o piezas de derivación).
- Empalmes.
- Aisladores.
- Elementos de maniobra (fusibles, seccionadores, interruptores).



Figura 5.2: Imagen termográfica con punto caliente[28]

Al realizar el análisis del sistema de distribución, el proceso de diagnóstico de campo facilita la ubicación de cada ítem a mantener y permite establecer prioridades para la ejecución del mantenimiento, por tal razón la inspección constituye una etapa importantísima dentro del proceso de mantenimiento.

5.2.3 Proceso 3: Planificación y Organización

La planificación y organización del mantenimiento es un proceso vital dentro de la metodología propuesta, ya que se establecen las acciones, el momento y los recursos para cumplir los objetivos que se deben alcanzar en un periodo determinado. Este proceso permite definir prioridades y tomar decisiones: Ayuda a centrar aquellos

recursos más limitados en las acciones que beneficiarán el trabajo de la mejor manera, proporciona una herramienta de ayuda para comunicar las intenciones con el personal, proporciona una guía coherente para la aplicación de un mantenimiento efectivo y eficiente, disminuye los riesgos de daño y permite tener un mejor control de los repuestos, elementos y equipos requeridos para el mantenimiento.

Por otra parte, en este subproceso se evalúa si el mantenimiento requiere de la apertura del interruptor principal o podrá llevarse a cabo seccionando el alimentador con equipos de rompe carga, de tal manera de afectar en menor grado a los Usuarios de la zona por la interrupción del servicio. Si el mantenimiento requiere un corte programado, se realiza la solicitud a través de una planilla, como se puede observar en el anexo A.2.3.

En la planificación del mantenimiento, atendiendo a lo identificado en el proceso de diagnóstico y el personal disponible, se enmarca en horas hombres los objetos de trabajo, de forma tal, de lograr una alta productividad.

Finalmente, en este proceso se realiza una evaluación de costos, de manera de garantizar la rentabilidad del mantenimiento, y una programación de la periodicidad en la realización del mismo, ya que la ejecución excesiva es un gasto innecesario y puede involucrar más tiempo muerto de servicio que una parada por emergencia.

A continuación se describen los subprocesos que conforman la planificación y organización del mantenimiento:

5.2.3.1 Subproceso 1: Procesamiento de Información de Campo

Consiste en realizar un análisis crítico de la información resultante del diagnóstico de campo, permitiendo de esta manera identificar los ítems que requieren acciones prioritarias de mantenimiento.

5.2.3.2 Subproceso 2: Plan de Ejecución

Siempre el mantenimiento debe ser planeado, para poder determinar la inversión de repuestos, accesorios y componentes nuevos necesarios, así como la disponibilidad de mano de obra entrenada y/o especializada para de esta manera presupuestar los gastos que incurren estas acciones ya que es conveniente porque esto produce disminución de gastos y ahorros. En otras palabras, el Plan de Ejecución se lleva a cabo en función de recursos humanos, materiales, información técnica y costos.

Como insumos para este subproceso se cuentan con lineamientos estratégicos, objetivos y metas corporativas y particulares de la gestión, los procesos precedentes (Análisis Estadístico y Selección, y Diagnóstico de Campo), recursos humanos y materiales, lineamientos y restricciones técnicas y operativas. La Figura 5.2.1 resume el esquema de proceso para el cumplimiento de esta función.

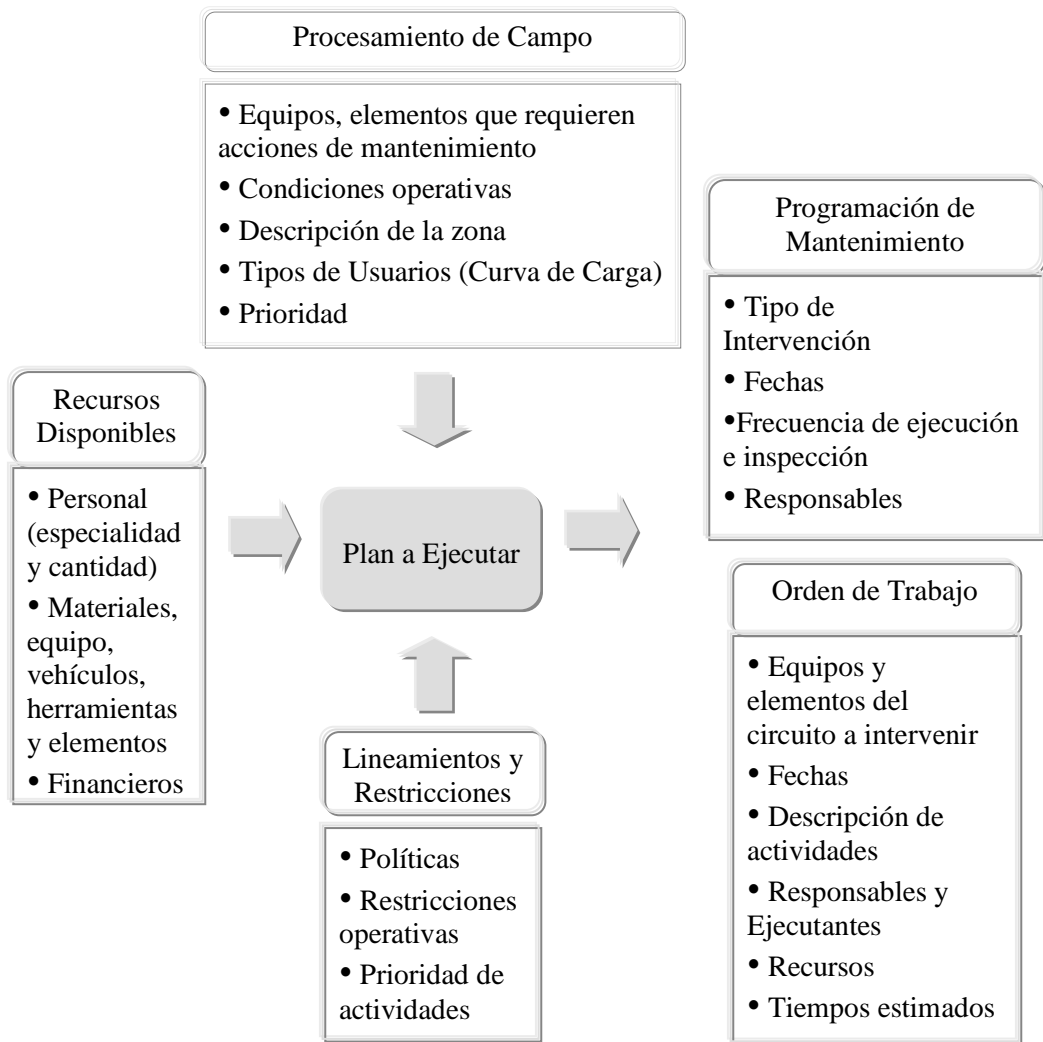


Figura 5.3: Planificación y Organización del Mantenimiento

5.2.3.3 Subproceso 3: Reformulación

Este subproceso consiste en ajustar el Plan de Ejecución en función de los recursos humanos, materiales y financieros disponibles, generando modificaciones de fechas o eliminación de actividades. Dichas modificaciones deben considerar los aspectos ya evaluados para no caer en inconsistencias con las decisiones ya tomadas, es decir, que no se pueden ver como acciones totalmente aisladas sino que se deben considerar procesos iterativos.

5.2.4 Proceso 4: Ejecución

La ejecución es la intervención propiamente dicha del circuito, la cual consiste en desarrollar las actividades estipuladas en el Plan de Ejecución.

La ejecución está compuesta por 3 subprocesos: Preparar Actividades, Intervenir Circuito y Reportar Actividades. La Figura 5.4 resume el proceso como tal.

5.2.4.1 Subproceso 1: Preparar Actividades

Son las acciones preparativas que se llevarán a cabo, basado en el programa y la orden de trabajo. Estos documentos describen la acción a realizar sobre el objeto en cuestión, así como la fecha de realización, los materiales, repuestos, horas hombres a utilizar y el responsable de la ejecución. Con estos instrumentos, se evitan pérdidas de tiempo por desconocimiento del procedimiento de ejecución de cualquier acción.

5.2.4.2 Subproceso 2: Intervenir Circuito

Es la ejecución propiamente dicha de la actividad de mantenimiento sobre el circuito, para lo cual se deben cumplir las 5 reglas de oro, las cuales son:

1. Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión mediante equipos de corte.
2. Enclavamiento o bloqueo de los mandos de equipos de corte y señalización.
3. Reconocimiento de ausencia de tensión.
4. Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.
5. Colocar las señales de seguridad adecuadas delimitando la zona de trabajo.

Además, se debe utilizar los implementos de seguridad personal (Botas, Casco, Guantes y Lentes) e inspeccionar las condiciones del lugar de trabajo antes de la ejecución de las labores.

Al finalizar este subproceso de intervención del circuito se puede tener como resultado una actividad con una de las siguientes condiciones:

- Realizada normalmente bajo los lineamientos establecidos.
- Parcialmente efectuadas.
- Reprogramada para otra fecha.
- Cualquiera de las anteriores con la presencia de algunas contingencias que se hayan solucionado en la misma intervención o que quede pendiente para resolver posteriormente.
- Cancelada.

5.2.4.3 Subproceso 3: Reportar Actividades

Esta fase del proceso se toma básicamente tres acciones:

- Registrar la información que se genera del mantenimiento ejecutado, tanto técnica como administrativamente.
- Reportar a las unidades correspondientes los recursos materiales utilizados.
- Notificar a otras unidades cualquier anomalía o información relevante.

El reporte de actividades no es sólo la transmisión de una acción por escrito, su objetivo debe estar enfocado hacia el logro de metas tales como: registro de información sobre el tipo y causa de las fallas, materiales, repuestos y horas hombres utilizadas en la ejecución de las acciones, estado en que quedó el objeto después de su intervención; así como también se produce la observación de otros subsistemas más cercanos o interconectados.

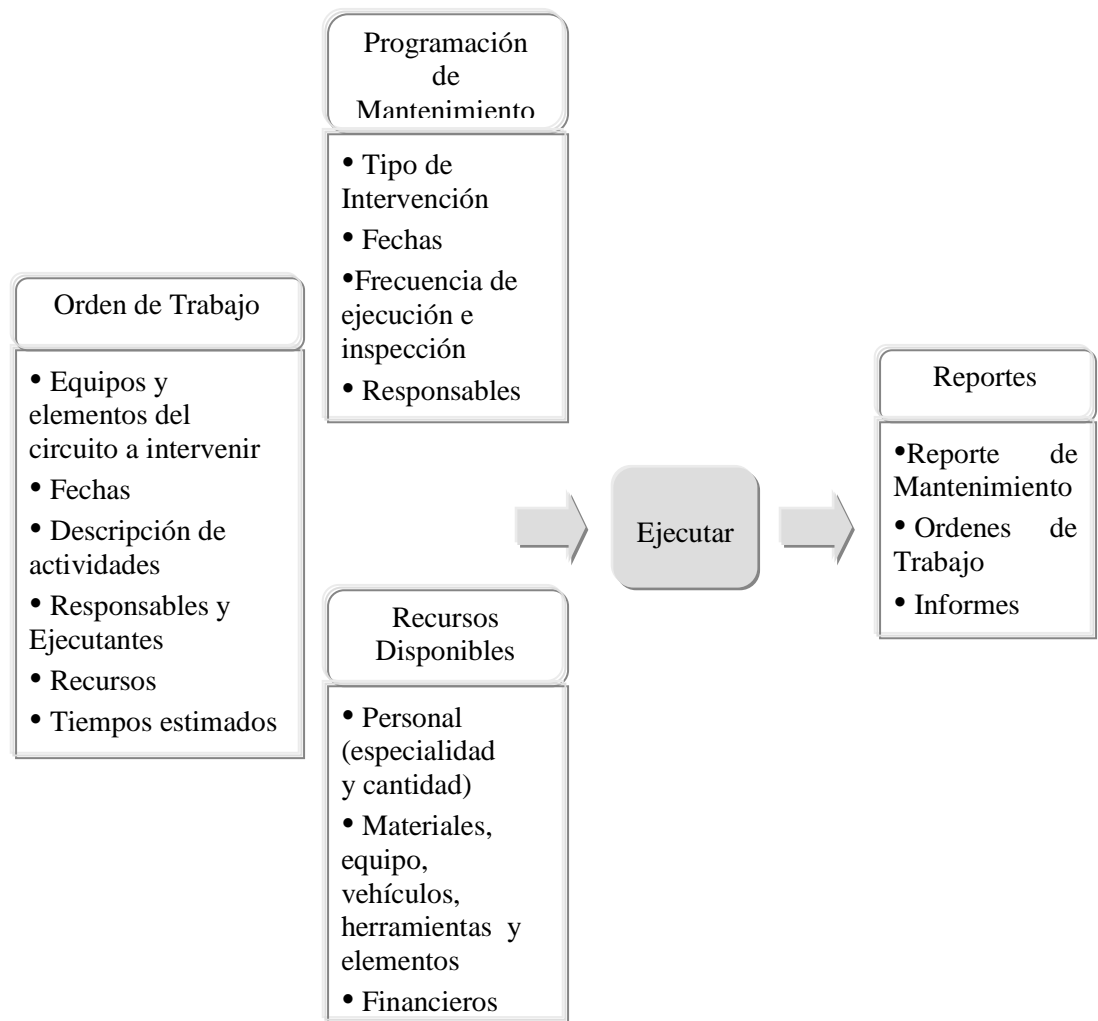


Figura 5.4: Ejecución del Mantenimiento

5.2.5 Proceso 5: Seguimiento y Control

Es la función que analiza y evalúa los resultados y determina acciones a seguir, para evitar o corregir desviaciones de las metas y objetivos establecidos.

Como proceso, el control de la gestión tiene unos insumos y un resultado. Dentro de los primeros se cuenta con los resultados que arrojen las actividades que se llevan sobre el circuito, los que una vez procesados ofrecen una imagen de cómo se está cumpliendo la gestión de mantenimiento. Como resultados de este proceso se

tienen las acciones que se tomen sobre los equipos o sobre los procesos para mejorar la gestión, como lo representa la Figura 5.5

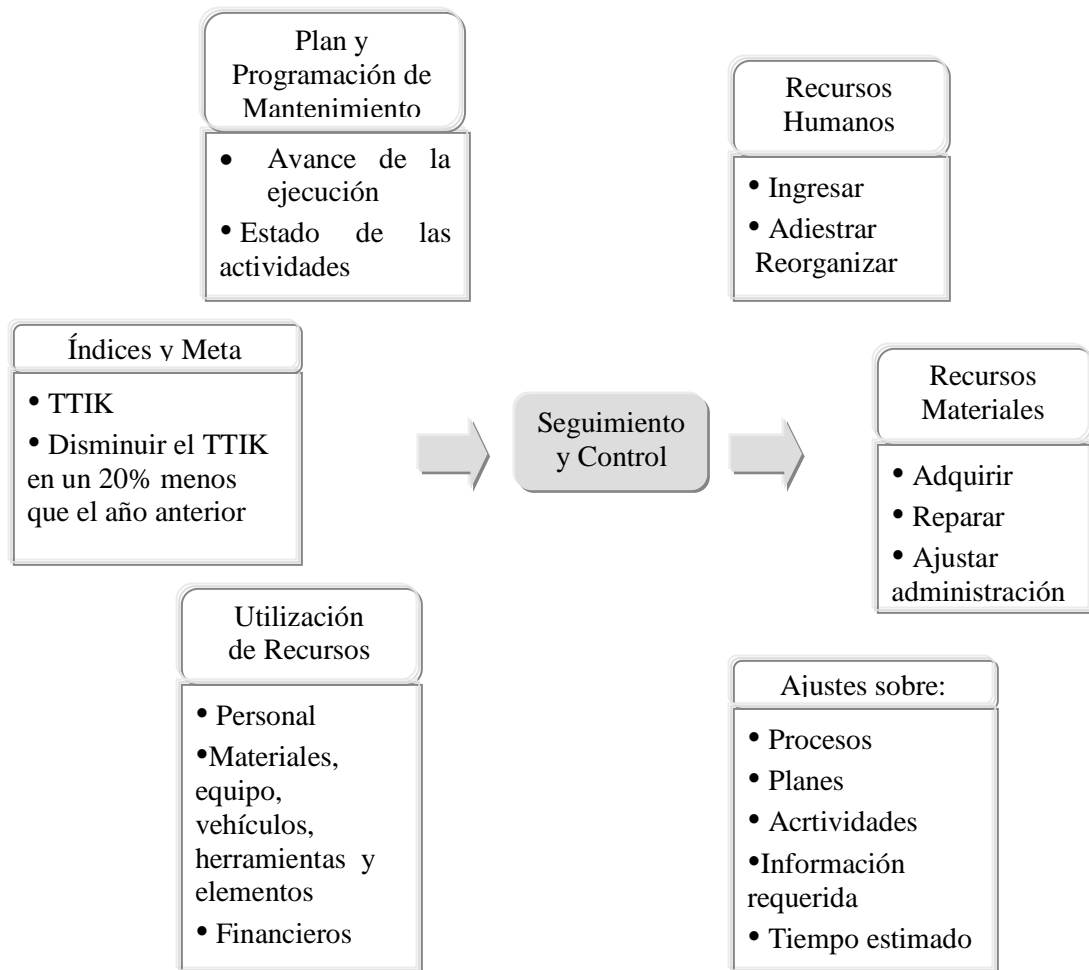


Figura 5.5: Seguimiento y Control del Mantenimiento

La Metodología de Mantenimiento de Circuitos antes expuesta se puede resumir en el siguiente diagrama de flujo.

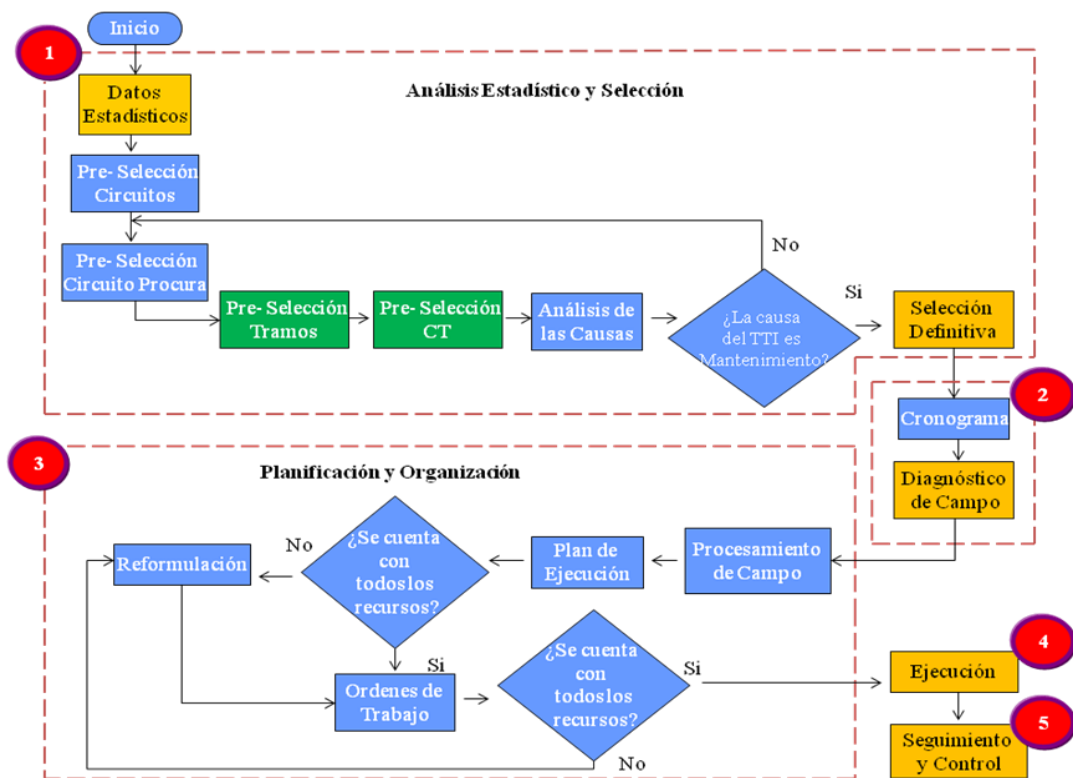


Figura 5.6: Metodología de Mantenimiento de Circuitos

5.3 Aplicación de la Metodología de Mantenimiento de Circuitos: Proceso de Análisis Estadístico y Selección

A manera de ilustrar el proceso de análisis y selección de la metodología de mantenimiento de circuitos, antes propuesta, se analizarán los datos estadísticos del TTIK, extraídos del SIAR y cargados al AGraTTI, comprendidos entre Enero – Agosto 2011, los cuales representan una muestra significativa del comportamiento del indicador de calidad en el periodo de un año.

Una vez definido el espacio muestral de análisis de datos, se procede a identificar los circuitos con mayor índice de TTIK del Estado.

Tabla 5.2: Circuitos en función del TTIK

Circuitos	TTIK parcial	% de Aporte	Pareto
CTO_B1	4,77020	11%	11%
CTO_G6	3,78165	9%	20%
CTO_G -	3,77528	9%	29%
CTO_G10	3,41587	8%	38%
CTO_A	2,75131	7%	44%
CTO_B3	2,48088	6%	50%
CTO_G8	2,44186	6%	56%
CTO_B2	1,68101	4%	60%
CTO_I4	1,55316	4%	63%
CTO_G11	1,54034	4%	67%
CTO_I5	1,47731	4%	71%
CTO_D2	1,46481	3%	74%
CTO_G9	1,15723	3%	77%
CTO_J4	1,15447	3%	80%
CTO_G3	0,94801	2%	82%
CTO_I8	0,89323	2%	84%
CTO_H2	0,66565	2%	86%
CTO_I1	0,60810	1%	87%
CTO_E2	0,58264	1%	88%
CTO_G5	0,48927	1%	90%
CTO_G7	0,35650	1%	90%
CTO_G1	0,32581	1%	91%
CTO_H1	0,30640	1%	92%
CTO_G4	0,29625	1%	93%
CTO_E1	0,29602	1%	93%
CTO_G2	0,29554	1%	94%
CTO_F4	0,26835	1%	95%
CTO_H3	0,26290	1%	95%
CTO_D1	0,24156	1%	96%
CTO_D4	0,22925	1%	96%
CTO_J2	0,22336	1%	97%
OTRO (19 CIRCUITOS)	1,24596	3%	100%

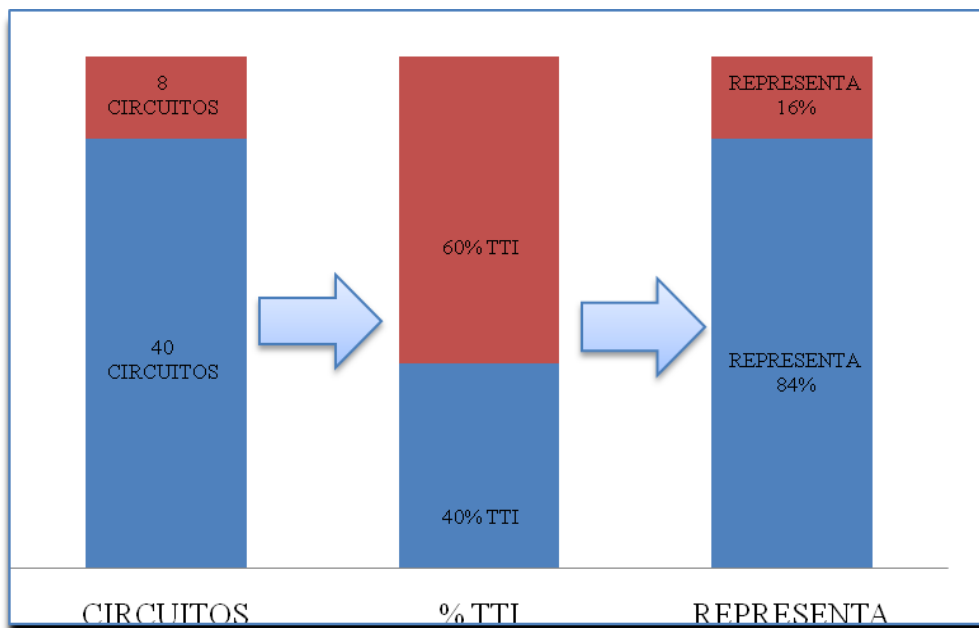


Figura 5.7: Pareto de Circuitos con mayor aporte del TTIK del Estado

Como se puede apreciar en la figura 5.7, ocho (8) de los cincuenta (50) circuitos de la zona Cojedes acumulan el 60% del Tiempo Total de Interrupción por kVA instalados del Estado, lo que representa el 16% de los alimentadores de la zona Cojedes. Por lo tanto, el plan de mantenimiento se debe dirigir a dichos circuitos, los cuales son: CTO_B1, CTO_G6, CTO_G -, CTO_G10, CTO_A, CTO_B3, CTO_G8 y CTO_B2.

Una vez identificados los circuitos con mayores índices del TTIK, se deberá identificar el circuito procura y sus respectivos tramos y/o centros de transformación con mayor impacto sobre el indicador. Sin embargo, como no se tiene asociado los tramos y los CT al circuito, se procede a realizar el análisis de causas del TTIK sobre el alimentador G10.

La selección del alimentador G10, responde, por una parte, a que los circuitos B1 y G6 son alimentadores en 34,5kV que no tienen carga asociada a lo largo de su troncal, por lo tanto el Tiempo Total de Interrupción por kVA instalados calculado

durante el periodo de estudio del circuito G10 debería ser superior a los calculados para dichos circuitos y, por la otra, a que fue el circuito al cual se le presto mayor atención lo largo del desarrollo de la investigación.

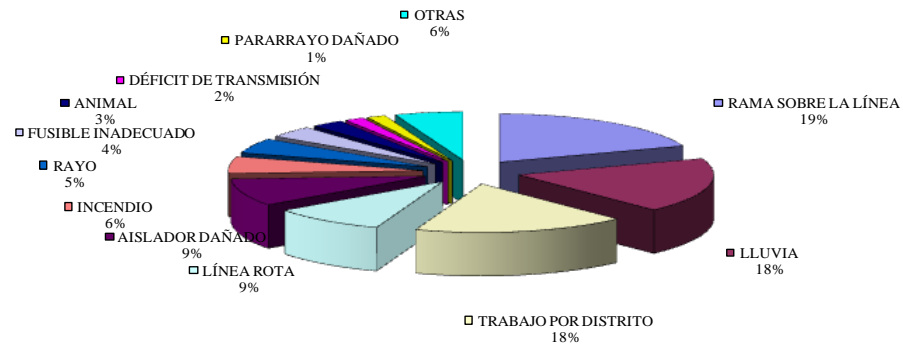


Figura 5.8: Causas de las Interrupciones Sostenidas en el Circuito G10

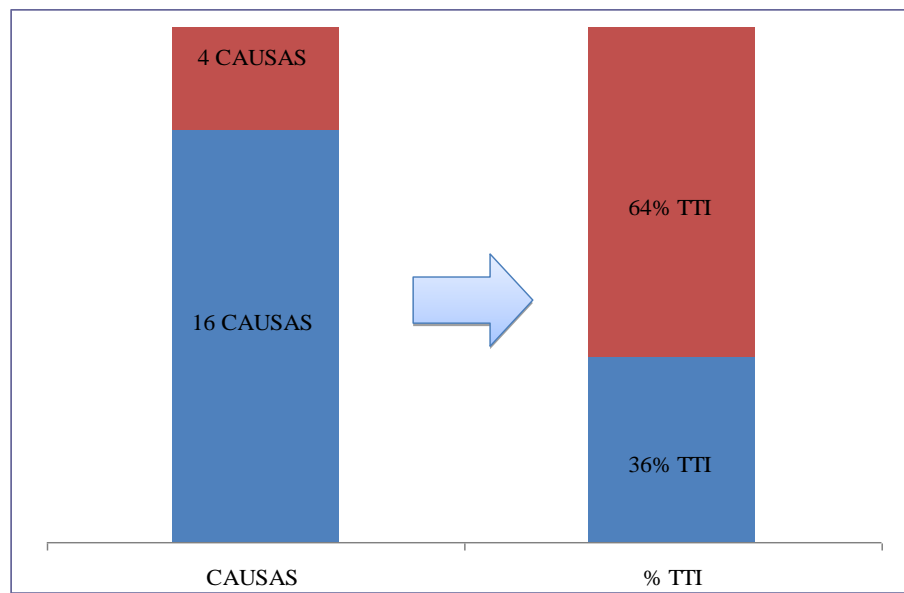


Figura 5.9: Pareto de las Interrupciones Sostenidas en el Circuito G10

Del universo de causas de las interrupciones del suministro eléctrico se realiza un análisis de Pareto, el cual permite definir las causas que tienen mayor peso sobre TTIK, de manera de atacar las pocas vitales y descartar las muchas triviales. Para el circuito bajo estudio las causas vitales son: ramas sobre la línea, lluvia, trabajo por distrito y línea rota, ya que aportan un 64% del TTIK del circuito referido al Estado. Mientas que las restantes 16 inciden en un 36%.

Una vez identificadas las causas vitales, se procede a identificar si las mismas son imputables a mantenimiento, es decir:

- **Rama sobre la Línea:** Las interrupciones del servicio eléctrico por ramas sobre la línea son imputables a mantenimiento, porque de llevarse a cabo planes de mantenimiento preventivo de las líneas de distribución como lo establece la norma COVENIN 3049 (2009), con la aplicación pica, poda y supervisión constante de la vegetación cercana a las redes de distribución no se estaría interrumpiendo el fluido eléctrico por esta causa.
- **Lluvias:** En cuanto a las causas registradas como lluvias, también son atribuibles a mantenimiento, ya que las redes están diseñadas para trabajar en condiciones de lluvia, por lo que, las fallas podrían ocurrir debido a las condiciones de los equipos en las red eléctrica, ya sea porque se encuentran defectuosos (superado el nivel básico de aislamiento) o por ausencia de estos; como también pueden ocurrir fallas por vegetación próxima que con la humedad y el viento crean caminos de corriente que podrían ser identificadas al realizar inspecciones de la línea.
- **Trabajo por Distrito:** Para el caso de trabajos por distrito son imputables a mantenimientos programados, el cual requiere de la apertura del interruptor principal asociado al circuito para realizar acciones que permitan conservar o

restaurar el sistema. Cabe destacar que el tiempo de interrupción del circuito dependerá de la planificación y organización del trabajo de mantenimiento.

- **Líneas Rotas:** En cuanto a las interrupciones por líneas rotas también son imputables a mantenimiento, ya que de llevarse a cabo mantenimientos rutinarios, mediante análisis termográficos, con el objeto de identificar puntos calientes y evaluar las condiciones de los conectores ubicados en las líneas se podría evitar la salida de servicio del alimentador por falsos contactos.

De lo antes expuesto y en conjunto con las visitas técnicas realizadas a la zona, se identifican las posibles acciones y procedimientos a seguir para solventar los problemas de interrupciones debido a las causas vitales del circuito bajo estudio.

Tabla 5.3: Análisis de Causas vitales del circuito G10

Cusas Vitales	Área Responsable	Acción	Procedimiento
Rama sobre la Línea	Mantenimiento	Plan Pica y Poda	<ul style="list-style-type: none"> - Ubicación en el diagrama unifilar del circuito donde se ejecutará la pica y poda, siguiendo lo establecido en la Norma CADAFE 1994 “Pica y Poda. Requisitos mínimos en el Área de Distribución”. - Cuántos kilómetros de línea requieren pica y poca. - Cuántas cuadrillas dependiendo de los km de línea se requieren para ejecutar la pica y poda, de tal manera de disminuir el tiempo de interrupción. - Identificación de equipos, componentes o herramientas necesarios para llevar a cabo el trabajo.
Lluvia	Mantenimiento		
Trabajo por Distrito	Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> - Evaluación de la planificación y organización de mantenimiento. - Verificación si el mantenimiento efectuado podría haber sido ejecutado sin la necesidad de sacar de servicio el interruptor principal, con la utilización de equipos rompe carga. - Trabajo con líneas energizadas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Evaluación de la planificación y organización del mantenimiento programado. - Verificación de la cantidad de cuadrillas de mantenimiento. - Evaluación de las cuadrillas de líneas energizadas. - Validación de la existencia de equipos rompe carga.
Línea Rota	Mantenimiento	Estudio de conexiones	<ul style="list-style-type: none"> - Identificación de obsolescencia de los conectores, de ser así, identificar cuantos conectores se requieren para llevar a cabo el cambio de conexiones. - Identificar si el conector es el adecuado, de no serlo, realizar un estudio de cambio de conectores en el circuito. Por ejemplo, para el circuito G10 los conectores instalados son de tipo KSU, los cuales se ajustan mecánicamente y por ende dependerá del torque aplicado por el operador. Por lo tanto, se sugiere realizar un estudio de conexiones para reemplazar este tipo de conector por los conectores elásticos tipo cuña, el cual se va auto-ajustando dependiendo de la dilatación del conductor. Cabe destacar que el circuito bajo estudio es de tipo industrial por tal sentido, está en constante fluctuación debido a los arranques de los motores industriales conectados a su troncal.

Por último, se propone fusionar las acciones sobre el circuito G10, es decir, en el momento que se vaya a ejecutar el plan de pica y poda a su vez debe realizar la adecuación de conectores, con el objeto de aprovechar la salida de servicio del circuito o parte de el.

5.4 Justificación de la Propuesta

Cabe considerar que la puesta en práctica de la propuesta significa una notable mejora en la calidad de la energía distribuida por la Empresa prestadora del servicio, ya que el diseño de una metodología de mantenimiento permite hacer frente, de manera eficiente, a las interrupciones del sistema eléctrico. La iniciativa permite identificar los circuitos, tramos y centros de transformación con mayor incidencia en la calidad del servicio técnico, así como el análisis de las causas de las interrupciones del sistema eléctrico, de tal manera, de orientar los planes de mantenimiento a los sectores con procura en los problemas del suministro eléctrico, mediante un proceso continuo y sistemático de análisis y discusión con información estadística confiable.

Por otra parte, la propuesta le permitiría a la Distribuidora entrar en un proceso de adecuación al marco regulatorio y de mejoramiento continuo del servicio eléctrico, ya una vez identificado los centros de transformación asociados al alimentador, sólo faltaría relacionar a los Usuarios a dichos centros de transformación para así finalmente calcular los indicadores de CST por Usuario.

Mantener las instalaciones en forma preventiva, utilizando con eficiencia los recursos humanos y tecnológicos de manera de minimizar los mantenimientos correctivos, adelantándonos a las necesidades de nuestros Usuarios.

5.5 Factibilidad de la Propuesta

- 1.** Realizar mantenimiento a las redes de distribución es la forma más rápida y económica de atacar los problemas de CST.
- 2.** Se tienen los planos del sistema eléctrico y se cuenta con un personal capacitado y conocedor de la zona como para relacionar los elementos del sistema eléctrico.
- 3.** Se propone el diseño de una herramienta sencilla que permita el registro y control de interrupciones, de tal manera, que no represente una carga adicional al trabajo que realizan los Operadores del C.O.D. Dicha instrumento podría crearse en una aplicación o, una manera menos eficiente, pero viable, tal como se realizó en el presente trabajo.
- 4.** Para el análisis de los indicadores en la aplicación AGraTTI se requiere que la herramienta de registro esté en Windows XP o NT Microsoft Access 2002 (XP) – 2003, los cuales dispone la Empresa.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Como resultado del análisis de investigación efectuada en el presente Trabajo de Grado, se evidencia la necesidad de diseñar los mecanismos necesarios para la adecuación, por parte de la Empresa Eléctrica Socialista para el Estado Cojedes, al marco regulatorio en relación a la calidad de servicio técnico.
- Del análisis de la información procesada del período 2011, la CORPOELEC para la zona Cojedes no cuenta con una de bases de datos y automatización para la obtención de la información de los indicadores TTIK y FMIK por kVA instalados que salen fuera de servicio cuando ocurre una interrupción del fluido eléctrico.
- La Distribuidora para la zona Cojedes no podrán en el corto plazo, adecuarse a las exigencias totales de las Normas de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad en lo referente a Calidad de Servicio Técnico, debido que se identificaron, en mayor o menor grado, errores de aplicación de los formatos requeridos por el Ente Regulador, falta de bases de datos y automatización para la obtención de la información, por lo que la Empresa no disponen de información depurada y suficiente para el cálculo correcto de los indicadores de calidad de servicio técnico por usuario. Por lo tanto y a efectos de evaluar la CST se deben establecer límites de los indicadores por kVA instalado para mediana tensión.

- La aplicación plena de las NCSDE a corto plazo no podrá ser lograda, por lo que torna necesario, una reformulación del periodo de adecuación por parte de la Distribuidora a efectos de cumplir con lo establecido en dicha normativa.
- La calidad de los datos registrados referentes a las interrupciones del suministro eléctrico y su análisis adecuado permiten orientar los planes de mantenimiento y adecuación, por lo tanto, la propuesta presentada pretende proporcionar elementos e insumos que fundamenten una manera de medir los indicadores de calidad de servicio técnico con menor margen de error y, en consecuencia, entrar en un proceso de adecuación de las actividades de distribución de electricidad a la normativa vigente, e igualmente, contribuir con la creación de un sistema de trabajo actualizado, coherente, articulado, que garantice su efectividad e impacto en los beneficiarios, y permita mantener la provisión del servicio eléctrico.
- Es necesario facilitar a los responsables de hacer los planes de mantenimientos, herramientas de análisis de datos que fácilmente les permitan tomar decisiones bien orientadas y oportunas.
- De la evaluación práctica aplicada a la Distribuida se ve la conveniencia de que se implemente un Departamento de Calidad del Servicio Eléctrico, a efectos de que se desarrollen los mecanismos necesarios para ajustarse a las exigencias regulatorias y, adicionalmente, estos departamentos se conviertan en verdaderas áreas de investigación en temas relacionados con la calidad de la energía, para lo cual el Ente Regulador también debe fortalecer la investigación de la calidad del servicio, lo cual actualmente en el país no existe.

RECOMENDACIONES

- Las acciones a ser implementadas por la Distribuidora para mejorar la calidad del servicio, serán mejor direccionadas si se mide y conoce con certeza los problemas de calidad existentes y sus causas, por lo cual es imprescindible que efectúen una adecuada evaluación de los niveles de calidad del servicio suministrado a sus usuarios, de ahí la necesidad de que los administradores o gerentes de Empresa apoyen decididamente, con los recursos técnicos, de personal, económicos y logísticos necesarios, a las áreas internas responsables de este tema.
- Las causas de las diferentes interrupciones que se presentan en los alimentadores son muy generales y en muchos casos no reflejan la causa primaria de las deficiencias que existen a lo largo de todas las redes de distribución por lo tanto, se sugiere realizar una revisión de las definiciones de causas y sub-causas de las interrupciones del servicio eléctrico definidas en el SIAR.
- La propuesta del diseño de una base de datos y herramienta para el registro y control de los indicadores por kVA instalados, en una primera etapa, y en una futura etapa, asociar los usuarios y usuarias a los centro de transformación para finalmente calcular los indicadores Tiempo Total de Interrupciones por Usuario (TTIU) y Frecuencia Media por Usuario (FIU) podría ser replicada a todos los Estados que se encuentren en las mismas condiciones que la zona bajo estudio, de tal manera de entrar en el proceso de adecuación a las NCSDE y en un mejoramiento continuo de la calidad del servicio eléctrico que CORPOELEC presta a los usuarios y usuarias.

- Realizar estudios específicos para determinar los límites aceptables de los parámetros de calidad por kVA instalados en mediana tensión, ya que la NCSDE no lo establece.
- La Empresa debe disponer de procedimientos y manuales escritos a efectos de que cualquier personal calificado pueda efectuar la evaluación de la calidad del servicio técnico.
- Realizar las adecuaciones correspondientes de las subestaciones de transmisión, distribución y alimentadores que conforman el sistema de potencia del Estado, con el objeto de brindar un servicio eléctrico sin interrupciones y bajo los estándares de calidad que estable la normativa vigente.
- La CORPOELEC, a través de un equipo de trabajo multidisciplinario, que incorpore profesionales especialistas en varias ramas de la ingeniería eléctrica, debe conformar un Departamento Integral que permita la evaluación adecuada de todos los aspectos de calidad de distribución, así como el de desarrollar investigación en todos los campos relacionados con el tema de calidad de la energía eléctrica, área que por ser relativamente nueva en el país, aún no ha sido explotada completamente.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (2010) Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela 39.573, Diciembre 14, 2010.
- [2] Reglamento de Servicio (2003). *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*. Gaceta Oficial 37.825, Noviembre 25, 2003.
- [3] Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad (2003) *Gaceta Oficial República Bolivariana de Venezuela* 37.825, Noviembre 25, 2003.
- [4] A. Villegas, J. Aller y P. de Oliveira (2010). La USB ante la Crisis del Sector Eléctrico Venezolano.
- [5] M. Ceballos (2008) “Propuesta para la Creación de una Mancomunidad para la Coordinación y/o Fiscalización de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Estado Guárico” Tesis de Posgrado, Caracas, Universidad Central de Venezuela.
- [6] R. Quintanilla (2010) Análisis de la Regulación de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución en el Ecuador: Propuesta de Reformas y Aplicación Práctica” Tesis de Grado, Ecuador, Escuela Politécnica Nacional.
- [7] M. Montesino “Evaluación de la Calidad de la Energía Eléctrica de un Sistema de Distribución de Electricidad” Tesis de Posgrado, Caracas, Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”, 2008.
- [8] Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (2001) *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela* (Extraordinaria) 5.568 Diciembre 31, 2001

- [9] Resolución N° 225 (2004) *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela* 5.730 Septiembre 23, 2004.
- [10] Ministerio del Poder Popular de Energía y Petróleo (2006). Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional 2005-2024 (PDSEN).
- [11] Decreto con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico (2007) *Gaceta Oficial República Bolivariana de Venezuela*, 38.617, Febrero 01 2007.
- [12] Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico (2007). *Gaceta Oficial República Bolivariana de Venezuela* 38.763 Julio 31, 2007 y su reforma en *Gaceta Oficial* 39.493 de fecha 23/08/2010.
- [13] Decreto N° 6991 (2009) Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela* No 39.2994 28/10/2009 Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica p. 3).
- [14] Resolución N° 37.415 (2002) Tarifas Máximas para Cobro por Consumo de Energía y Potencia. *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela*, Abril 03 2002.
- [15] Institute of Electrical and Electronic Engineers - IEEE. IEEE recommended practice for monitoring Electric Power Quality. Std. 1159-1995. s.l. : IEEE, 1995.
- [16] International Electrotechnical Commission – IEC. Electromagnetic Compatibility. Application and interpretation of fundamental definitions and terms - IEC-61000-1-1. s.l. : IEC, 1992.

- [17] Asociación Colombiana de Ingenieros ACIEN. Calidad de la Energía Eléctrica - CEL. Bogotá : ACIEN Cundinamarca, 2001.
- [18] Rivier Abbad, Juan. Tesis Doctoral "Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones". Madrid : Universidad Pontificia de Comillas, 1999.
- [19] FORDORAMA (2752: 2004). Norma Venezolana de Servicios Eléctricos. Indicadores del Servicio Técnico.
- [20] Working Group on Systems Desing, Institute of Electrical and Electronic Engiennner, IEEE 1997 Trial Use Guide for Electric Power- Distribution Reliability Indices) P1366/D19
- [21] Universidad Pedagógica Experimental Libertador UPEL (2006). Manual de Trabajos de Grado de Especialización y Maestría y Tesis Doctorales 4ª Edición. Caracas. Editorial FEDUPEL.
- [22] Normas COVENIN (3049 :1993). Norma Venezolana de Mantenimiento
- [23] Sistema Eléctrico de Cojedes [en línea].
<http://jaimevp.tripod.com/Elect_Vzla/Eleoccidente/cojedes.HTM>[Consulta:2011]
- [24] Norma de Parámetros y Criterios para Estudios y Diseño De las Redes de Media Tensión de CORPOELEC (2010)

- [25] Sub-Comisionaduría Estatal de Distribución, Comercialización y UREE (Uso Racional y Eficiente de la Energía). Informe de Gestión zona Cojedes (Enero - Agosto 2011).
- [26] CORPOELEC (2010). Catalogo de Incidencias de Baja y Medina Tensión.
- [27] Análisis de Pareto [en línea]
<http://www.programaempresa.com/empresa/empresa.nsf/paginas/F0216EF8AA41D80AC125702800566A32?OpenDocument> > [Consulta 2011]
- [28] José R. Vilorio (2005). Seguridad en las Instalaciones Eléctricas. Editorial Paraninfo Thomson Learning.
- [29] John J. Grainger y William D. Stevenson (1996). Análisis de Sistema de Potencia. Editorial McGraw-Hill.
- [30] CADAFE (1992). Norma CADAFE 1994 “Pica y Poda. Requisitos mínimos en el Área de Distribución”.
- [31] CADAFE (2001). Manual del Sistema Integral para la Atención y Control de Interrupciones.
- [32] CADAFE (2005). Base de Datos Sistema Integral para la Atención y Control de Interrupciones.

GLOSARIO

Fuente [3][19][22][24][29]

Alimentador: Circuito de distribución en media tensión.

Alimentador de Alta Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 550 kVA/km y menor o igual que 1000 kVA/km.

Alimentador de Baja Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 75 kVA/km y menor o igual que 150 kVA/km.

Alimentador de Mediana Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 150 kVA/km y menor o igual que 550 kVA/km.

Alimentador de Muy Alta Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 1000 kVA/km.

Alimentador de Muy Baja Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es menor o igual que 75 kVA/km.

Alta Tensión: Nivel de tensión mayor o igual que 69 kV.

Bajo Red: Calificación dada al Usuario cuando la conexión de sus instalaciones a la red de distribución puede realizarse sin necesidad de una extensión, de acuerdo con lo establecido en el Reglamento de Servicio.

Baja Tensión: Nivel de tensión menor o igual que 1 kV.

Subestación: Estación transformadora de tensión 115/13,8kV, 115/34,5kV ó 34,5/13,8kV.

Configuración Radial: Aquella constituida por una (1) sola vía de alimentación a la carga servida.

Capacidad Nominal de Transformación: Capacidad de transformación expresada en kVA, de acuerdo con los datos de placa de los equipos.

Demanda: Es la carga en kVA o kW en un instante determinado.

Demanda Máxima: Es la mayor lectura de demanda obtenida durante un periodo determinado.

Demanda Promedio: Potencia media medida durante un periodo definido. Se puede calcular por la expresión.

$$D_{\text{pro}} = \frac{1}{T} \int_0^T D \, dt \quad \text{Aprox} \quad \sum_{t=0}^T (D_{\text{max}})_t * \Delta T$$

Donde:

T: Período total de medición,

ΔT : Tiempo transcurrido entre mediciones $\Delta T \leq 15 \text{ min}$

D: Demanda

Dmax: Demanda máxima.

kVA Instalado: Capacidad de transformación nominal de los transformadores de Media a Baja Tensión conectados a la Red.

La Distribuidora: Empresa que ejerce la actividad de distribución de electricidad.

Media Tensión: Nivel de tensión mayor que 1 kV y menor que 69kV.

Pequeña Demanda: Potencia contratada menor o igual que 30kVA.

Período de Control: Tiempo establecido por el Regulador para que La Distribuidora determine la Calidad del Servicio prestado en dicho lapso, que corresponderá a un determinado trimestre de un año calendario.

Punto de Suministro: Es aquél donde las instalaciones del Usuario quedan conectadas al sistema de La Distribuidora y donde se delimitan las responsabilidades de mantenimiento, guarda y custodia entre La Distribuidora y el Usuario.

Red Eléctrica: Conjunto de conductores, equipos y accesorios empleados por la Distribuidora para suministrar el servicio eléctrico a los Usuarios, hasta el Punto de Suministro.

Regulador: La Comisión Nacional de Energía Eléctrica o en su defecto el Órgano del Estado Venezolano que tendrá a su cargo la regulación, supervisión, fiscalización y control de las actividades que constituyen el servicio eléctrico, de conformidad con la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, su Reglamento y demás Normas Aplicables.

Tensión Nominal: Nivel de tensión de diseño y de funcionamiento de un sistema eléctrico.

Usuario: Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio eléctrico, bien como titular de un contrato de servicio o como receptor directo del mismo, sujeta a los derechos y obligaciones que establece la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, su Reglamento y demás Normas Aplicables.

Usuario de Alta Densidad: Es aquel ubicado en un Municipio denominado de alta densidad.

Usuario de Baja Densidad: Es aquel ubicado en un Municipio denominado de baja densidad.

Usuario de Mediana Densidad: Es aquel ubicado en un Municipio denominado de mediana densidad.

Usuario de Muy Alta Densidad: Es aquel ubicado en un Municipio denominado de muy alta densidad.

Usuario de Muy Baja Densidad: Es aquel ubicado en un Municipio denominado de muy baja densidad.

Usuario en Alta Tensión: Usuario que recibe el servicio de electricidad a través de una red eléctrica con tensión nominal mayor o igual que 69 kV.

Usuario en Baja Tensión: Usuario que recibe el servicio de electricidad a través de una red eléctrica con tensión nominal menor o igual a 1 kV.

Usuario en Media Tensión: Usuario que recibe el servicio de electricidad a través de una red eléctrica con tensión nominal mayor que 1 kV y menor que 69 kV.

Variación de Tensión: Aumento o disminución del valor de la tensión de suministro respecto a la tensión nominal.

Ramal del Alimentador: Derivación directa del troncal, la cual puede ser trifásica o bifásica y se extiende por las rutas secundarias de una zona.

Densidad Lineal de Carga: Cantidad de carga eléctrica por unidad de longitud, las definiciones posteriores están basadas en kVA/kM.

Troncal del Alimentador: Ruta del alimentador de mayor kVA de carga por metro lineal del recorrido.

Cargabilidad de Circuitos Radiales: En operación normal, para los conductores se admite como carga pico máxima el 100% de su carga nominal.

Cargabilidad por Subestación: Es la relación entre la demanda máxima entre la capacidad instalada.

Falla: Es un evento no previsible, inherente a los Sistemas Productivos que impide que estos cumplan función bajo condiciones establecidas o que no la cumplan.

Capacidad Firme: La capacidad transformadora de una subestación de distribución o de un grupo de subestaciones, debe ser tal que con el transformador de mayor carga fuera de servicio, aún sea posible alimentar la totalidad de la demanda. Se define la capacidad firme como:

$$Cf = 1.3(Nt-1).P+Cs$$

Donde:

Cf: Capacidad Firme

P: Es la capacidad nominal de un transformador.

Nt: Es el número de unidades de transformación en la subestación

Cs: Capacidad del sistema. Es el aporte del resto del sistema, en caso de que exista más de una subestación en el área.

El criterio de planificación establece que para el año horizonte, la carga máxima de la red debe ser menor que Cf.

Cuadrillas de mantenimiento: Es un grupo de personas estructuradas en forma jerárquica, las cuales tienen como función realizar un trabajo de campo en mantenimiento. Las cuadrillas están integradas por un mínimo de cuatro (4) trabajadores.

Pica: Es la franja de terreno ubicada debajo de la línea de distribución, con un ancho igual a la proyección vertical de los conductores, más de dos (2) metros a cada lado de los conductores extremos. Comprende además la zona transversal que en forma de V debe mantenerse libre de vegetación y otros obstáculos que en su caída puedan hacer contacto con los conductores o producir fallas por proximidad a éstos.

Poda: Es la remoción de ramas muertas (secas), enfermas, superfluas o que estorben, tomando en consideración la futura salud o crecimiento del árbol.

ANEXOS