



# INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA MECÁNICA Y  
ELÉCTRICA

SECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN  
MAestrÍA EN CIENCIAS DE INGENIERÍA DE SISTEMAS

“PROPUESTA PARA LA REGULACIÓN DE LA CALIDAD  
DEL SERVICIO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
DE LA C.F.E.”

T E S I S  
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE  
MAESTRO EN CIENCIAS EN  
INGENIERÍA DE SISTEMAS  
P R E S E N T A:

**ING. ISMAEL CRUZ MATA**



Director: DR. MIGUEL PATIÑO ORTIZ.

Agosto 2009



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
**SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO**

SIP-14

*ACTA DE REVISIÓN DE TESIS*

En la Ciudad de México, D. F. siendo las 11:00 horas del día 20 del mes de noviembre del 2008 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de E.S.I.M.E.-ZAC. para examinar la tesis de titulada:

**“PROPUESTA PARA LA REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE LA C.F.E.”**

Presentada por el alumno:

<b>CRUZ</b>	<b>MATA</b>	<b>ISMAEL</b>
Apellido paterno	Apellido materno	Nombre(s)
Con registro: <b>B 0 2 1 5 1 9</b>		

aspirante de:

**MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA DE SISTEMAS**

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **SU APROBACIÓN DE LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

Director de tesis	Presidente
DR. MIGUEL PATIÑO ORTIZ	DR. LUÍS MANUEL HERNÁNDEZ SIMÓN
Segundo Vocal	Tercer Vocal
M. ENC. LEOPOLDO ALBERTO GALINDO SORIA	DR. MIGUEL ÁNGEL MARTÍNEZ CRUZ
Secretario	Suplente
DR. IGNACIO ENRIQUE PEÓN ESCALANTE	DR. ANDRIY KRYVKO

EL PRESIDENTE DEL COLEGIO

DR. JAIME ROBLES GARCÍA

DIRECCIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN



**INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL**  
COORDINACIÓN GENERAL DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN.

**CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS.**

En la Ciudad de México, D. F., el día 16 del mes marzo del año 2009 el que suscribe **Ismael Cruz Mata** alumno del Programa de Maestría en Ciencias en Ingeniería de Sistemas con número de registro **B021519** adscrito a la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la E.S.I.M.E. Unidad Zacatenco, manifiesta que es autor intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección del Dr. Miguel Patiño Ortiz y cede los derechos del trabajo titulado:

“Propuesta para la Regulación de la Calidad del Servicio en los Sistemas de  
Distribución de la C.F.E.”

Al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines Académicos y de Investigación Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, graficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección [ismael.cruz01@cfe.gob.mx](mailto:ismael.cruz01@cfe.gob.mx) y/o [mpatino2002@ipn.mx](mailto:mpatino2002@ipn.mx). Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

---

Atentamente  
Ing. Ismael Cruz Mata.

## **RESUMEN.**

### **“PROPUESTA PARA LA REGULACIÓN DEL CALIDAD DEL SERVICIO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE LA C.F.E.”**

En la actualidad somos dependientes en gran medida de la energía eléctrica, estamos tan acostumbrados a su uso que a veces pasamos desapercibida la necesidad que tenemos de ella. La falta de energía es la que nos devuelve a la realidad, pensamos nuevamente en lo importante que es para el desarrollo industrial y de la nación, sin ella nuestra economía entraría en crisis. Uno de los problemas importantes para las compañías suministradoras y los usuarios son los disturbios y las variaciones de la tensión que suceden en la red eléctrica.

Existen procesos de regulación en los sistemas eléctricos a nivel mundial que consisten en introducir mecanismos de competencia del servicio. La generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica son afectadas por la continuidad del suministro, la calidad de la onda y la calidad de atención comercial. La calidad del servicio eléctrico es importante para cubrir de forma eficaz y eficiente las necesidades de los usuarios, en ella se exige una atención sin interrupciones en el servicio eléctrico.

En el presente trabajo se analizan las características y propiedades de la regulación de la calidad de la energía en los sistemas eléctricos de distribución. La calidad es determinada por el equipo que se encuentra conectado actualmente, el cual es muy sensible a las variaciones de energía recibida y consumida. El equipo en su mayoría contiene controles basados en microprocesadores y dispositivos de electrónica de potencia que ocasionalmente generan fallas e interrupciones. Los índices de confiabilidad de la calidad del servicio se dividen en tres niveles de confiabilidad básicos:

1. Continuidad del suministro.
2. Calidad de la onda.
3. Calidad de atención comercial.

La propuesta de este trabajo contempla al concepto de calidad con objetivos como que el suministro debe funcionar sin interrupciones, la distorsión armónica debe ser reducida y la regulación del tensión debe realizarse entre márgenes más estrechos, con la finalidad de mejorar la calidad en el servicio del suministro de energía.

## **ABSTRACT.**

### **“PROPOSAL FOR REGULATING THE QUALITY OF SERVICE IN THE DISTRIBUTION SYSTEMS OF THE C.F.E.”**

At present we are highly dependent on electric power, usually citizens are so accustomed a highly reliable service need for us to it. The Lack of electric energy supply is the one that brings us back to reality; think again how important it is for industrial development and the nation, without it our economy would fall into crisis. One of the major challenges for suppliers companies and consumers are the disturbances and variations in voltage that occur in the electrical grid.

There are processes in the regulating electric systems worldwide, there are governments entities to do the electric systems introduce competition mechanisms of the service. The generation, transmission and distribution of electricity are affected by continuing supply, the quality of the wave and the quality of care business. The quality of electric service it is important to fill in an effective and efficient user needs, it requires attention without interruptions in electric service.

This summary discusses the characteristics and properties of the regulation of power quality in electrical distribution systems, the quality is determined by the computer that is connected now, which is very sensitive to variations in energy received and consumed. The computer contains mostly microprocessor based controls and power electronics devices that generate occasional failures and interruptions. The indicative of confidence in the quality of service are divided into three basic levels of reliability:

1. Continuity of supply.
2. Quality of the wave.
3. Quality of customer service.

The proposal of this work includes the concept of quality objectives such as the provision should operate without disruption, the harmonic distortion should be reduced and voltage regulation should take place between strict margins, with the aim of improving the quality of service for the supply of electricity.

# DEDICATORIA:

## A Dios:

- ❖ Por ser nuestro creador, amparo y fortaleza cuando mas lo necesitamos, siempre iluminando mi camino y que me ha permitido concluir esta etapa de mi vida.

## A mi familia:

- ❖ A mi esposa, Sandy Olvera la persona que más Amo y que en todos los momentos importantes de vida me ha apoyado incondicionalmente, tanto en mi vida personal como vida académica, muchas gracias.
- ❖ A mi hija, Leamsi Celeste, mi nenita especial que siempre me ha enseñado lo que es vivir en los momentos más difíciles, gracias mi nenita especial.
- ❖ A mi hijo, Ismaelito, por esperarme siempre con un beso y los brazos abiertos, demostrándome día a día su amor y cariño, gracias chaparrito.
- ❖ A mis Gemelitas Estrella y Luna recién nacidas y que ya son la alegría de la casa, muy pronto saldrán adelante ante las circunstancias y retos de la vida.

## A mis Padres:

- ❖ Socorro Mata y Víctor Manuel Cruz, por enseñarme la disciplina del trabajo y estudio, por su apoyo, esfuerzo y amor para seguir concluyendo con una etapa más de mi vida, gracias por todo.
- ❖ Justino Olvera y Anita Rivas, por soportarme y entenderme como soy, además de apoyarme y amar a mi familia incondicionalmente.

## A mis hermanos:

- ❖ A mis hermanos: Victor, Chayo, Ady, Ale, y muy especialmente a mi hermana Nancy Cruz, que lucha día a día por ser feliz y vivir ante cualquier situación y prueba que le pone la vida, te admiro y todo mi respeto para ti, a todos siempre los llevo en mi corazón gracias por su apoyo.

## A mis Profesores:

- ❖ Por brindarme su compañerismo y amistad, por su disposición en mi formación profesional.

## A mis Amigos:

- ❖ Por su amistad y compañía dentro y fuera de mi vida profesional.

## ÍNDICE

<b>Índice General.</b> .....	i
<b>Índice de Figuras.</b> .....	ii
<b>Índice de Tablas.</b> .....	iii
<b>Glosario de términos, abreviaturas o siglas.</b> .....	iv
<b>Introducción.</b> .....	v
<b>Justificación.</b> .....	vi
<b>Objetivos: General y Específicos.</b> .....	vii

### CAPÍTULO I. MARCO CONCEPTUAL Y METODOLÓGICO.

<b>I.1. Metodologías sistémicas empleadas para la propuesta de la regulación de la energía eléctrica.</b> .....	1
I.1.1. Definición de metodología. ....	1
I.1.2. Metodología de Sistemas Suaves de Peter Checkland. ....	2
I.1.3. Metodología LGS aplicada en la propuesta. ....	3
I.1.3.1. La Administración. ....	6
I.1.3.1.1. Significado Etimológico de Administración. ....	6
I.1.3.1.2. Funciones del proceso Administrativo. ....	6
I.1.3.2. Introducción a la Calidad. ....	7
I.1.3.2.1. Definiciones de Calidad. ....	8
I.1.3.2.2. Parámetros de la Calidad. ....	8
I.1.3.2.3. El servicio de Calidad al Cliente. ....	9
I.1.3.2.4. Necesidades Básicas del Cliente. ....	9
I.1.3.2.5. El Servicio de Atención al Cliente. ....	9
I.1.3.3. Los Sistemas. ....	9

I.1.3.3.1. Definición de Sistema. ....	9
I.1.3.3.2. Introducción a la Teoría General de Sistemas. ....	10
I.1.3.3.3. Definición de Teoría General de Sistemas. ....	10
I.1.3.3.4. Tipos de Sistemas. ....	11
I.1.3.4. Red de Energía Eléctrica. ....	12
I.1.3.4.1. Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica. ....	12
I.1.3.4.2. Clasificación de los Sistemas de Distribución. ....	12
I.1.3.4. Introducción a la Empresa. ....	13
I.1.3.4.1. Definición de Empresa. ....	14
I.1.3.4.2. Clasificación de las Empresas. ....	14
I.1.3.4.3. La Empresa Pública. ....	14
I.1.3.4.4. Objetivos de la Empresa Pública. ....	15
I.1.3.5. ¿Qué es la C.F.E.? ....	15
<b>I.2. Introducción a los índices de calidad de la energía eléctrica. ....</b>	<b>17</b>
I.2.1. Calidad de la onda de la energía eléctrica. ....	18
I.2.2. ¿Qué es Calidad de la Energía Eléctrica? ....	20
I.2.3. Componentes y dimensiones de la calidad de la onda. ....	21
I.2.3.1. Frecuencia, Duración y Alcance. ....	21
I.2.3.2. Evento o Disturbio. ....	21
I.2.3.3. Transitorio. ....	21
I.2.4. Clasificación de los fenómenos de calidad de la energía. ....	23
I.2.5. Tipos de Interrupciones. ....	24
I.2.6. Tipos de Interrupciones del Servicio de electricidad. ....	24
I.2.7. Niveles apropiados para la calidad del servicio. ....	24
I.2.7.1. Índices de Calidad. ....	25
<b>I.3. Continuidad del Suministro de Energía Eléctrica. ....</b>	<b>26</b>
I.3.1. Índices de Continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica. ....	26
I.3.1.1. Índices individuales de usuario del consumo de energía eléctrica. ....	27



I.3.1.2. Índices de Carga Reducida. ....	29
I.3.1.3. Índices de Sistema. ....	32
I.3.1.4. Índices basados en usuarios. ....	33
<b>I.4. Atención Comercial (Atención al Usuario del Consumo de Energía Eléctrica). .</b>	<b>34</b>
<b>I.5. Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. ....</b>	<b>35</b>
I.5.1. Introducción. ....	35
I.5.2. Sistemas de suministro de energía eléctrica. ....	36
I.5.3. Sistemas de generación. ....	36
I.5.4. Sistemas de transmisión. ....	37
I.5.5. Subestaciones. ....	37
I.5.6. Sistemas de distribución. ....	38
I.5.6.1. Niveles de tensión de las redes de distribución. ....	38

## CAPÍTULO II. CONOCIMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE GENERAL Y ESPECÍFICOS DONDE SE DESARROLLARA LA PROPUESTA EN LA C.F.E.

<b>II.1. Ubicación de la Organización de la CFE (Medio Ambiente Temporal). ....</b>	<b>40</b>
<b>II.2. Estructura y Funciones de la Comisión Federal de Electricidad (Medio Ambiente Histórico). ....</b>	<b>42</b>
<b>II.3. ¿Qué es la Comisión Federal de Electricidad? (Medio Ambiente Físico). ....</b>	<b>43</b>
II.3.1. Visión, Misión y Objetivos de la CFE. ....	44
II.3.2. Marco Jurídico de la CFE. ....	45
II.3.3. Valores de la CFE. ....	45
II.3.4. Dirección de Operación de la CFE. ....	46
II.3.5. Subdirección de Distribución de la CFE. ....	47
II.3.5.1. Visión y Misión de la Subdirección de Distribución de la CFE. ...	47

II.3.6. Coordinación de Distribución de la Subdirección de Distribución de la CFE. ....	48
II.3.6.1. Misión de la Coordinación de Distribución de la CFE. ....	48
II.3.7. Gerencia de Operación de Distribución de la CFE. ....	48
II.3.7.1. Misión de la Gerencia de Operación de la CFE. ....	48
II.3.7.2. Planeación Estratégica de la Gerencia de Operación de Distribución de la CFE. ....	49
<b>II.4. Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación. ....</b>	<b>50</b>
II.4.1. Introducción del Sistema Integral de Gestión. ....	50
II.4.2. ¿Qué es el Sistema Integral de Gestión? ....	51
II.4.3. Visión del Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación. ....	51
II.4.4. Misión del Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación. ....	52
II.4.5. ¿Qué es Sistema Multisitio? ....	53
II.4.6. Política del Sistema Integral de Gestión. ....	54
II.4.7. ¿Cuál es el producto de la Dirección de Operación? ....	54
II.4.8. ¿Quién es el cliente de la Dirección de Operación? ....	55
II.4.9. ¿Quiénes son las partes interesadas de la Dirección de Operación? .....	55

## **CAPÍTULO III. ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.**

<b>III.1. Regulación de la energía eléctrica de la CFE. ....</b>	<b>57</b>
III.1.1. Disposiciones Constitucionales de la CFE. ....	57
III.1.2. Principales Ordenamientos Legales de la CFE. ....	58
III.1.3. Aspectos Primordiales de la Prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica. ....	59
 <b>III.2. Introducción a los Índices de Confiabilidad del Servicio de Energía Eléctrica en la CFE. ....</b>	 <b>59</b>

III.2.1. Antecedentes de los Índices de Confiabilidad en la CFE. ....	59
III.2.2. Políticas de los Índices de Confiabilidad en la CFE. ....	60
III.2.2.1. Políticas Generales de los Índices de Confiabilidad en la CFE. .	61
III.2.2.2. Políticas Específicas de los Índices de Confiabilidad en la CFE.	62
III.2.3. Índices de confiabilidad en la CFE. ....	63
<b>III.3. Índices para Evaluar la Confiabilidad del Servicio de Energía Eléctrica en la CFE.</b> .....	63
III.3.1. Evaluación de la Confiabilidad. ....	64
III.3.2. Índices de Confiabilidad. ....	64
III.3.3. Cálculo de los índices. ....	64
III.3.3.1. Cálculo del Índice de la Frecuencia de interrupciones por circuito (FIC). ....	65
III.3.3.2. Cálculo del índice de la Frecuencia de interrupciones por cada 100 km de línea (FIL). ....	67
III.3.3.3. Cálculo del Índice de la Frecuencia de interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU). ....	69
III.3.3.4. Cálculo del Índice del Tiempo de interrupción por usuario (TIU). ....	71
III.3.3.5. Cálculo del Índice de Aportación al tiempo de interrupción por usuario (ATIU). ....	73

## **CAPÍTULO IV. PROPUESTA PARA LA REGULACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA.**

<b>IV.1. Caso práctico de la Metodología aplicando índices de interrupción.</b> .....	80
<b>IV.2. Fase 1. Conocimiento del Medio Ambiente Físico (Diagrama Eléctrico).</b> .....	81
<b>IV.3. Fase 2. Análisis y Diagnóstico de la Situación Actual donde se Aplicara la Propuesta.</b> .....	83
<b>IV.4. Fase 3. Diseño e implementación de los Índices propuestos para la Regulación de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica.</b> .....	87
IV.4.1. Cálculo de los índices de confiabilidad. ....	87

IV.4.1.1. Intensidad de fallas. ....	88
IV.4.1.2. Disponibilidad y tiempo promedio de restauración. ....	90
IV.4.1.3. Determinación de los índices de confiabilidad del sistema (Caso A). ....	91
IV.4.1.4. Evaluación del Costo de Interrupción al Usuario ( <i>UIC</i> ). ....	95
IV.4.1.5. Cálculo del costo de interrupción al usuario para el Caso A. ....	96
IV.4.1.6. Cálculo de los Índices de Confiabilidad para el Caso B. ....	99
IV.4.1.7. Cálculo de los Índices de Confiabilidad para el Caso C. ....	105
<b>IV.5. Fase 4. Resultados de la implementación de la metodología sistémica para la regulación de la energía eléctrica en los sistemas de distribución de la CFE. ....</b>	<b>112</b>
<b>CONCLUSIONES. ....</b>	<b>117</b>
<b>Anexo A.</b> Tablas y gráficas de datos de Generación, Transmisión y Distribución de la CFE. ....	<b>118</b>
<b>Anexo B.</b> Procedimiento para la asignación del tiempo de interrupción por usuario (TIU), entre las entidades que intervienen con sus procesos, durante un disturbio. ....	<b>124</b>
<b>Anexo C.</b> Tablas y gráficas de datos de índices del tiempo de interrupción por usuario en el sistema de distribución de la CFE. ....	<b>153</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS. ....</b>	<b>165</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS.

### CAPÍTULO I. MARCO CONCEPTUAL Y METODOLÓGICO.

Figura I.1. Pirámide conceptual de la estructura general de la propuesta de tesis. ....	4
Figura I.2. Mapa mental de las fases de la metodología empleada para la propuesta de la regulación de la energía eléctrica. ....	5
Figura I.3. Actividades importantes de cada función fundamental de la administración.	7
Figura I.4. Pirámide conceptual representando los principales conceptos de la propuesta de tesis. ....	16
Figura I.5. Forma de onda senoidal. ....	20
Figura I.6. Mapa conceptual. ....	22
Figura I.7. Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico. ....	36

### CAPÍTULO II. CONOCIMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE GENERAL Y ESPECÍFICOS DONDE SE DESARROLLARA LA PROPUESTA EN LA C.F.E.

Figura II.1. Organigrama del Gobierno Federal en México. ....	41
Figura II.2. Cadena de valor con interacción de procesos e identificación de fronteras.	41
Figura II.3. Organigrama de la Comisión Federal de Electricidad. ....	43
Figura II.4. Nuestra Función en la CFE. ....	44
Figura II.5. Diagrama de procesos en la CFE. ....	46
Figura II.6. Organigrama de la Dirección de Operación de la CFE. ....	47
Figura II.7. Diagrama de la Subdirección de Distribución de la CFE. ....	47
Figura II.8. Diagrama de la Coordinación de Distribución de la CFE. ....	48
Figura II.9. Diagrama de la Gerencia de Operación de Distribución de la CFE. ....	49
Figura II.10. Planeación estratégica de la Gerencia de Operación de Distribución de la CFE. ....	50
Figura II.11. Estructura documental del Sistema Integral de Gestión. ....	51
Figura II.12. Objetivos e indicadores del Sistema Integral de Gestión. ....	52
Figura II.13. Aspectos en materia de Calidad, Ambiental, Seguridad y Salud en el Trabajo. ....	53
Figura II.14. Método de 6 pasos para implantación o mejora de sistemas de calidad. .	56

### CAPÍTULO III. ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

Figura III.1. Pirámide conceptual del comité local del TIU. ....	61
Figura III.2. Índices de Confiabilidad aplicados en la CFE. ....	63

### CAPÍTULO IV. PROPUESTA PARA LA REGULACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA.

Figura IV.1. Metodología Sistémica para la aplicación de nuevos índices de la calidad del servicio de la energía eléctrica. ....	81
Figura IV.2. Conocimiento del medio ambiente físico del sistema de distribución de prueba. ....	82
Figura IV.3. Sistema de distribución de prueba. ....	84
Figura IV.4. Sistema de distribución para el caso A. ....	88
Figura IV.5. Sistema de distribución Caso B. ....	100
Figura IV.6. Sistema de distribución para el Caso C. ....	106

### ANEXO A. TABLAS Y GRÁFICAS DE DATOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA CFE.

Figura 1. Capacidad efectiva instalada de Generación en la CFE. ....	119
Figura 2. Generación por fuente en la CFE. ....	119
Figura 3.Regiones de Generación de Energía en la CFE. ....	120
Figura 4. Regiones de Transmisión de Energía en la CFE. ....	121
Figura .5. Regiones de Distribución de Energía en la CFE. ....	123

## ÍNDICE DE TABLAS.

### CAPÍTULO I. MARCO CONCEPTUAL Y METODOLÓGICO.

Tabla I.1 Clasificación de perturbaciones. ....	19
Tabla I.2 Fenómenos causados por disturbios electromagnéticos. ....	23

### CAPÍTULO II. CONOCIMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE GENERAL Y ESPECÍFICOS DONDE SE DESARROLLARA LA PROPUESTA EN LA C.F.E.

#### CAPÍTULO III. CONOCIMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE GENERAL Y ESPECÍFICOS DONDE SE DESARROLLARA LA PROPUESTA EN LA C.F.E.

Tabla III. 1 (a), Resumen de las ecuaciones de índices aplicadas actualmente en distribución de la gerencia de operación de la CFE a nivel Ciudad. ....	76
Tabla III. 1 (b), Resumen de las ecuaciones de índices aplicadas actualmente en distribución de la gerencia de operación de la CFE a nivel Zona. ....	77
Tabla III. 1 (c), Resumen de las ecuaciones de índices aplicadas actualmente en distribución de la gerencia de operación de la CFE a nivel División. ....	78

#### CAPÍTULO IV. PROPUESTA PARA LA REGULACIÓN DE LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

Tabla IV.1 Datos de alimentadores. ....	84
Tabla IV.2 Tipo de número de consumidores y cargas. ....	85
Tabla IV.3. Componentes del sistema de distribución. ....	85
Tabla IV.4. Índices básicos de confiabilidad de los puntos de utilización del alimentador F1, para el sistema del Caso A. ....	92
Tabla IV.5. Índices de confiabilidad del sistema para el Caso A. ....	94
Tabla IV.6. Costo de interrupción estimado por sector. ....	95
Tabla IV.7. Índices básicos del punto de carga LP4. ....	96
Tabla IV.8. Cálculo del índice UIC para el punto de carga LP4, Caso A. ....	97
Tabla IV.9. Índice UIC para los puntos del sistema del Caso A. ....	99
Tabla IV.10. Para el alimentador F1, se muestran los índices básicos que se tiene en los puntos de alimentación. ....	101

Tabla IV.11. Índices de confiabilidad del sistema, Caso B. ....	102
Tabla IV.12. Cálculo del índice UIC para el punto de carga LP4, Caso B. ....	103
Tabla IV.13. Beneficio económico por la implantación del suministro alterno. ....	104
Tabla IV.14. Beneficio económico en el presente con tasas de interés del 5, 10 y 15%. ....	105
Tabla IV.15. Índices básicos del alimentador F1, Caso C. ....	107
Tabla IV.16. Índices de confiabilidad del sistema, Caso C. ....	108
Tabla IV.17. Cálculo del índice UIC para el punto de carga LP, Caso C. ....	109
Tabla IV.18. Beneficio económico por la utilización de restauradores en las secciones 30 y 41 del primario principal. ....	110
Tabla IV.19. Beneficio económico en el presente con tasas de interés del 5, 10 y 15%. ....	111

#### **ANEXO A. TABLAS Y GRÁFICAS DE DATOS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE LA CFE.**

Tabla 1. Capacidad efectiva instalada de Generación en la CFE. ....	120
Tabla 2. Datos de Transmisión de Electricidad en la CFE. ....	121
Tabla 3. Datos de Subtransmisión y Distribución de Electricidad en la CFE. ....	122



## GLOSARIO DE TÉRMINOS, ABREVIATURAS O SIGLAS.

**Aislamiento.** Separación de una sección de un sistema de influencias indeseadas de otras secciones.

**Amplificación de tensión.** La amplificación de un transitorio oscilatorio de tensión por conexión de capacitores se da en el lado primario por capacitores y en el lado secundario por un transformador.

**Bajo tensión.** Usado para describir una variación de larga duración, se refiere a medidas de tensión que tienen valores de más de 10% abajo del valor nominal de tensión por un periodo mayor a un minuto.

**CFE.** Comisión Federal de Electricidad.

**Clima riguroso.** El clima es considerado riguroso cuando las diferencias de temperatura entre invierno y verano son enormes, así mismo con el día y la noche, los veranos son calientes y los inviernos son muy fríos, siempre hay heladas en invierno, por lo general lluvias escasas.

**Disponibilidad.** La fracción de tiempo en que el servicio está disponible. Esta definición es equivalente a la probabilidad de que la potencia será suministrada.

**Distorsión.** Cualquier distorsión de la forma de onda senoidal de corriente alterna.

**Distorsión armónica.** Deformación periódica de la onda senoidal. Ver distorsión y distorsión armónica total (THD).

**Distorsión armónica total.** Relación de la raíz media cuadrática de el armónico contenido y el valor de la raíz media cuadrática de la cantidad fundamental, expresado en por ciento de la fundamental.

**Distorsión de la forma de onda.** Desviación en estado estable de una onda ideal senoidal a frecuencia del sistema, principalmente caracterizada por el contenido espectral de la desviación.

**Distorsión de la corriente.** Distorsión de la corriente alterna. Ver distorsión.

**Distorsión de Tensión.** Distorsión del tensión de línea en corriente alterna.

**Duración.** Es el lapso de tiempo total de una interrupción o fuera de servicio (por lo general de cinco, dos o un minuto de duración).

**Duración de la interrupción.** Va desde el instante en el que ocurre el cese de potencia hasta que el servicio es restaurado.

**Falla.** Generalmente se refiere a un corto circuito en el sistema de potencia.

**Frecuencia.** Qué tan a menudo ocurren las interrupciones o fueros de servicio. Es decir, el número de ocasiones en que ocurre una falla durante el periodo de tiempo analizado.

**Frecuencia de interrupción.** Valor promedio de tiempos de interrupción del servicio que puede esperarse durante algún periodo de tiempo dado, a intervalos de un año.

**Fuera de servicio forzado.** Causado por condiciones de emergencia, que requiere que un elemento o componente del sistema, sacándolo del servicio inmediatamente.

**Fuera de servicio parcial.** Estado de un elemento del sistema en el que su capacidad para desarrollar o ejecutar su función, se reduce pero no se elimina completamente.

**Fuera de Servicio Forzado Permanente.** Componente que queda fuera de servicio y que, por la causa que lo originaron, no puede ser inmediatamente restablecido, corrigiéndola para eliminar el riesgo de falla, o que el componente afectado, debe repararse o reemplazarse antes de ponerlo en servicio.

**Fuera de servicio programado.** Un elemento es sacado deliberadamente por un tiempo predeterminado del sistema, utilizándolos para programas de mantenimiento preventivo y/o correctivo, reparación o propósitos de construcción.

**Fuera de servicio transitorio forzado.** Componente que queda fuera de servicio, cuya causa es restablecida inmediatamente de modo que el componente afectado puede ser restaurado y puesto en servicio.

**Impulso.** Un pulso, que dada su aplicación, cuando se usa en relación a el monitoreo de la calidad de la energía, se prefiere usar el término de impulso transitorio en lugar de impulso.

**Intensidad de fallas.** El número de fallas de un componente o unidad del sistema en un intervalo de tiempo (generalmente un año) del periodo de estudio.

**Interrupción.** Cese del servicio a uno o más usuarios y elementos del sistema que se encuentran fuera de servicio. Siendo la potencia utilizada en el momento o no.

**Interrupción instantánea.** Interrupción que dura en el equipo automático, llevando la liberación de un disturbio o un cese de servicio eléctrico.

**Interrupción programada.** Debida a un corte de energía planeado, resultado de políticas de suministro o de mantenimiento, los usuarios son informados de antemano.

**Interrupción forzada.** Fuera de servicio forzado.

**Interrupción momentánea.** Un tipo de variación de corta duración. La pérdida completa de tensión (< 0.1 p.u.) en una o más fases por un periodo de tiempo entre 30 ciclos y 3 segundos.

**Interrupción temporal.** Un tipo de variación de corta duración. La pérdida completa de tensión (< 0.1 p.u.) en una o fases por un periodo de tiempo entre 3 segundos y 1 minuto.

**Interrupción sostenida.** Un tipo de variación de duración larga. La pérdida completa de tensión (< 0.1 p.u.) en una o más fases por un tiempo mayor a 1 minuto.

**Interrupción de Tensión.** Desaparición del tensión en una o más fases. Usualmente acompañado del término que indica la duración de la interrupción (Momentánea, Temporal o Sostenida).

**Instantáneo.** Cuando es usado para cuantificar la duración de una variación de parámetros, se refiere a un rango de tiempo de uno y medio ciclo a 30 ciclos de la frecuencia del sistema.

**Momentáneo.** Cuando es usado para cuantificar la duración de una variación de corta duración como un modificador, se refiere a un rango de tiempo de la frecuencia de 30 ciclos a 3 segundos.

**Regulación de Tensión.** El grado de control o estabilidad del tensión rms en la carga. Esta se relaciona con otros parámetros como: cambios de tensión de entrada, cambios de carga o cambios de temperatura.

**Restauración.** Es el retorno del servicio eléctrico después de una interrupción, ya sea debido al restablecimiento de un elemento en fuera de servicio que ocasionaba la interrupción o el recierre de una fuente suministradora.

**Ruido.** Señales eléctricas no deseadas las cuales producen efectos indeseados en los sistemas de control. ("sistemas de control" tiene la intención de incluir equipo electrónico sensible en su totalidad o en parte).

**Sag.** Es un decremento de entre 0.1 y 0.9 p.u. en tensión o corriente *rms* a frecuencia del sistema, por una duración de 0.5 ciclos a un minuto.

**Servicio.** Suministro de potencia eléctrica en calidad y cantidad suficiente para satisfacer la demanda del consumidor.

**Sobretensión.** Se usa este término para describir una variación de larga duración, se refiere a un valor de tensión mayor al valor nominal hasta un 10% por un periodo de tiempo mayor a 1 minuto.

**Swell.** Es un incremento temporal del valor *rms* de tensión de más de 10% del tensión nominal a frecuencia del sistema, para duraciones entre medio ciclo y un minuto.

**Temporal.** Usado para cuantificar una variación de corta duración, se refiere a un rango entre 3 segundos y un minuto.

**Tensión nominal ( $V_n$ ).** Un valor nominal asignado a un circuito o sistema para designar convenientemente su clase de tensión.

**Tiempo de reparación.** Es el tiempo requerido para reparar un componente o unidad del sistema en fuera de servicio y devolverlo a su servicio normal.

**Tiempo de restauración.** Es el tiempo requerido para devolver el servicio a un usuario o a la porción del sistema que tuvo una interrupción de suministro, mediante una configuración temporal (aunque no esté completamente reparada la falla), es decir, el servicio puede ser restaurado pero por vías alternas, aunque la falla aún permanezca.

**Transitorio.** Designación a un fenómeno o cantidad que varía entre dos estados estables consecutivos, durante un intervalo de tiempo corto comparado con la escala de tiempo de interés.

Un transitorio puede ser un impulso unidireccional o de ambas polaridades o una onda oscilatoria con el primer pico ocurriendo en alguna polaridad.

**Transitorios de impulso.** Un repentino cambio de la frecuencia en las condiciones de estado estable de tensión o corriente o ambos, que es de polaridad unidireccional. (Positivo o negativo).

**Transitorio oscilatorio.** Disturbio que no es a la frecuencia del sistema en condición de estado estable para corrientes o tensiones ambos con polaridad positiva o negativa.

**Variación de corta duración.** Es una variación del valor rms de tensión con respecto al valor de la tensión nominal para un tiempo mayor que medio ciclo a la frecuencia del sistema pero menor o igual a un minuto.

**Variación de larga duración.** Una variación del valor rms de la tensión nominal por un tiempo mayor a un minuto. Usualmente descrita usando un modificador indicando la magnitud de la variación de tensión.

**Variación de la frecuencia.** Un incremento o decremento en la frecuencia del sistema de potencia. La duración de la variación de la frecuencia puede mantenerse por muchos ciclos o incluso horas.

## INTRODUCCIÓN.

El 27 de septiembre de 1960 el Presidente Adolfo López Mateos, nacionaliza la industria eléctrica, se adhirió al párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos lo siguiente:

***"Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares, y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines".***

Las necesidades del consumo de energía de los usuarios evolucionan, las empresas e industrias, en su conjunto, están más orientadas al individuo que está acostumbrado a una atención más personalizada y de mayor calidad. Los niveles de calidad del servicio eléctrico, ya existentes en otros ámbitos, se están empezando a exigir poco a poco, sobre todo en los servicios regulados que tienen cierto retraso debido a su carácter de monopolio.

Los equipos eléctricos conectados a la red eléctrica han evolucionado, gradualmente aparecen nuevos equipos que son más sensibles a los problemas de calidad en el suministro eléctrico. Por defectos en el suministro de energía eléctrica son afectados fácilmente en su correcto y adecuado funcionamiento.

En la actualidad se destinan más recursos a los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica que a los sistemas de distribución. La razón es sencilla, un fallo en la generación o transmisión de energía eléctrica ocasionan graves consecuencias para el usuario, ya que el área de suministro de electricidad, que suele ser un área muy grande, se ve afectada; en cambio, las redes de distribución son relativamente sencillas y un fallo en las mismas no afecta a gran número de usuarios. Se sabe que la mayoría de los problemas de calidad son debidos a fallos en la red de distribución.

Existen varios aspectos para regular la calidad del servicio como: los actores (los clientes, las compañías eléctricas y el regulador) que intervienen con su responsabilidad e intereses particulares y el costo asociado a la calidad del servicio eléctrico, el cual se pueden dividir en:

- El costo de inversiones y operación para obtener un determinado nivel de calidad.
- El costo para los clientes por la falta de calidad, que debe medirse de forma confiable y objetiva mediante índices.

Es importante que la calidad del servicio deba integrarse en el marco remuneratorio existente de las compañías eléctricas, sin olvidar que la calidad del servicio forma parte del costo de suministro de electricidad, mejorando los costos de las tarifas eléctricas, de acuerdo con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público quien autoriza el ajuste y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica.

Este trabajo de tesis está dividido en cuatro capítulos, en ellos se describe el desarrollo, los resultados obtenidos, las conclusiones y recomendaciones.

En el **Capítulo I** se describen: las metodologías sistémicas empleadas para la aplicación de la propuesta de la regulación de la energía eléctrica en los sistemas de distribución de energía en la CFE, los conceptos básicos de calidad del servicio y calidad de la energía. Se recogen las características y propiedades de la calidad del servicio y los índices que suelen utilizarse para medirla. La calidad del servicio se divide en sus tres aspectos básicos, la continuidad del servicio, la calidad de la onda y la calidad de la atención comercial, que engloba el resto de los aspectos relacionados con el negocio del suministro de electricidad. Así mismo, se describen los índices utilizados para cuantificar los aspectos importantes de la calidad.

En el **Capítulo II** se presenta la ubicación del medio ambiente temporal y físico, donde se desarrolla la propuesta metodológica sistémica, describiéndose la definición de la CFE, su estructura, funciones, misión, visión, objetivos, valores, marco jurídico y la descripción de la Subdirección de Distribución de la CFE, mencionando todos y cada uno de los departamentos que conforman a la Dirección de Operación y la Gerencia de Distribución donde se aplicara la propuesta descrita en el Capítulo I.

En el **Capítulo III** se presenta el análisis y diagnóstico de la situación actual de los sistemas de distribución de la CFE, sus disposiciones Constitucionales de los artículos 25 y 27 de nuestra carta magna, sus principales ordenamientos legales, los aspectos primordiales de la prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica, se muestran los datos de generación, transmisión y distribución, se describen los índices de confiabilidad que se aplican y los datos de los índices obtenidos en la empresa al cierre del 2007.

En el **Capítulo IV** se aplica un caso práctico de la metodología sistémica, conformada de cuatro fases, para determinar la calidad del servicio público en la CFE, utilizando índices de confiabilidad sugeridos, por lo que se analizó el diagrama eléctrico de un sistema de distribución de la Ciudad de México en el Distrito Federal (figura **IV.1**), donde se aplicó la metodología sistémica, teniendo una carga pico de 20MW y asumiendo que los fusibles, seccionalizadores y el suministro alterno fueron 100% confiables. Los usuarios eran residenciales, pequeña industria, gobierno y comercial.



## JUSTIFICACIÓN.

En la actualidad se debe contar con una buena calidad del servicio eléctrico, razón que da origen al presente estudio, debido a que:

- El equipo conectado a la red eléctrica actualmente es más sensible a las variaciones de la calidad de la energía que el equipo conectado en el pasado. Los nuevos equipos contienen controles basados en microprocesadores y dispositivos de electrónica de potencia que son sensibles a muchos tipos de disturbios.
- Se tiene un incremento en la aplicación de dispositivos de alta eficiencia para reducir pérdidas de energía eléctrica en los sistemas de distribución de la CFE; lo que provoca un aumento en los niveles de armónicas en el sistema eléctrico nacional.
- Existe la advertencia de problemas de calidad por los usuarios finales. Las compañías suministradoras de energía eléctrica se están informando y aplicando metodologías que les ayuden a resolver los conflictos y exigiéndose a mejorar la calidad de la energía que entregan.

No existe una metodología sistémica para la integración de los resultados de las trece divisiones de distribución que integran a la CFE en el análisis de la calidad del servicio eléctrico, además no se cuenta con las herramientas que permita a la compañía suministradora operar en el nuevo entorno regulativo.

Dentro de la red del sistema de distribución de energía eléctrica no se ha llevado a cabo un análisis de los elementos que la componen con las características que afecten a la calidad del servicio, tales como su número de fallas y el costo de interrupción por usuario, desde las fuentes de alimentación hasta los sistemas de distribución para el consumo del usuario final.

Existen sistemas de información que permiten el análisis de un solo índice de confiabilidad, que es el índice de Costos de Interrupción al Usuario, sin embargo no se integran otros índices aplicables a la gestión de la red de distribución de la CFE.

## OBJETIVOS.

### General.

Desarrollar una propuesta sistémica para mejorar el sistema de calidad del servicio de la energía eléctrica en el sistema de distribución de la Comisión Federal de Electricidad, aplicando técnicas y herramientas con un enfoque sistémico y sistemático.

### Específicos.

- Conocer los aspectos teóricos de la calidad del servicio y los índices aplicados en el sistema de distribución de la CFE para analizar cada uno de ellos.
- Identificar las necesidades y problemas de la calidad del servicio de energía eléctrica en el sistema de distribución de la CFE para desarrollar una propuesta sistémica.
- Estudiar la evolución de la calidad del servicio para conocer los nuevos entornos regulativos de los sistemas de energía eléctrica.
- Proponer una metodología sistémica para mejorar la calidad del servicio eléctrico, aplicando técnicas y herramientas que trabajen con los índices de interrupción de la energía.

# **CAPÍTULO I.**

Iniciando con el **Capítulo I** se describe: las metodologías sistémicas empleadas para la aplicación de la propuesta de la regulación de la energía eléctrica en los sistemas de distribución de la CFE, así como la descripción de los conceptos básicos de la calidad del servicio, la cual se divide en tres aspectos importantes: la continuidad del servicio, la calidad de la onda y la calidad de atención comercial (atención al cliente), que engloba todo el resto de los aspectos relacionados con el negocio del suministro de electricidad; también se describen los índices utilizados para cuantificar los aspectos importantes de la calidad del servicio de energía eléctrica.

## **MARCO CONCEPTUAL Y METODOLÓGICO.**

### **I.1 METODOLOGÍAS SISTÉMICAS EMPLEADAS PARA LA PROPUESTA DE LA REGULACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.**

#### **I.1.1. Definición de Metodología**

La definición de Metodología es un conjunto de pasos sistemáticos que permiten efectuar el control y la medición de la actuación de un objetivo, problema u oportunidad.

La Metodología nos permite controlar los pasos de actividades complicadas y evita incidir en errores. También nos brinda un plano más amplio y decisivo para el desarrollo de los objetivos que se tienen planeados; de acuerdo al grado de complejidad con que se planea implementar.

En base a los resultados se dará una solución con las técnicas y herramientas más adecuadas para resolver la problemática.

### I.1.2. Metodología de Sistemas Suaves de Peter Checkland.

Peter Checkland, realizó una investigación sobre la aplicación del pensamiento de sistemas duros a sistemas de tipo administrativo y social, surgió la Metodología de Sistemas Suaves (conocida como SSM por Soft System Metodology) [Checkland, 1993]. Basada en el paradigma del aprendizaje, asumiendo la realidad como constantemente reconstruida en un proceso social de negociación, partiendo del hecho de que una organización no existe como un ente independiente y del sentido desarrollado por un grupo de personas comprometidas en un diálogo.

La Metodología de Sistemas Suaves trabaja las diferentes percepciones de una situación, definiendo un proceso sistémico de aprendizaje, en el que los diferentes puntos de vista son discutidos y examinados para definir acciones orientadas a su mejoramiento.

- a) El análisis, cuando aplicamos la Metodología de Sistemas Suaves, debe consistir en la construcción de una imagen, lo más rica posible, de la situación problema.
- b) Identificar siete etapas o pasos en la Metodología de Sistemas Suaves:

1). Investigación del área del problema, identificando ¿quiénes son los actores claves? ¿Cómo funciona actualmente?

2). Representar la situación del problema mediante diagramas “visiones enriquecidas”, donde se muestren:

• Estructuras.	• Hechos de la organización que son relevantes para la definición del problema.
• Procesos.	• Clima de la situación: relación entre estructura y proceso.

3). Producir una definición raíz o todas las que puedan ser útiles para el análisis, cada una correspondiente a una visión de la situación. Se expresa una función central de un sistema de actividad humana. Es una hipótesis, según la cual, la situación problema puede ser mejorada mediante una propuesta de cambios que tanto el analista como el propietario del sistema, han determinado como viables y deseables.

4). Construir el modelo conceptual correspondiente, permitiendo llevar a cabo el sistema de actividad, especificado en la definición raíz. Se describen las 3 actividades que el sistema debe hacer.

5). Comparar los modelos conceptuales con el mundo real, esto es, el modelo construido en el paso 2) se compara con el construido en el paso 4). Esta comparación debe realizarse con la participación de los interesados en la situación problema, para generar debates acerca de los posibles cambios que pueden aliviar la condición del problema.

Las preguntas estratégicas que pueden hacerse en este paso son: ¿Por qué hacer esto, en lugar de hacer esto otro?, comparando la realidad actual con el modelo conceptual.

6). Identificar cambios factibles y deseables. Por tratarse de sistemas suaves, pocas veces los cambios a realizar consistirán en la creación y habilitación de un sistema. En lugar de ello, los posibles cambios serán de tres tipos:

- En estructura.
- En procedimiento.
- En “actitudes”.

7). Definir acciones para llevar a cabo los cambios identificados en la etapa 6).

Por lo anterior, el desarrollo de la metodología “Propuesta para la Regulación de la Calidad del Servicio en los Sistemas de Distribución de la CFE” permitirá contar con un control de disciplinas y antecedentes de los procesos de implantación y resolución de la problemática.

### **I.1.3. Metodología LGS Aplicada en la Propuesta.**

Para el desarrollo de este proyecto de tesis, se emplea una metodología más básica [Galindo, 2005] que consta de lo siguiente:

- Fase 1. Conocimiento del Medio Ambiente General y Específico.
- Fase 2. Análisis y Diagnóstico de la situación actual.
- Fase 3. Diseño e implementación de la propuesta para la Regulación de calidad del servicio.

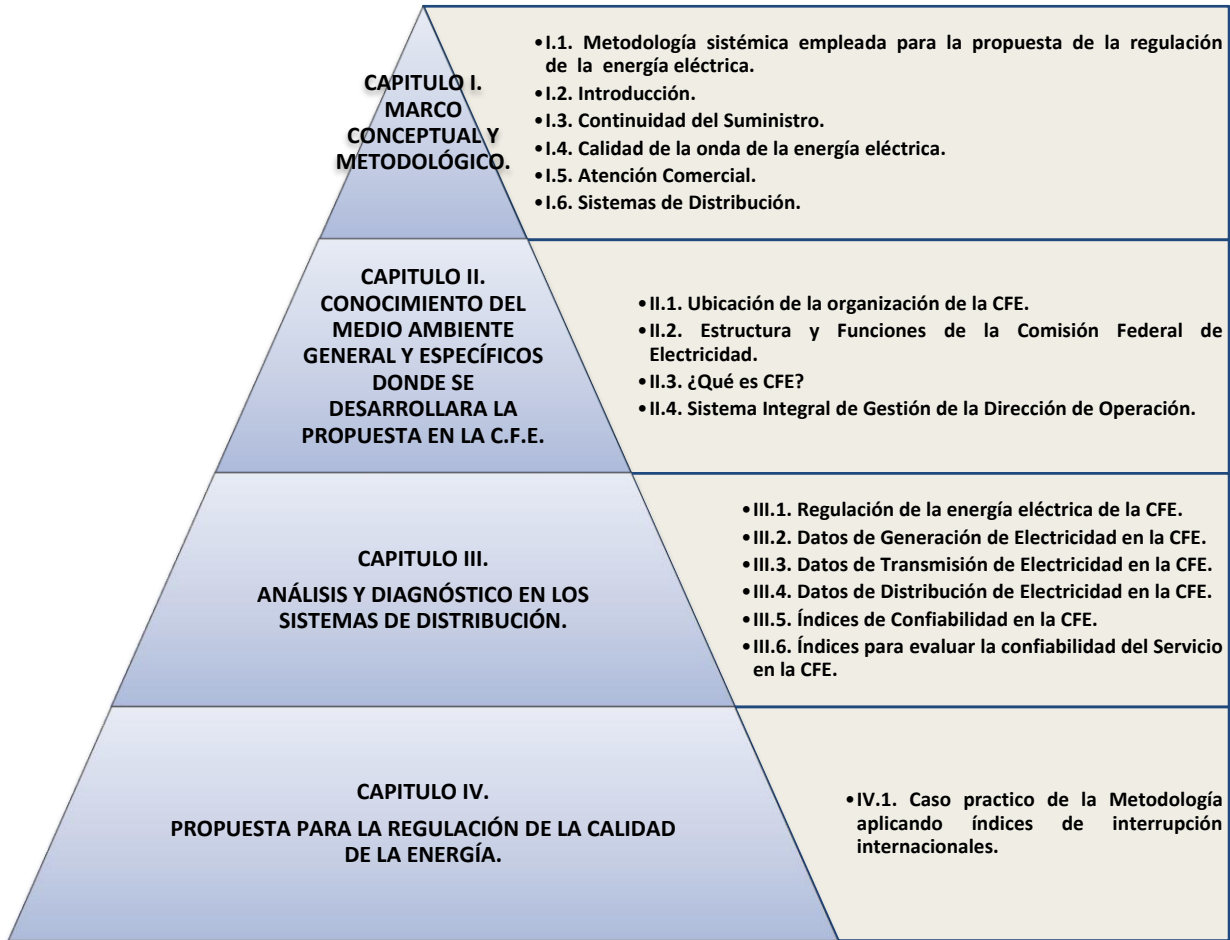


Figura I.1. Pirámide conceptual de la estructura general de la propuesta de tesis.

En la figura I.1 se muestra la pirámide conceptual [Galindo, 2005], donde podemos identificar los elementos conceptuales del proyecto, de tal manera que se pueden proponer opciones viables que mejoren o modifiquen la Metodología.

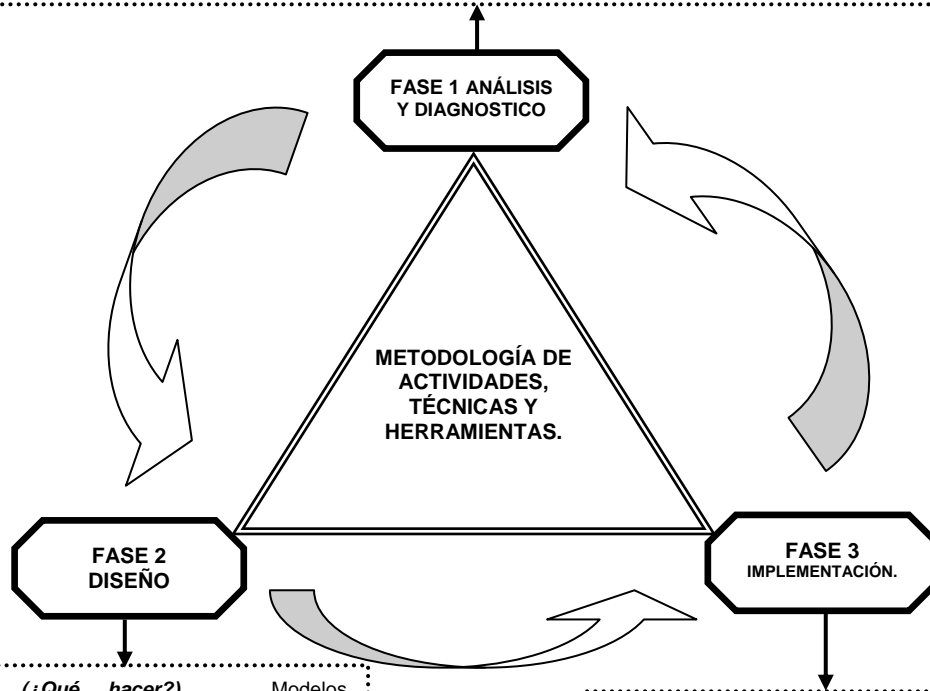
En la Figura I.2 se muestra un mapa mental de la tabla metodológica, como apoyo a la solución integral para el desarrollo de sistemas empleada para la propuesta de la regulación de la energía eléctrica [Galindo, 2008].

**Actividad (¿Qué hacer?).** Identificación y análisis de la problemática actual en donde, no se cuenta con una propuesta metodológica de la implementación de otros índices para la regulación del servicio en los sistemas de distribución en la CFE.

**Técnica (¿Cómo hacer?).** Observación, recopilación de datos, entrevistas con usuarios y personal de la compañía suministradora, que tienen instalados equipos de medición de la calidad de la energía eléctrica.

**Herramienta (¿Con que hacer?).** Programas de recopilación de datos por medio de medidores y de la aplicación de software para dichos medidores, procesador de palabras, aplicación de índices internacionales.

**Objetivos (¿Qué obtener?).** Definición de proyecto de tesis, conocer la problemática que requiere apoyo para mejora la calidad del servicio de energía y proporcionar la solución.



**Actividad (¿Qué hacer?).** Modelos conceptuales de las definiciones, Modelos conceptuales de los sistemas pertinentes, la Comparación de los modelos conceptuales con la realidad y la Definición de cambios deseables y factibles.

**Técnica (¿Cómo hacer?).** Observación de la instalación de medidores de la calidad de la energía, conectar y programar por el personal técnico especializado.

**Herramienta (¿Con que hacer?).** Herramienta, Medidores Multifunción, Computadoras personales y software de programación.

**Objetivos (¿Qué obtener?).** Diseñar y elaborar la metodología que cumpla con los requerimientos para la puesta en operación del equipo y Distribución, Programación e instalación del equipo.

**Actividad (¿Qué hacer?).** Mejoramiento de la situación del problema actual.

**Técnica (¿Cómo hacer?).** Observación, de la instalación y conexión de equipos de medición de calidad de la energía y programar dichos equipos y programarlos por el personal técnico especializado de la CFE.

**Herramienta (¿Con que hacer?).** Equipos de medición de la calidad del servicio, conectores, computadoras portátiles, software de programación.

**Objetivos (¿Qué obtener?).** Puesta en Operación de la propuesta de regulación de la calidad del servicio eléctrico.

Figura I.2. Mapa mental de las fases de la metodología empleada para la propuesta de la regulación de la energía eléctrica.

### I.1.3.1. La Administración.

#### I.1.3.1.1. Significado Etimológico de Administración.

Definición etimológica. La palabra “Administración”, se forma del prefijo “ad” hacia, y de “ministratio”. Esta última palabra viene a su vez de “minister”, vocablo compuesto de “minus”, comparativo de inferioridad, y del sufijo “ter”, que sirve como término de comparación.

La etimología de minister, es pues diametralmente opuesta a la de “magíster”: de “magis”, comparativo de superioridad, y de “ter”.

Si pues “magíster” (magistrado), indica una función de preeminencia o autoridad – el que ordena o dirige a otros en una función - , “minister” expresa precisamente lo contrario: subordinación u obediencia; el realizar una función bajo el mando de otro; de un servicio que se presta. Servicio y subordinación, son pues los elementos principales obtenidos.

Una propuesta de la definición: ***es el conjunto sistemático de reglas para lograr la máxima eficiencia en las formas de estructurar y manejar un organismo social.***

#### I.1.3.1.2. Funciones del Proceso Administrativo.

Durante la ***planeación*** se decide el qué, quién, cómo, cuándo y por qué se hará el proyecto. Las tareas importantes de la planeación son determinar el status actual de la organización, pronosticar a futuro, determinar los recursos que se necesitarán, revisar y ajustar el plan de acuerdo con los resultados de control y coordinar durante todo el proceso de planeación.

La ***organización*** realiza actividades en grupo, de asignación y asesoramiento, y proporciona la autoridad necesaria para llevar a cabo las actividades. Dentro de esta etapa se identifica, define y divide el trabajo a realizar, se agrupan y definen los puestos, se proporcionan los recursos necesarios y se asignan los grados de autoridad.

El siguiente paso es la ***ejecución***, la cual sirve para conducir el comportamiento humano hacia las metas establecidas. Aquí se comunican y explican los objetivos a los subordinados, se asignan estándares, se entrena y guía a los subordinados para llegar a los estándares requeridos, se recompensa el rendimiento y se mantiene un ambiente motivacional.



Por último se encuentra el **control**, que se encarga de medir el rendimiento obtenido con relación a las metas fijadas. En caso de haber desviaciones, se determinan las causas y se corrige lo que sea necesario. En la figura I.3 se observa el proceso administrativo y sus actividades importantes de cada función.

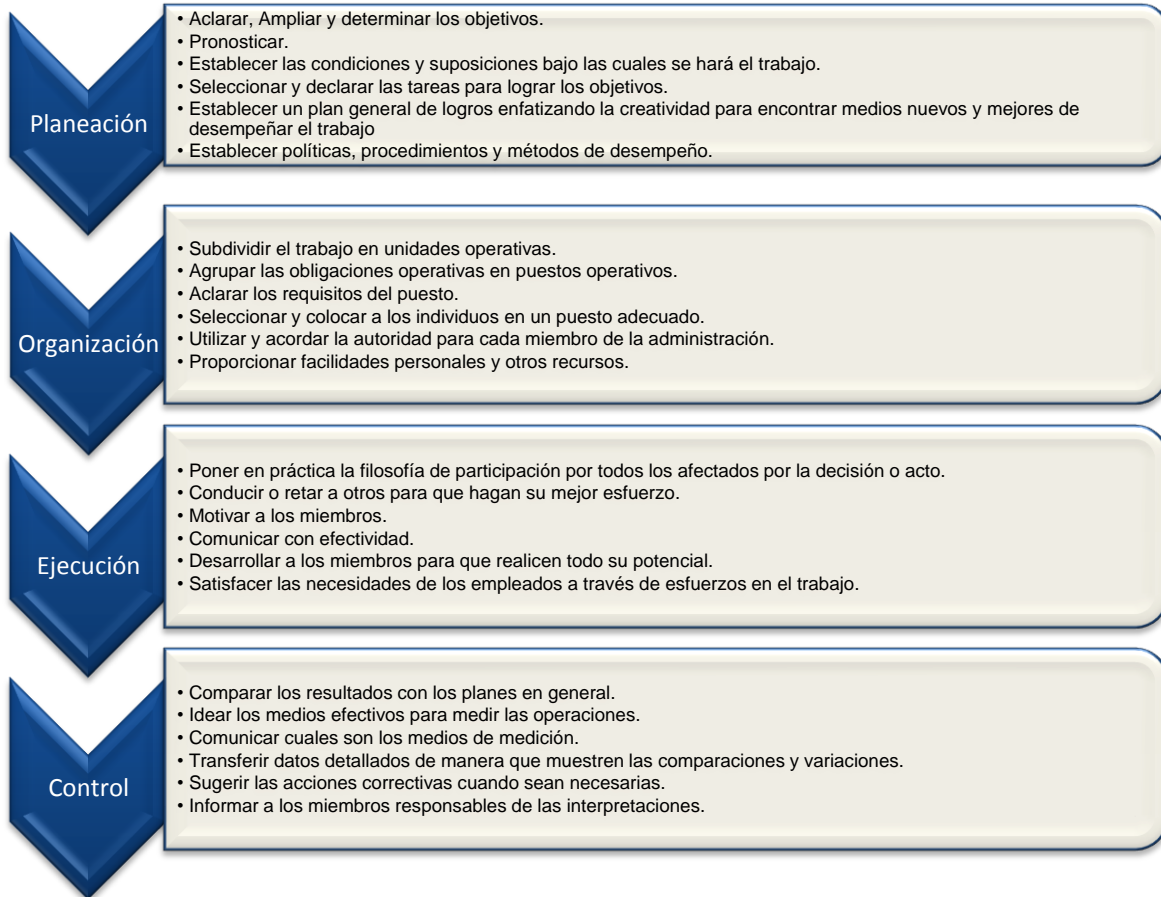


Figura I.3. Actividades importantes de cada función fundamental de la administración.

### I.1.3.2. Introducción a la Calidad.

La Calidad es una propiedad inherente de cualquier cosa que permite que esta sea comparada con cualquier otra de su misma especie, se aplica en las Organizaciones, generalmente mediante una inversión significativa, para estandarizar y mejorar continuamente sus procesos y con el objetivo de obtener por un lado productos y servicios estandarizados, uniformes, estables y confiables, que satisfagan en forma continua al cliente para el cual están diseñados, y por otro lado lograr productividad, competitividad, seguridad, replicabilidad y globalización de las actividades, operaciones, productos y servicios de una organización.

### **I.1.3.2.1. Definiciones de Calidad.**

La palabra calidad se puede definir como el conjunto de propiedades inherentes a un objeto que le confiere capacidad para satisfacer necesidades implícitas o explícitas. Se define en el contexto que se esté considerando, por ejemplo, la calidad del servicio postal, del servicio dental, del producto de vida, etc.

Definición etimológica: Kalos (griego): Bueno, hermoso, apto, favorable Qualitatem (latín): Propiedad.

Otras definiciones de organizaciones reconocidas y expertos del mundo de la calidad son:

- Definición de la norma ISO 9000: *“Calidad: grado en el que un conjunto de características inherentes cumple con los requisitos”*.
- Real Academia de la Lengua Española: *“Propiedad o conjunto de propiedades inherentes a una cosa que permiten apreciarla como igual, mejor o peor que las restantes de su especie”*.
- Philip Crosby: *“Calidad es el cumplimiento de requisitos”*.
- Joseph Juran: *“Calidad es adecuación al uso del cliente”*.
- Armand V. Feigenbaum: *“Satisfacción de las expectativas del cliente”*.
- Genichi Taguchi: *“Calidad es la menor pérdida posible para la sociedad”*.
- William Edwards Deming: *“Calidad es satisfacción del cliente”*.

### **I.1.3.2.2. Parámetros de la Calidad.**

- Calidad de diseño: es el grado en el que un producto o servicio se ve reflejado en su diseño.
- Calidad de conformidad: Es el grado de fidelidad con el que es reproducido un producto o servicio respecto a su diseño.
- Calidad de uso: el producto ha de ser fácil de usar, seguro y fiable.
- El cliente es el nuevo objetivo: las nuevas teorías sitúan al cliente como parte activa de la calificación de la calidad de un producto, intentando crear un estándar en base al punto subjetivo de un cliente. La calidad de un producto no se va a determinar solamente por parámetros puramente objetivos sino incluyendo las opiniones de un cliente que usa determinado producto o servicio.

### **I.1.3.2.3. El servicio de Calidad al Cliente.**

Es el conjunto de prestaciones que el cliente espera del servicio, además del producto básico. Para dar el mejor servicio se debe considerar el conjunto de prestaciones que el cliente quiere:

- El valor añadido al producto.
- El servicio en sí.
- La experiencia del negocio.
- La prestación que otorga al cliente.

### **I.1.3.2.4. Necesidades Básicas del Cliente.**

Las principales necesidades básicas de un cliente son:

- Ser comprendido.
- Sentirse bienvenido.
- Sentirse importante.
- Sentir comodidad.
- Sentir confianza.
- Sentirse escuchado.

### **I.1.3.2.5. El Servicio de Atención al Cliente.**

Para poder realizar una adecuada atención al cliente se debe:

- Identificar quienes son los clientes.
- Agruparlos en distintos tipos.
- Identificar las **necesidades** de los clientes.

## **I.1.3.3. Los Sistemas.**

### **I.1.3.3.1. Definición de Sistema.**

Del latín *systema*, un sistema es un módulo ordenado de elementos que se encuentran interrelacionados y que interactúan entre sí. El concepto se utiliza tanto para definir a un conjunto de conceptos como a objetos reales dotados de organización.

Por lo tanto es un esquema organizado, formando un todo, en el que cada una de sus partes está conjuntada a través de una ordenación lógica, que encadena sus actos a un fin común. También es un conjunto o arreglos de cosas conectadas o interdependientes, para formar una unidad compleja, un entero compuesto de partes dispuestas con orden y de acuerdo a algún esquema o plan, es decir un arreglo ordenado y comprensivo de hechos y principios, doctrinas y cuestiones similares, en un campo particular del conocimiento o pensamiento.

#### **I.1.3.3.2. Introducción a la Teoría General de Sistemas.**

Surge de las investigaciones del alemán Ludwig Von Bertalanffy, mismas que se publicaron entre los años 1950 y 1968. La TGS no busca la solución directa de situaciones problema o el intento de generar soluciones prácticas, lo que busca es generar teorías y modelos conceptuales que pueden crear condiciones de fácil aplicación dentro de la realidad empírica.

La búsqueda del entendimiento y el estudio de realidades complejas, en las cuales el todo es notoriamente más que la suma de las partes (sinergia), obliga a ir más allá de un simple análisis tradicional basado en el estudio de manera aislada de las diferentes partes que conforman un sistema. El enfoque sistémico se enfoca principalmente al estudio de las interacciones entre las partes y su entorno.

Una Teoría General de Sistemas, idealmente aplicable a cualquier sistema real o imaginable, debería poder tratar sistemas con cualquier número de variables (incluso con infinitas variables, como podría ser el caso de un sistema social), de carácter continuo o discreto.

#### **I.1.3.3.3. Definición de Teoría General de Sistemas.**

En la Teoría General de Sistemas es la encargada de analizar un sistema en forma general y posteriormente a los subsistemas que lo componen y a sus interrelaciones, es decir, busca semejanzas que permitan aplicar leyes idénticas a fenómenos comunes en sistemas diversos.

Por otro lado la, Teoría General de Sistemas a través del análisis en todas las totalidades e interacciones internas y externas con su medio, es una poderosa herramienta que permite la explicación de algunos fenómenos que suceden en la realidad y también hace posible la predicción de la conducta futura de alguna realidad.

#### I.1.3.3.4. Tipos de Sistemas.

En cuanto a su constitución, pueden ser físicos o abstractos:

- **Sistemas físicos o concretos:** compuestos por equipos, maquinaria, objetos y cosas reales. El hardware.
- **Sistemas abstractos:** compuestos por conceptos, planes, hipótesis e ideas. Muchas veces solo existen en el pensamiento de las personas. Es el software.

En cuanto a su naturaleza, pueden ser cerrados o abiertos:

- **Sistemas cerrados:** no presentan intercambio con el medio ambiente que los rodea, son herméticos a cualquier influencia ambiental. No reciben ningún recurso externo y nada producen que sea enviado hacia fuera. En rigor, no existen sistemas cerrados. Se da el nombre de sistema cerrado a aquellos sistemas cuyo comportamiento es determinístico, programado y se interrelaciona con el medio ambiente con poca materia y energía. Se aplica el término a los sistemas completamente estructurados, donde los elementos y relaciones se combinan de una manera peculiar y rígida produciendo una salida invariable.
- **Sistemas abiertos:** presentan intercambio con el ambiente, a través de entradas y salidas. Intercambian energía y materia con el ambiente. Son adaptativos para sobrevivir. Su estructura es óptima cuando el conjunto de elementos del sistema se organiza, aproximándose a una operación adaptativa. La adaptabilidad es un continuo proceso de aprendizaje y de auto-organización.

Los sistemas abiertos no pueden vivir aislados. Los sistemas cerrados, cumplen con el segundo principio de la termodinámica que dice que "una cierta cantidad llamada entropía, tiende a aumentar al máximo".

Existe una tendencia general de los eventos en la naturaleza física en dirección a un estado de máximo desorden. Los sistemas abiertos evitan el aumento de la entropía y pueden desarrollarse en dirección a un estado de creciente orden y organización (entropía negativa). Los sistemas abiertos restauran su propia energía y reparan pérdidas en su propia organización. El concepto de sistema abierto se puede aplicar a diversos niveles de enfoque: al nivel del individuo, del grupo, de la organización y de la sociedad.

#### **I.1.3.4. Red de Energía Eléctrica.**

La Red es el conjunto de conductores unidos entre sí que sirven para llevar la energía eléctrica a los puntos de distribución o de consumo, se le conoce como red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica; es un subsistema del Sistema Eléctrico de Potencia, cuya función es el suministro de energía desde la subestación eléctrica de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente).

##### **I.1.3.4.1. Sistema de Suministro de Energía Eléctrica.**

El sistema de suministro de energía eléctrica es el conjunto de medios y elementos para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. La potencia eléctrica se genera en varias centrales que se encuentran geográficamente distantes entre sí y de los centros de consumo y se envían a los centros de consumo de alta tensión a través del sistema de transmisión y subtransmisión y hacia las redes de distribución.

El Sistema de suministro de energía eléctrica cuenta con los siguientes componentes:

- Plantas Generadoras de Electricidad.
- Subestaciones Eléctricas
- Líneas de Transmisión.
- Sistemas de Distribución

##### **I.1.3.4.2. Clasificación de los Sistemas de Distribución.**

Dependiendo de las características, de las cargas, los volúmenes de energía involucrados, y las condiciones de confiabilidad y seguridad con que deban operar los sistemas de distribución, se clasifican en:

- Industriales. Comprende a los grandes consumidores de energía eléctrica, tales como las industrias del acero, químicas, petróleo, papel, etc.; que generalmente reciben el suministro eléctrico en alta tensión. Es frecuente que la industria genere parte de su demanda de energía eléctrica mediante procesos a vapor, gas o diesel.

- Comerciales. Es un término colectivo para sistemas de energía existentes dentro de grandes complejos comerciales y municipales, tales como edificios de gran altura, bancos, supermercados, escuelas, aeropuertos, hospitales, puertos, etc. Este tipo de sistemas tiene sus propias características, como consecuencia de las exigencias especiales en cuanto a seguridad de las personas y de los bienes, por lo que generalmente requieren de importantes fuentes de respaldo en casos de emergencia.
- Urbana. Alimenta la distribución de energía eléctrica a poblaciones y centros urbanos de gran consumo, pero con una densidad de cargas pequeña. Son sistemas en los cuales es muy importante la adecuada selección en los equipos y el dimensionamiento.
- Rural. Estos sistemas de distribución se encargan del suministro eléctrico a zonas de menor densidad de cargas, por lo cual requiere de soluciones especiales en cuanto a equipos y a tipos de red. Debido a las distancias largas y las cargas pequeñas, es elevado el costo del kWh consumido. En muchos casos es justificado, desde el punto de vista económico, la generación local, en una fase inicial, y sólo en una fase posterior, puede resultar económica y práctica la interconexión para formar una red grande.

#### **I.1.3.4. Introducción a la Empresa.**

La empresa es la unidad económico-social, con fines de lucro, en la que el capital, el trabajo y la dirección se coordinan para realizar una producción socialmente útil, de acuerdo con las exigencias del bien común. Los elementos necesarios para formar una empresa son: capital, trabajo y recursos materiales.

En general, se entiende por empresa al organismo social integrado por elementos humanos, técnicos y materiales cuyo objetivo natural y principal es la obtención de utilidades, o bien, la prestación de servicios a la comunidad, coordinados por un administrador que toma decisiones en forma oportuna para la consecución de los objetivos para los que fueron creadas. Para cumplir con este objetivo la empresa combina naturaleza y capital.

#### **I.1.3.4.1. Definición de Empresa.**

Una empresa es un término nada fácil de definir, ya que a este concepto se les dan diversos enfoques (económicos, jurídicos, filosóficos, sociales); en simple aceptación, significa la acción de emprender una cosa con un riesgo implícito. Podemos definir la empresa como:

*Como el grupo social en el que a través de la administración de capital y el trabajo se producen bienes y/o servicios pendientes a la satisfacción a de las necesidades de la comunidad.*

#### **I.1.3.4.2. Clasificación de las Empresas.**

Existen numerosas diferencias entre unas empresas y otras. Sin embargo, según en qué aspecto nos fijemos, podemos clasificarlas de varias formas. Dichas empresas, además cuentan con funciones, funcionarios y aspectos disímiles, a continuación se presentan los tipos de empresas según sus ámbitos.

- **Según la titularidad del capital.**

- **Empresa privada:** si el capital está en manos de accionistas particulares (empresa familiar: si es la familia; empresa autogestionada: si son los trabajadores, etc.)
- **Empresa pública:** si el capital y el control está en manos del Estado.
- **Empresa mixta:** si la propiedad es compartida.

#### **I.1.3.4.3. La Empresa Pública.**

Se entiende por empresa pública o empresa estatal a toda aquella que es propiedad del Estado, sea este nacional, municipal o de cualquier otro estrato administrativo, de un modo total.

El elemento crucial en la empresa pública es la capacidad del Estado para ejercer presión política directa en la compañía. El accionista mayoritario es el Estado, con los objetivos que pueden ser muy diversos y, lo que es más, cambiantes con el proceso político.



La gran mayoría de los estados del mundo controlan empresas con diferentes fines, que pueden ser proveer servicios públicos, incentivar la producción del país o generar empleo, contribuir al desarrollo social por nombrar algunos.

#### **I.1.3.4.4. Objetivos de la Empresa Pública.**

La empresa pública precisa conocer claramente cuáles son los objetivos de índole social que se esperan lograr mediante su actuación, qué contraprestación social va a recibir por atender a esa finalidad y qué indicadores van a ser utilizados por la sociedad para medir los logros que se deben realizar.

Los cuatro objetivos básicos que deben alcanzar las acciones de la empresa pública son:

- Eficiencia económica.
- Rentabilidad.
- Efectos sobre la distribución de la renta.
- Efectos macroeconómicos.

#### **I.1.3.5. Que es CFE.**

La Comisión Federal de Electricidad, es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 26.2 millones de clientes, lo que representa a casi 80 millones de habitantes, e incorpora anualmente más de un millón de clientes nuevos.

En la CFE se produce la energía eléctrica utilizando diferentes tecnologías y diferentes fuentes de energético primario. Tiene centrales termoeléctricas, hidroeléctricas, carboeléctricas, geotermoeléctricas, eoloeléctricas y una nucleoelectrica.

Para conducir la electricidad desde las centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de sus clientes, la CFE tiene 725 mil kilómetros de líneas de transmisión y de distribución.

La CFE ofrece el servicio de energía eléctrica en la mayor parte del país, con excepción del Distrito Federal y algunas poblaciones cercanas a éste, donde el servicio está a cargo de la empresa Luz y Fuerza del Centro.

El compromiso de la empresa es ofrecer servicios de excelencia, garantizando altos índices de calidad en todos sus procesos, al nivel de las mejores empresas eléctricas del mundo.

CFE es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

Por lo anterior se observa la figura I.4 pirámide conceptual [Galindo, 2007], podemos identificar, describir y/o definir los conceptos empleados en el proyecto de tal manera que se puede proponer opciones viables que mejoren o modifiquen la Metodología y su entorno.



Figura I.4. Pirámide conceptual representando los principales conceptos de la propuesta de tesis.

## I.2. INTRODUCCIÓN A LOS ÍNDICES DE CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.

En los años 1980's, en los países desarrollados y subdesarrollados, se ha transformado el marco regulatorio institucional, la organización y la operación de la infraestructura de las industrias del sector eléctrico.

La mayoría de las reformas se enfocan en:

- Introducción de la regulación del precio.
- Competencia en la generación.
- Suministro de electricidad.

Debido a la importancia que representa la energía eléctrica en el mundo y que es usada en toda clase de procesos, es importante contar con una regulación de la calidad del servicio en el consumo de energía. No solo los disturbios y variaciones de tensión que suceden en la red eléctrica afectan directamente a los usuarios y sus equipos eléctricos, sino que también perjudican la operación de la red del sistema eléctrico nacional de suministro, causando fallas e interrupciones como:

- Operación incorrecta de los equipos y controles remotos de los sistemas de protección.
- Errores de medición.
- Sobrecalentamiento de conductores.
- Incrementos de pérdidas técnicas y no técnicas.

El incremento de interferencias electromagnéticas creadas por los equipos electrónicos como las computadoras, microcomponentes electrónicos, semiconductores de potencia, fabricación automatizada, lámparas ahorradoras y fotocopiadoras que se encuentran interconectados en el sistema eléctrico producen daños considerables al presentarse disturbios (situación para la cual dicho equipo no está diseñado) que superan su nivel de aislamiento, asimismo se acelera el envejecimiento de los equipos eléctricos instalados.

El correcto suministro y uso de la energía eléctrica es una alternativa viable para reducir costos de operación, mantenimiento y mejora de los niveles de competitividad dentro del mundo industrial que permite al sector industrial ser cada vez más competitivo y tener una economía que tienda a la globalización.

La regulación de los servicios de electricidad, es el control de precios (mediante un organismo regulador), implantado por compañías eléctricas a sus clientes por el suministro de energía eléctrica.

Los aspectos que componen la calidad del servicio de energía eléctrica son:

- Calidad del suministro: Aspectos técnicos del suministro de electricidad, denominada calidad del producto como a la electricidad que se dividen en:
  - Continuidad del suministro (existencia de tensión de alimentación).
  - Calidad de la onda de tensión (forma de onda y perturbaciones asociadas).
- Calidad de atención comercial: Aspectos de atención al usuario, siendo la contratación del suministro, la facturación y la resolución de quejas.

### **I.2.1. Calidad de la onda de energía eléctrica.**

Es un concepto que indica el grado de pureza de la energía eléctrica, pureza medida según los parámetros de la señal de tensión en cualquier instante de tiempo, es decir continua, senoidal, frecuencia y amplitud constante.

Se refiere a los diversos disturbios que afectan adversamente el equipo eléctrico y electrónico utilizado por los consumidores de energía o clientes de las empresas distribuidoras de electricidad. La combinación de estos factores desemboca en la evaluación de múltiples índices y subgrupos que sirven para evaluar y clasificar la Calidad de la Energía que se entrega por parte de C.F.E., a sus clientes o consumidores.

Es la medida del análisis y mejora de la distribución de la energía y la tensión. Está determinada por la desviación de tensión sinusoidal ideal o las formas de onda de la corriente o las influencias de una amplia variedad de fenómenos electromagnéticos. Entonces, un suministro eléctrico de Alta Calidad se entiende como aquel suministro con bajo nivel de disturbios, a lo que ocasiona una falla u operación inadecuada de equipo eléctrico y es lo que nos conlleva a una problemática en nuestra calidad de la energía eléctrica.

Además, la proliferación de cargas electrónicas sensibles y los dispositivos con semiconductores de potencia son causa del surgimiento de un gran número de problemas de operación, por ello, nuevos dispositivos de protección y control intentan resolver los problemas de la calidad de la energía y una nueva terminología de los índices de la calidad del servicio con relación al problema de la calidad de la potencia. Las características ideales de la onda de tensión son:

- Forma de onda senoidal.
- Frecuencia determinada e invariable.
- Amplitud.
- Simetría de fases (sistemas trifásicos).

La tabla I.2 muestra una clasificación de perturbaciones, en ella se pueden observar las características de la onda de tensión y las perturbaciones asociadas a ella.

*Tabla I.1 Clasificación de perturbaciones.*

<b>Características de la Onda de Tensión.</b>	<b>Perturbaciones asociadas.</b>
Frecuencia.	Variaciones de frecuencia.
Amplitud.	Variaciones de la tensión suministrada.
	Variaciones rápidas de tensión, parpadeo (flickes).
	Interrupciones breves de la tensión suministrada.
	Huecos de tensión.
	Sobretensiones temporales en la red entre fases y tierra.
	Sobretensiones transitorias entre fases y tierra.
Simetría de fases.	Desequilibrio de la tensión suministrada.
Forma de onda.	Tensiones armónicas.
	Tensiones Interarmónicas.
	Señales de información transmitida por la red.

### I.2.2. ¿Qué es Calidad de la Energía Eléctrica?

Se define como la ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red eléctrica y variaciones de tensión suministrada al usuario final. Además, le concierne la estabilidad la tensión, la frecuencia y la continuidad del servicio eléctrico. Es un concepto que indica el grado de pureza de la energía eléctrica, pureza medida según los siguientes parámetros de la señal de tensión en cualquier instante de tiempo:

- Continua.
- Frecuencia.
- Senoidal.
- Amplitud constante

La figura I.3, es una representación de la forma de onda senoidal pura, en ella la calidad de la onda es descrita como los diversos disturbios que afectan adversamente el equipo eléctrico y electrónico utilizando por usuarios de energía o de compañías suministradoras de electricidad. La combinación de los factores asociados a los disturbios, desencadena la evaluación de múltiples índices y subgrupos que sirven para evaluar y clasificar la Calidad de la Energía que se entrega por parte de C.F.E., a sus usuarios.

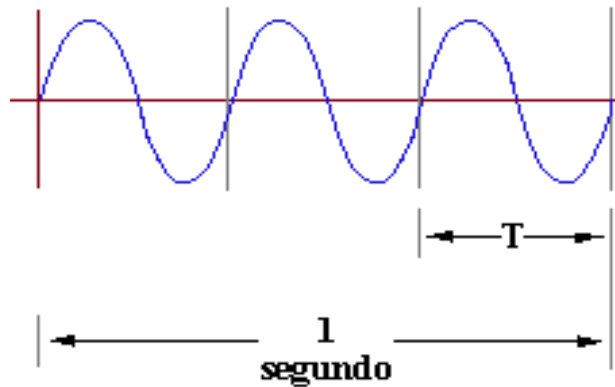


Figura I.5. Forma de onda senoidal pura.

El suministro de energía eléctrica de una mejor calidad, es aquel con un mínimo de disturbios e interrupciones, es decir la ausencia de fallas técnicas y no técnicas.

### I.2.3. Componentes y dimensiones de la calidad de la onda.

#### I.2.3.1. Frecuencia, Duración y Alcance.

Son conceptos importantes en los estudios de confiabilidad en los sistemas al momento de la planificación de los sistemas de distribución. Algunos diseños y trazados de redes de distribución tienen funcionamientos diferentes en términos de alcance de fuera de servicio. Un sistema planificado para minimizar el alcance en las interrupciones del servicio de energía eléctrica, ocasionados por alguna falla será más costoso que otros que no lo son.

#### I.2.3.2. Evento o Disturbio.

Son fenómenos que suceden en un determinado instante de tiempo, se visualiza una extrema variación de magnitud de tensión y son asociados con los siguientes parámetros:

- Magnitud. Desviación de la tensión de la onda normal sinusoidal.
- Duración. Tiempo que dura el disturbio.
- Los disturbios se clasifican en:
  - Fenómeno de alta frecuencia (transitorio).
  - Fenómeno de baja frecuencia (depressiones e incrementos la tensión e interrupciones).

#### I.2.3.3. Transitorio.

Es un evento indeseado que momentáneamente es natural, un transitorio oscilatorio nace de una red de circuitos resistivos, inductivos y capacitivos (RLC), es la “Parte del cambio en una variable que desaparece durante la transición de una condición de operación de estado estable a otra”. Clasificándolos en dos categorías:

- Impulsos. Son positivos o negativos, se caracterizan por su pendiente y su decaimiento en el tiempo causados por rayos. Son diferentes debido a las altas frecuencias involucradas del impulso transitorio.
- Oscilatorios. Oscilación de tensión o corriente cuyos valores instantáneos cambian de polaridad rápidamente. Son un componente de la frecuencia principal mayor que 500 kHz y una duración típica de milisegundos, son considerados de frecuencia alta.

En la figura 1.6, se muestra un mapa conceptual de factores que inciden en la calidad del servicio de energía eléctrica.

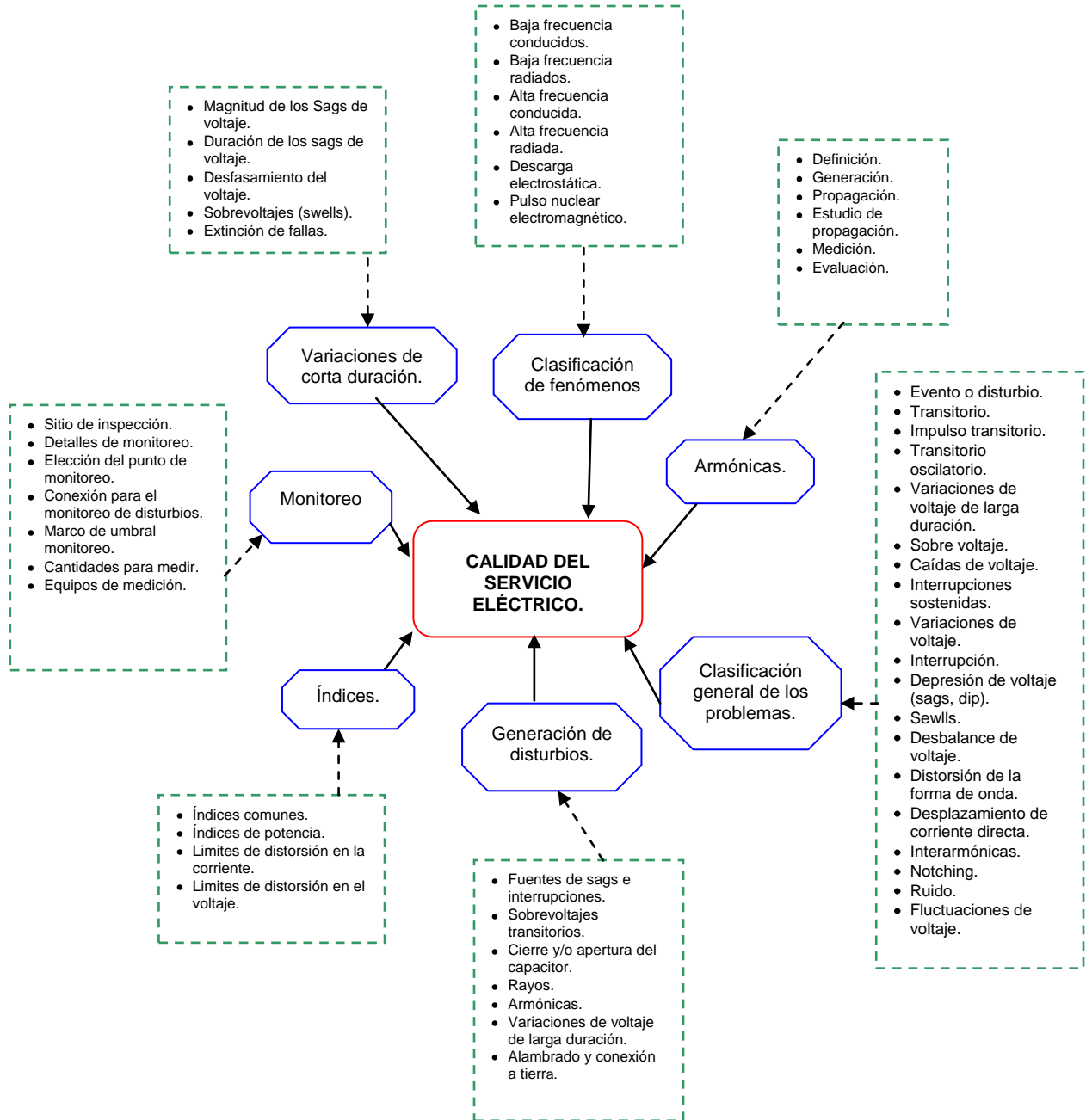


Figura 1.6. Mapa conceptual de la calidad del servicio de energía eléctrica.



### I.2.4. Clasificación de los fenómenos de calidad de la energía.

Existen gran variedad de fenómenos electromagnéticos en un sistema eléctrico de potencia, como se muestra en la tabla I.3, el incremento en la aplicación de equipo de electrónica de potencia ha provocado el interés del conocimiento y el estudio de la calidad de la energía en los años recientes, esto se ha venido acompañando por el desarrollo de una terminología especial para describir el fenómeno.

Este tipo de fenómenos causa pérdidas de energía No técnicas en el sistema de distribución de la CFE, de acuerdo a [Hernández, 2005], en la realización del proyecto para el abatimiento de pérdidas No Técnicas de energía eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad en Zona Tijuana, se reducen los costos de generación y la reducción del envejecimiento de los equipos eléctricos interconectados en el sistema eléctrico nacional.

Tabla I.2 Fenómenos causados por disturbios electromagnéticos.

1. Fenómenos de Baja Frecuencia Conducidos	3. Fenómenos de Alta Frecuencia Conducidos
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Armónicas e Interarmónicas.</li> <li>• Señales en Sistemas (Portadora en la Línea de Potencia).</li> <li>• Fluctuaciones de Tensión.</li> <li>• Interrupciones.</li> <li>• Desbalance de Tensión.</li> <li>• Variaciones de Frecuencia.</li> <li>• Tensiones Inducidos de Baja Frecuencia.</li> <li>• Incremento de tensión.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ondas Continuas de Tensiones o Corrientes Inducidas.</li> <li>• Transitorios Unidireccionales.</li> <li>• Transitorios Oscilatorios.</li> </ul>
2. Fenómenos de Baja Frecuencia Radiados	4. Fenómenos de Alta Frecuencia Radiados
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Campos Magnéticos.</li> <li>• Campos Eléctricos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Campos Magnéticos</li> <li>• Campos Eléctricos</li> <li>• Campos Electromagnéticos</li> <li>• Transitorios.</li> </ul>
5. Fenómeno de Descarga Electrostática (ESD)	6. Pulso Nuclear Electromagnético (NEMP)

### **I.2.5. Tipos de Interrupciones.**

Primeramente definimos a la Interrupción, como el cese del servicio a uno o más usuarios y elementos del sistema que se encuentran fuera de servicio, es decir sin energía eléctrica, siendo la potencia utilizada en el momento o no utilizada. Algunos ejemplos son:

- Interrupción instantánea.
- Interrupción momentánea.
- Interrupción temporal.
- Interrupción programada.
- Interrupción forzada.
- Interrupción sostenida o permanente.
- Duración de la interrupción.
- Frecuencia de interrupción.

### **I.2.6. Tipos de Interrupciones Servicio de electricidad.**

Los tipos de interrupciones servicio nacen de las fallas en la parte del sistema de suministro de potencia (una línea abierta, un transformador fuera de servicio o cualquier otro dispositivo eléctrico que opera deficientemente), y que es originada por circunstancias planeadas o inesperadas, también es ocasionada por causas de interrupciones del servicio de electricidad en el usuario, esto dependiendo de la configuración del sistema.

- Fuera de servicio forzado.
- Fuera de servicio programado.
- Fuera de servicio parcial.
- Fuera de servicio transitorio forzado.
- Fuera de Servicio Forzado Permanente.

### **I.2.7. Niveles apropiados para la calidad del servicio.**

La Comisión Federal de Electricidad, tiene la finalidad de proporcionar un servicio de energía eléctrica sin interrupciones y de calidad a los usuarios finales. El termino servicio eléctrico sin interrupciones se debe entender como el de satisfacer las necesidades de energía eléctrica demandadas por el usuario final, lo que lleva implícito la seguridad del personal de la empresa y del equipo eléctrico, además de satisfacer la demanda de energía eléctrica del usuario dentro de los límites de frecuencia y tensión especificados en el reglamento y la ley del servicio público de energía eléctrica.

La confiabilidad en el suministro de energía eléctrica afecta a la compañía suministradora como al usuario. El mantener el servicio eléctrico confiable implica, reducir y disminuir el número de interrupciones en un determinado tiempo además de las pérdidas eléctricas de una compañía suministradora de electricidad.

El nivel de confiabilidad se considera apropiado cuando el costo de evitar interrupciones no excede los costos de las consecuencias que originan esas interrupciones. Los costos de confiabilidad son utilizados para revisar tarifas y tramitar su incremento, según sea el caso.

### **I.2.7.1. Índices de Calidad.**

Otro aspecto importante de la calidad del servicio es la forma de medirla, basándose en índices de calidad, el cual no existe un índice capaz de medir la calidad del servicio en su totalidad, incluyendo todos los aspectos de la calidad del servicio eléctrico, tampoco se dispone de un índice para cada aspecto de la calidad mencionada. Por lo anterior, es necesario medir cada característica de interés con algún índice asociado; dependiendo de la utilización, se calcula en modo:

Otro aspecto importante de la calidad del servicio es la forma de medirla, basándose en índices de calidad, no existe uno que incluya todos los aspectos con la capacidad de medir la calidad del servicio en su totalidad. Por lo anterior, es necesario medir cada característica de interés con algún índice asociado; dependiendo de la utilización, se calcula en modo:

Histórico, se utilizan estadísticas de interrupciones de los usuarios, y/o registros de incidencias de la compañía que partiendo de datos del funcionamiento del sistema eléctrico, durante un periodo de tiempo en el pasado. Permite evaluar la calidad de servicio suministrada y realizar análisis comparativos / tendencias.

Predictivo, se manejan valores medios y/o máximos esperados y obtenidos de modelos de confiabilidad aplicados al sistema eléctrico en un tiempo especificado en el futuro. Serán datos de confiabilidad de componentes eléctricos, topología del sistema eléctrico, demanda, usuarios, criterios de explotación.

Los índices, se encuentran referidos al comportamiento del sistema eléctrico desde un punto de vista general en contraposición a los niveles de calidad que observa individualmente un usuario, de esta forma es posible distinguir:

- **Índices del sistema**, estos reflejan el comportamiento de la calidad del servicio en el sistema eléctrico a nivel nacional, definido como una red, zona de servicio ó región, donde se suministra la energía eléctrica, además son medidas ponderadas de los índices individuales de calidad de los usuarios de la zona considerada.
- **Índices individuales**, estos reflejan en nivel de calidad que experimentan un usuario particular.

### **I.3. CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

Hacemos referencia a la existencia o no de tensión de suministro de energía eléctrica en el punto de conexión entre líneas de distribución. En la literatura técnica se describe como confiabilidad del suministro y es el aspecto de calidad del servicio.

En la continuidad del servicio eléctrico se enumeran las interrupciones de tiempos prolongados más de tres minutos. Las interrupciones breves o menores de tres minutos se consideran un problema de calidad de onda.

#### **I.3.1. Índices de la Continuidad del Servicio de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica.**

Los índices de la continuidad del servicio intentan medir la confiabilidad del suministro y el número de veces que se ve interrumpido el suministro durante cierto tiempo, cualquier índice de continuidad recoge esos dos datos pero los puede interpretar de formas distintas y obtener resultados dispares; según a que aspecto de la continuidad del suministro puede darse:

- Número de interrupciones
- La duración de las interrupciones.
- La cantidad de potencia instalada interrumpida.
- El número de usuarios interrumpidos.

El problema de medir la continuidad está en relacionar los parámetros de frecuencia y duración. La frecuencia en una interrupción es importante debido a la cantidad de equipos eléctricos y electrónicos conectados y utilizados en la red eléctrica.

### I.3.1.1. Índices individuales de usuario.

Tratan a todos los usuarios de la misma manera, a pesar de las demandas pico, su consumo y la venta de energía o clase. Estos índices son:

- *SAIFI* y *CAIFI*, estos índices miden la frecuencia.
- *SAIDI* y *CTAIDI*, estos índices miden la duración de la interrupción.

Los índices se basan en el análisis de interrupciones en usuarios durante algún periodo de tiempo, se realizan reportes de periodos previos que van desde un mes hasta un año; todas las interrupciones sufridas por el usuario se registran.

Los índices mencionados proporcionan un valor promedio de interrupciones estadísticas, en todos los usuarios base en el sistema. Se refieren sólo a usuarios que experimentaron una interrupción. Usuarios que estuvieron ininterrumpidos durante el periodo de tiempo determinado, no son tomados en cuenta en esta determinación.

*Índice de frecuencia de interrupciones promedio en el sistema (SAIFI)*. Valor promedio de las interrupciones del usuario durante el periodo de análisis.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones en el usuario}}{\text{Número de usuarios totales en el sistema}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_i} \dots\dots(I.1)$$

*Índice de frecuencia de interrupciones promedio en el usuario (CAIFI)*. Valor promedio de interrupciones experimentadas por usuarios que tiene una interrupción durante el periodo de análisis. Estimando lo que resulta al dividir el número de interrupciones de un usuario ocurridas en un año por el número de usuarios afectados:

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{Número total de interrupciones en el usuario}}{\text{Número de usuarios que tuvieron al menos una interrupción}} \dots\dots(I.2)$$

Al existir una diferencia entre CAIFI y SAIFI, significa que los fueros de servicio están concentrados en sólo algunas partes del sistema o de usuarios, debido al diseño o planeación de la configuración pobre, mantenimiento escaso y diferencias climáticas entre las áreas del sistema, por lo que una investigación posterior será requerida para determinar las causas y la solución. El valor de CAIFI es útil para reconocer tendencias en la confiabilidad de un sistema de distribución particular.

**Índice de duración de interrupciones promedio en el sistema (SAIDI).** Duración promedio de todas las interrupciones en el usuario durante el periodo de análisis. Se determina al dividir la suma de las duraciones de todas las interrupciones de los usuarios durante un periodo específico (minutos) entre el número de usuarios en el sistema:

$$\text{SAIDI} = \frac{\text{Suma de duraciones de todos los usuarios interrumpidos}}{\text{Número de usuarios totales en el sistema}} = \frac{\sum U_i N_i}{N_i} \dots\dots(I.3)$$

donde  $U_i$  es discontinuidad ó tiempo de fuera de servicio anual y  $N_i$  el número de usuarios en el punto de carga  $i$ .

**Índice de duración de interrupciones totales promedio en los usuarios (CTAIDI).** Valor promedio total de interrupciones, entre usuarios que tienen al menos una interrupción, durante un determinado periodo de análisis:

$$\text{CTAIDI} = \frac{\text{Suma de duraciones del total de usuarios interrumpidos}}{\text{Número de usuarios que tuvieron al menos una interrupción}} \dots\dots(I.4)$$

Una diferencia entre CTAIDI y SAIDI, significa que los fueros de servicio están concentrados en sólo algunas partes del sistema o en usuarios. Debiéndose a un diseño o planeación de configuración pobre, mantenimiento escaso y diferencias en el clima entre las áreas del sistema, por lo que se requiere una investigación posterior para determinar la causa y la solución.

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de duraciones de interrupciones en el usuario}}{\text{Total de usuarios interrumpidos durante el período de tiempo estudiado}} \dots\dots\dots(I.5)$$

En términos matemáticos:  $CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \dots\dots\dots(I.6)$

La diferencia entre CTAIDI y CAIDI, el usuario que tiene tres fueros de servicio, se cuentan solo una vez en el denominador de CTAIDI, pero tres veces en el denominador de CAIDI. El valor asociado con CAIDI es un dato estadístico, no un índice, pero a pesar de ello, es usada la definición de CAIDI como el valor promedio de duración de la interrupción para aquellos usuarios interrumpidos durante un periodo de tiempo dado.

El valor asociado con CAIDI no debe considerarse un índice, ya que es un dato estadístico, no obstante, la definición de CAIDI es utilizada como el valor promedio de duración de la interrupción para aquellos usuarios interrumpidos durante un periodo de tiempo dado.

Se debe de notar que:  $CAIDI = \frac{CTAIDI}{CAIFI} \dots\dots\dots(I.7)$

**Índice de frecuencia de interrupciones promedio momentáneas (MAIFI).** Valor promedio de interrupciones momentáneas (algunas instantáneas) por usuario durante el periodo de análisis:

$$MAIFI = \frac{\text{Número de interrupciones momentáneas en el usuario}}{\text{Número de usuarios totales en el sistema}} \dots\dots(I.8)$$

### I.3.1.2. Índices de Carga Reducida.

**Índice de disponibilidad promedio del servicio (ASAI).** La suma de horas-usuario en que el servicio fue disponible por año dividido por el número de horas-usuario en que el servicio fue demandado. Las horas-usuario demandadas son determinadas como el valor promedio anual de usuarios servidos:

$$ASAI = \frac{\text{total de horas – usuario de servicio disponible}}{\text{total de horas – usuario de servicio demandado}} = \frac{\sum_{8760} N_i - \sum U_i N_i}{\sum_{8760} N_i} \dots (I.9)$$

Donde 8760, es el número de horas en el año.

**Índice de indisponibilidad promedio del servicio (ASUI).** La suma de todas las horas-usuario en que el servicio no estuvo disponible por año dividido por el número de horas-usuario que el servicio fue demandado:

$$ASUI = \frac{\text{Total de horas – usuario de interrupción}}{\text{Total de horas – usuario de servicio demandado}} = 1 - ASAI \dots (I.10)$$

**Índice promedio de interrupción de carga (ALII).** Valor promedio de kVA de carga interrumpida por año por kVA de carga conectada:

$$ALII = \frac{\text{kVA totales de carga interrumpida}}{\text{kVA totales de carga conectada}} \dots (I.11)$$

**Índice de energía no suministrada (ENS).** Es la suma de las indisponibilidades multiplicada por la carga del sistema:

$$ENS = \sum L_{ai} U_i \quad (I.12)$$

donde:  $L_{ai} = L_{pi} f_i$        $L_{pi} = \text{Carga pico demandada en el punto } i$        $f_i = \text{Factor de carga}$



**Índice promedio de energía no suministrada (AENS).** kVAh de carga no suministrada por usuario servido:

$$AENS = \frac{\text{total de energía no suministrada}}{\text{número total de usuarios servidos}} = \frac{\sum L_{ai}U_i}{\sum N_i} \dots\dots(I.13)$$

Donde  $L_{ai}$  es la carga promedio conectada al punto  $i$ .

**Índice promedio de reducción de usuarios (ACCI).** kVA - hora totales de carga no suministrada por usuarios afectados por año:

$$ACCI = \frac{\text{kVA – horas totales de energía no suministrada}}{\text{número total de usuarios afectados}} \dots\dots(I.14)$$

**Índice promedio de carga interrumpida al usuario (CALCI).** Valor promedio de kVA interrumpidos por usuarios afectados por año:

$$CALCI = \frac{\text{suma de toda la carga interrumpida al usuario}}{\text{Número de usuarios que tuvieron al menos una interrupción.}} \dots\dots(I.15)$$

La duración reflejada por SAIDI y CTAIDI y la frecuencia por SAIFI, MAIFI y CAIFI son aspectos diferentes de confiabilidad, relacionados separadamente del sistema y su operación. La frecuencia es definida por SAIFI, CAIFI o algún otro índice y miden la frecuencia con la que ocurren las fallas en el sistema, siendo una función de las causas de fuera de servicio y su alcance (tipo y condición del equipo, distribución del sistema).

En contraste, SAIDI y CTAIDI así como los índices de duración, no determinan con facilidad la condición del sistema de distribución y sus equipos, ya que miden que tan rápido la compañía eléctrica puede restaurar el servicio, una vez que la falla ocurre.

CAIFI y CTAIDI son similares a SAIFI y SAIDI. El punto de estas dos cantidades estadísticas, se distinguen en qué tan distribuidas están las interrupciones sobre el sistema, o qué tan concentradas en algunas áreas se pueden encontrar.

$$\text{SAIFI} \leq \text{CAIFI} \quad \text{SAIDI} \leq \text{CTAIDI} \quad \text{CAIFI} \geq 1.0 \dots\dots(I.16)$$

El radio de SAIFI a CAIFI y SAIDI a CTAIDI es el mismo; cada par tiene el mismo numerador, y se diferencian solo en los denominadores, como se muestra a continuación:

$$\frac{\text{CTAIDI}}{\text{SAIDI}} = \frac{\text{CAIFI}}{\text{SAIFI}} \dots\dots(I.17)$$

### I.3.1.3. Índices de Sistema.

Estos índices reflejan el comportamiento medio o en porciento de la continuidad del suministro de energía en el sistema, siendo éste una región o una zona para cierto número de usuarios. Son una media ponderada de los índices individuales de los usuarios afectados. La medición de índices individuales es:

1. Número de interrupciones.
2. Duración de interrupciones.

Los índices observados por cada usuario son una medida del estado medio de calidad de la zona considerada. Habiendo usuarios en una zona con calidad en el sistema y otros con calidad deficiente.

El cálculo de índices de sistema es necesario y se debe considerar para ello:

- Registro de incidencias o interrupciones
- El número de los usuarios suministrados y afectados.
- Potencia conectada. Según se ponderen o se basen en datos de usuarios, de carga.

### I.3.1.4. Índices basados en usuarios

Los índices basados en usuarios podemos encontrar al número de interrupciones por el usuario. NIA (int./año) que se calcula como:

$$NIA = \frac{\text{Suma de interrupciones en el usuario}}{\text{Número total de usuarios en el sistema}} = SAIFI \quad \dots\dots(I.18)$$

*Los Índices equivalentes: SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) y se calcula como:*

Tiempo de Interrupción Equivalente en Baja tensión: TIEB (min/año).

$$TIEB = \frac{\text{Suma de duración de int. en el usuario de BT}}{\text{Número total de usuarios en BT}} = SAIDI \quad \dots\dots(I.19)$$

Se le denomina TIEBT y son minutos sin servicio en el período considerado. Sólo es aplicable a acreditados de baja tensión, aunque podría extenderse a todos los usuarios como su equivalente SAIDI.

*El Índice de Indisponibilidad o de Interrupción del Suministro. IIS (%) es el porcentaje de minutos de servicio interrumpidos, sobre el total de minutos de servicio demandados.*

$$ISS = \frac{\text{Suma de duración de int. en el usuario de BT}}{\text{Número total de usuarios en BT}} \cdot 100 \approx (1 - ASAI) \cdot 100 \quad \dots\dots(I.20)$$

*Índice complementario ASAI (Average Service Availability Index).*

La diferencia con respecto a IIS está en porcentaje y mide el tiempo en minutos e indisponibilidad, mientras ASAI está por uno mide el tiempo en horas y la disponibilidad (complementario de la indisponibilidad). **CAIFI (int./año).**

Es la frecuencia de interrupciones que padecen usuarios interrumpidos del sistema. CAIFI, es calculado para un año, se centra en el número de interrupciones de usuarios afectados, a diferencia de SAIFI (NIA) promedia la frecuencia de interrupciones para todos los usuarios, siendo o no afectados.

$$\text{CAIFI} = \frac{\text{No. total de duración a usuarios de int. en el usuario de BT}}{\text{Número total de usuarios en BT}} = \text{SAIFI} \quad \dots(\text{I.21})$$

### **CAIDI (h/int.):**

Es la duración media de una interrupción a un usuario y se calcula como:

$$\text{CAIDI} = \frac{\text{Suma de las duraciones de interrupciones a los usuarios}}{\text{Número total de usuarios en BT}} = \text{SAIFI} \quad \dots(\text{I.22})$$

## **I.4. ATENCIÓN COMERCIAL (ATENCIÓN AL USUARIO).**

En la atención al usuario se hace referencia a la relación comercial entre el proveedor del producto y el usuario que adquiere el producto, no es por tanto exclusivo del suministro de electricidad sino también es una preocupación reciente en este campo. La relación entre usuario y su proveedor de electricidad debe cambiar para bien y en lo referente a la atención comercial.

Los conceptos manejados para la atención al usuario son:

- Tiempo de espera para un usuario en una consulta telefónica o en ventanilla.
- Tiempo de resolución de quejas e información de datos incluidos en la factura.

No existe un consenso real para definir los aspectos más importantes de la atención comercial, ya que ha sido poco tratado hasta ahora, desde el punto de vista regulativo. Además los aspectos anteriores aparecen otros más técnicos y más específicos del suministro de energía eléctrica:

- Tiempo de conexión de nuevos usuarios.
- Medición de los consumos (número de mediciones reales frente a estimadas).

En cualquier caso se pueden definir índices de atención comercial que tomen en cuenta los aspectos importantes como:

- Tiempo de espera medio para ser atendido por teléfono.
- Tiempo de espera medio para ser dado de alta.
- Porcentaje de peticiones o reclamaciones de usuarios a las que les responde inmediatamente con un acuse de recibo.
- Tiempo medio de resolución de reclamaciones.
- Número de veces que se estima el consumo en vez de ser verificado.
- Número de puestos de atención directa al usuario por número de usuarios.
- Cantidad y claridad de la información aportada en la factura.

No hay elemento objetivo que se puede mejorar o empeorar en el suministro de energía eléctrica, sino muchos aspectos distintos a los que se debe dar importancia.

## **I.5. SISTEMA DE SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

### **I.5.1. Introducción.**

El sistema de suministro de energía eléctrica es el conjunto de medios y elementos para la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica. La potencia eléctrica se genera en varias centrales que se encuentran geográficamente distantes entre sí y hacia los centros de consumo; a través del sistema de transmisión y Subtransmisión se envían a los centros de consumo de alta tensión y hacia las redes de distribución: donde se distribuye localmente el tensión del sistema de distribución, reduciéndolo al nivel apropiado para conectarlo a la acometida (punto de conexión) del usuario final.

El Sistema de suministro de energía eléctrica cuenta con los siguientes componentes:

- Plantas Generadoras de Electricidad.
- Líneas de Transmisión.
- Subestaciones
- Sistemas de Distribución

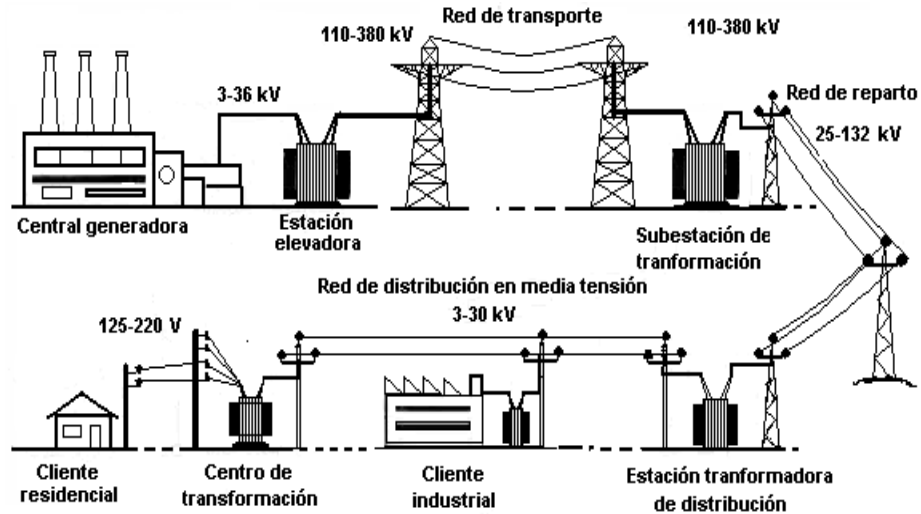


Figura I.7. Diagrama esquematizado del sistema de suministro eléctrico.

### I.5.2. Sistema de suministro de energía eléctrica.

El sistema integrado de control distribuido es regulado por un sistema de control centralizado que garantiza una explotación racional de los recursos de generación de electricidad y una calidad de servicio acorde con la demanda de los usuarios compensando las posibles incidencias y fallas producidas.

### I.5.3. Sistema de Generación.

La energía eléctrica se genera en las *centrales eléctricas*, que son una instalación que utiliza una fuente de energía primaria, donde se gira una turbina y un alternador y se genera electricidad. La electricidad a nivel industrial no se almacena y debe consumirse en el momento en que se produce, lo que obliga a disponer de capacidades de producción con potencias elevadas para hacer frente a las puntas de consumo, con flexibilidad de funcionamiento para adaptarse a la demanda.

#### **I.5.4. Sistema de Transmisión.**

Las líneas de transmisión llevan energía eléctrica de un punto a otro en un sistema eléctrico, transportando corriente alterna o corriente directa o una combinación de ambas, por líneas aéreas o subterráneas. Se constituye por los elementos: conductor, usualmente cables de cobre o aluminio; soporte, las torres de alta tensión y estructuras hechas de perfiles de acero y como medio de soporte del conductor se emplean aisladores de disco y herrajes, necesarios para transportar la energía generada en las centrales eléctricas a través de grandes distancias hasta los puntos de consumo.

Los tipos de líneas de transmisión son:

- Líneas Aéreas de Transmisión.
- Líneas Aéreas de Subtransmisión.
- Líneas Subterráneas de Transmisión.

#### **I.5.5. Subestaciones.**

Son empleadas para la transformación del nivel de tensión de la corriente eléctrica. Son plantas transformadoras, enlazadas entre sí por la Red de transmisión, que se ubican en las inmediaciones de las centrales eléctricas (*subestación elevadora*) para elevar la tensión a la salida de sus generadores y en la periferia de las diversas zonas de consumo para reducir la tensión de transmisión a la de distribución. También se consideran como la infraestructura de un sistema eléctrico de alto tensión utilizado para conectar y desconectar los generadores, equipo, y los circuitos o las líneas de un sistema, también son usadas para cambiar tensiones de corriente alterna a corriente directa y viceversa.

Existen diferentes tipos de Subestaciones como:

- Subestación Elevadora de Transmisión.
- Subestación Reductora de Transmisión.
- Subestación de Distribución.
- Subestación de Distribución Subterránea.

### **I.5.6. El Sistema de Distribución.**

Los sistemas de distribución se inician en la subestación de distribución e incluye las líneas, postes, transformadores y otros equipos necesarios para suministrar la energía eléctrica a los usuarios en los niveles de tensión requeridos.

La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transmisión se realiza en dos etapas.

- *Red de reparto*, partiendo de las subestaciones de transformación reparte la energía. Las tensiones utilizadas es de 13.8 KV.
- *Red de distribución*, con tensiones de funcionamiento de 1 a 23 kV, cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.) uniendo las subestaciones transformadoras de distribución con los *centros de transformación* son la última etapa del suministro en media tensión y su salida es de baja tensión (125-220 o 220/380 V).

Un sistema típico de distribución consiste de:

- Subestaciones.
- Circuitos Alimentadores de Distribución.
- Switches (interruptores).
- Equipo de Protección.
- Circuitos Primarios.
- Transformadores de Distribución

Circuitos Secundarios, y Servicios.

#### **I.5.6.1. Niveles de Tensión de las Redes de Distribución.**

Se caracterizan según su nivel de tensión y pueden ser de alta, media y baja tensión. La diversidad en los niveles de tensión en las redes se justifica por la diversidad en los tamaños de los consumos y por la necesidad de optimizar las pérdidas óhmicas en líneas, siendo éstas menores a mayores tensiones.



- a) Redes de baja tensión. Son empleadas para abastecer consumos domiciliarios y la mayor parte de los industriales, utilizándose tensiones menores a 1 kV entre fases (110 y 220 Volts monofásicos para consumo residencial y 500 a 600 Volts entre fases para consumos industriales de tamaño medio).
- b) Redes de media tensión. Se emplean tensiones de 1 kV y 115 kV entre fases y permiten transmisiones de orden de los MegaWatts. Se utilizan principalmente en instalaciones industriales importantes, en redes de distribución urbana y rural y en redes de Subtransmisión.
- c) Redes de alta tensión. Se emplean tensiones mayores a 100 kV y se utilizan en sistemas de Subtransmisión, transporte e interconectados. Debido a su importancia, se requiere de equipos adecuados de aislamiento, control y protección para dar seguridad y calidad de servicio.

Al termino de éste **Capítulo I**, nos instruimos sobre las metodologías sistémicas empleadas para la aplicación de la propuesta en la regulación de la energía eléctrica en los sistemas de distribución en la CFE, se conocieron los conceptos básicos de la calidad del servicio dividida en tres aspectos importantes como: la continuidad del servicio, la calidad de la onda y la calidad de atención comercial (atención al cliente) englobados en los aspectos relacionados con el negocio del suministro de electricidad, además de describirse los índices que se van a recurrir para cuantificar los aspectos importantes de la calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica.

En el siguiente **Capítulo II**, se presenta el medio ambiente temporal y físico donde se desarrollará la propuesta metodológica sistémica, describiendo la estructura de la CFE, sus funciones, misión, visión, objetivos y sus valores, su marco jurídico y la descripción de la Subdirección de Distribución de la CFE, desglosando cada uno de los departamentos que la conforman a la dirección de operación de distribución hasta la gerencia de operación de distribución donde se aplicara dicha propuesta.

## **CAPÍTULO II.**

Continuando con el Capítulo II, se presenta la ubicación del medio ambiente temporal y físico donde se aplicará la propuesta metodológica sistémica, describiendo la estructura de la CFE, sus funciones, misión, visión, objetivos y sus valores, su marco jurídico y describiendo a la Subdirección de Distribución área fundamental de la Dirección de Operación de la CFE; haciendo un desglose de los Departamentos que la conforman, siendo la Gerencia de Operación de Distribución donde se aplicara la propuesta descrita en el capitulo anterior.

### **CONOCIMIENTO DEL MEDIO AMBIENTE GENERAL Y ESPECÍFICOS DONDE SE DESARROLLARÁ LA PROPUESTA EN LA C.F.E.**

#### **II.1. Ubicación de la Organización de la CFE (Medio Ambiente Temporal).**

Con el propósito de identificar la ubicación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) dentro de la organización gubernamental, la figura siguiente muestra la clasificación autorizada por el gobierno federal.

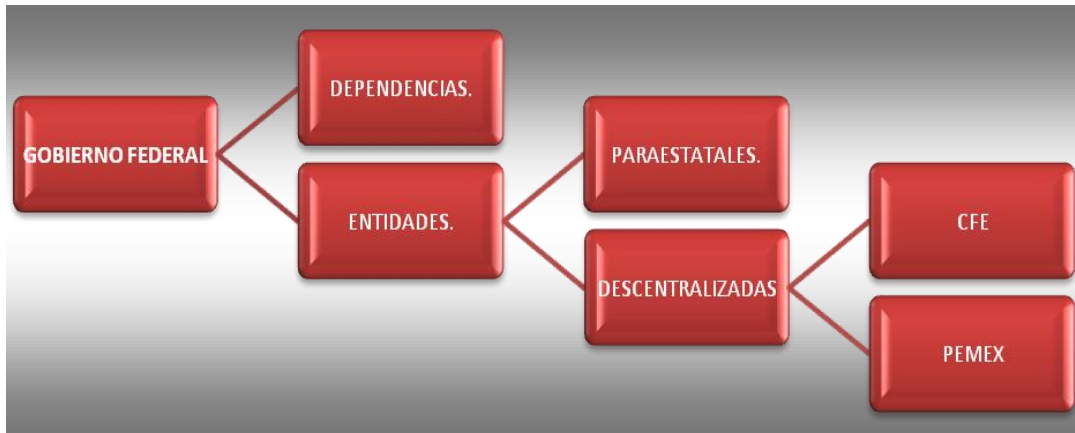


Figura II.1. Organigrama del Gobierno Federal en México.

De acuerdo a este medio ambiente físico de la CFE [Hernández, 2008], la cual define la identificación de las fronteras y la interacción de los procesos que participan directamente en la generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, de conformidad con la “cadena de valor” autorizada por la Dirección General de la CFE.

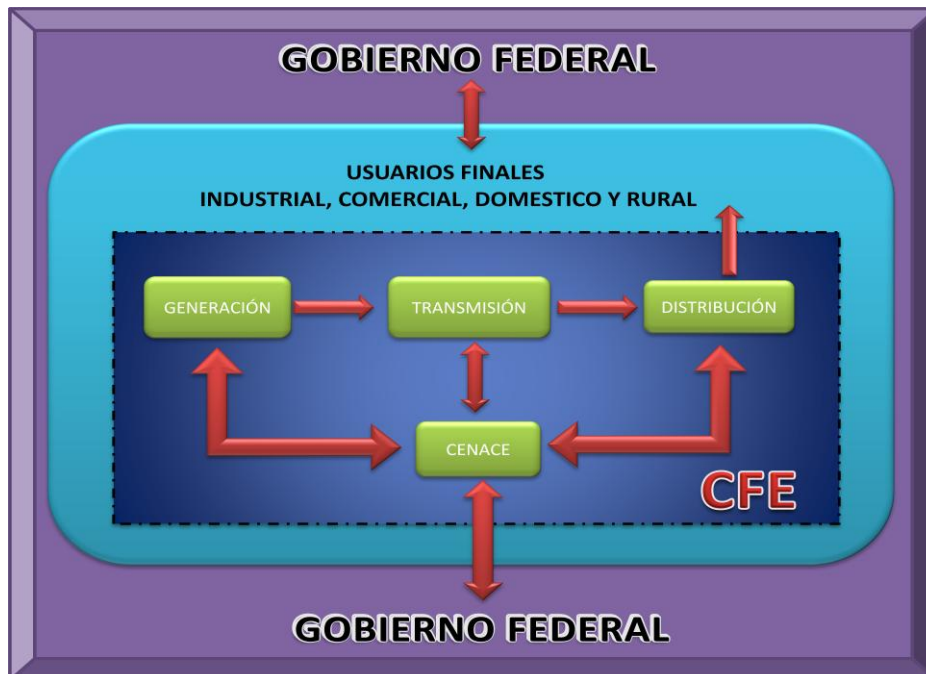


Figura II.2. Cadena de valor con interacción de procesos e identificación de fronteras.

## **II.2. Estructura y Funciones de la Comisión Federal de Electricidad (Medio Ambiente Histórico).**

La Ley que establece la disposición constitucional contenida en el párrafo sexto del artículo 27, es la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Su artículo 1º reproduce el mandato constitucional descrito.

***Conforme al artículo 7º de la citada ley, la prestación del servicio público de energía eléctrica está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, alcance nacional.***

La Comisión Federal de Electricidad encuentra sus orígenes en el decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de enero de 1934, mediante el cual el Congreso de la Unión autorizó al Ejecutivo Federal, entonces encabezado por el presidente sustituto Abelardo L. Rodríguez, a constituir la Comisión Federal de Electricidad, con el propósito principal de organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. No obstante, este decreto no se cumplió en virtud de las presiones ejercidas por las concesionarias que operaban en el país.

El 14 de agosto de 1937, el presidente Lázaro Cárdenas, en uso de facultades extraordinarias, decreta la creación de la Comisión Federal de Electricidad como una dependencia Oficial, dotándola de patrimonio y de la responsabilidad de administrarlo, garantizando su integridad mediante prohibición de gravámenes en sus bienes muebles, aportaciones de capital a empresas eléctricas, así como contratación con particulares de la explotación de alguna parte de su patrimonio.

***La Comisión Federal de Electricidad tendrá por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales.***

Para 1949, el Congreso de la Unión aprueba la Ley por la que se crea, como organismo público descentralizado, a la Comisión Federal de Electricidad. Estuvo administrada por un Consejo formado por el secretario de Economía, tres representantes nombrados por el presidente de la República, a propuesta de las Secretarías de Recursos Hidráulicos, de Hacienda y Crédito Público y de Economía y el director general de Nacional Financiera, S. A.

La Comisión Federal de Electricidad se encuentra regida por una Junta de Gobierno, integrada por los secretarios de Energía, quien la preside; de Hacienda y Crédito Público; de Economía; de Medio Ambiente y Recursos Naturales. También forman parte de la Junta de Gobierno el Director General de Petróleos Mexicanos y tres representantes del Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana.

### II.3. ¿Qué es la Comisión Federal de Electricidad? (Medio Ambiente Físico).

Es la empresa que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica. Un compromiso es ofrecer servicios de excelencia, garantizando altos índices de calidad en todos sus procesos, al nivel de las mejores empresas eléctricas del mundo, en la figura II.3 se muestra el organigrama general de la CFE.

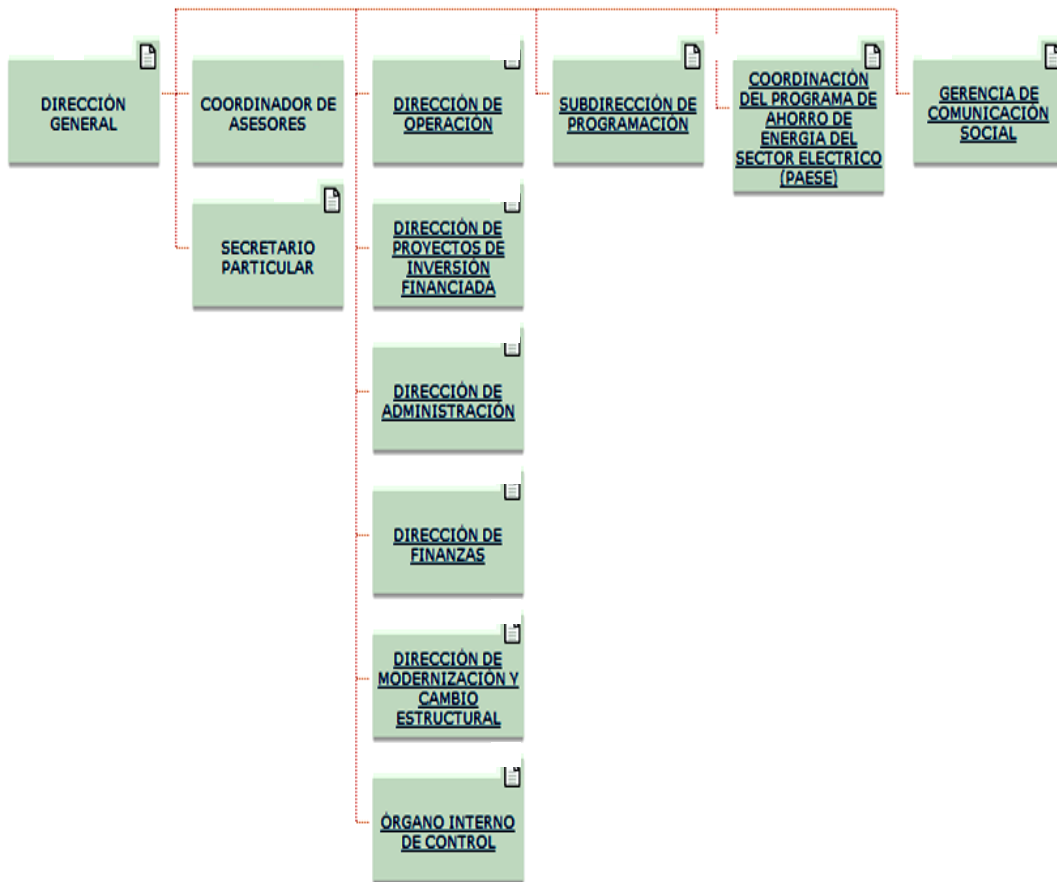


Figura II.3. Organigrama de la Comisión Federal de Electricidad

La CFE ofrece el servicio de energía eléctrica en la mayor parte del país, con excepción del Distrito Federal y algunos Estados y poblaciones cercanas a éste, el servicio está a cargo de Luz y Fuerza del Centro. Es un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

En la figura II.4, se puede observar la función principal de la CFE para la alta disponibilidad, confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica.



Figura II.4. Nuestra Función en la CFE.

### II.3.1. Visión, Misión y Objetivos de la CFE.

**VISIÓN:** Una empresa de clase mundial que participa competitivamente en la satisfacción de la demanda de energía eléctrica nacional e internacional, que optimiza el uso de su infraestructura física y comercial, a la vanguardia en tecnología, rentable, con imagen de excelencia, industria y recursos humanos altamente calificados.

**MISIÓN:** Asegurar, dentro de un marco de competencia y actualizado tecnológicamente, el servicio de energía eléctrica, en condiciones de cantidad, calidad y precio, con la adecuada diversificación de fuentes de energía.

- Optimizar la utilización de su infraestructura física, comercial y de recursos humanos.
- Proporcionar una atención de excelencia a nuestros clientes.
- Proteger el medio ambiente, promover el desarrollo social y respetar los valores de las poblaciones donde se ubican las obras de electrificación.

## OBJETIVOS:

- Mantenernos como la empresa de energía eléctrica más importante a nivel nacional.
- Operar sobre las bases de indicadores internacionales en materia de productividad, competitividad y tecnología.
- Ser reconocida por nuestros usuarios como una empresa de excelencia que se preocupa por el medio ambiente, y que está orientada al servicio al cliente.
- Elevar la productividad y optimizar los recursos para reducir los costos.
- Aumentar la eficiencia de la empresa.
- Promover la alta calificación y el desarrollo profesional de los trabajadores.

### **II.3.2. Marco Jurídico de la CFE.**

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.
- Ley de Planeación.
- Ley Federal de Entidades Paraestatales.
- Plan Nacional de Desarrollo.
- Programa Nacional de Combate a la Corrupción y Fomento a la Transparencia y Desarrollo Administrativo.

### **II.3.3. Valores de la CFE.**

Los once valores corporativos son:

- Respeto.
- Honestidad.
- Responsabilidad.
- Dignidad.
- Justicia.
- Equidad.
- Integridad.
- Bien común.
- Actitud de Servicio.
- Lealtad.

Continuando con lo anterior podemos observar que en la figura II.5, se presenta el diagrama de procesos de distribución de la CFE, teniendo las entradas como: requisitos del cliente, legales y reglamentarios, en la parte del proceso es la parte en donde se interactúan los procesos claves como: la alta dirección, el sistema de distribución de energía eléctrica y el despacho y control de energía (CENACE) y los procesos de apoyo como: los recursos humanos, recursos financieros, recursos materiales y servicio, obteniéndose una salida como resultado de todo el proceso como: satisfacción de clientes y servicio público de energía eléctrica.

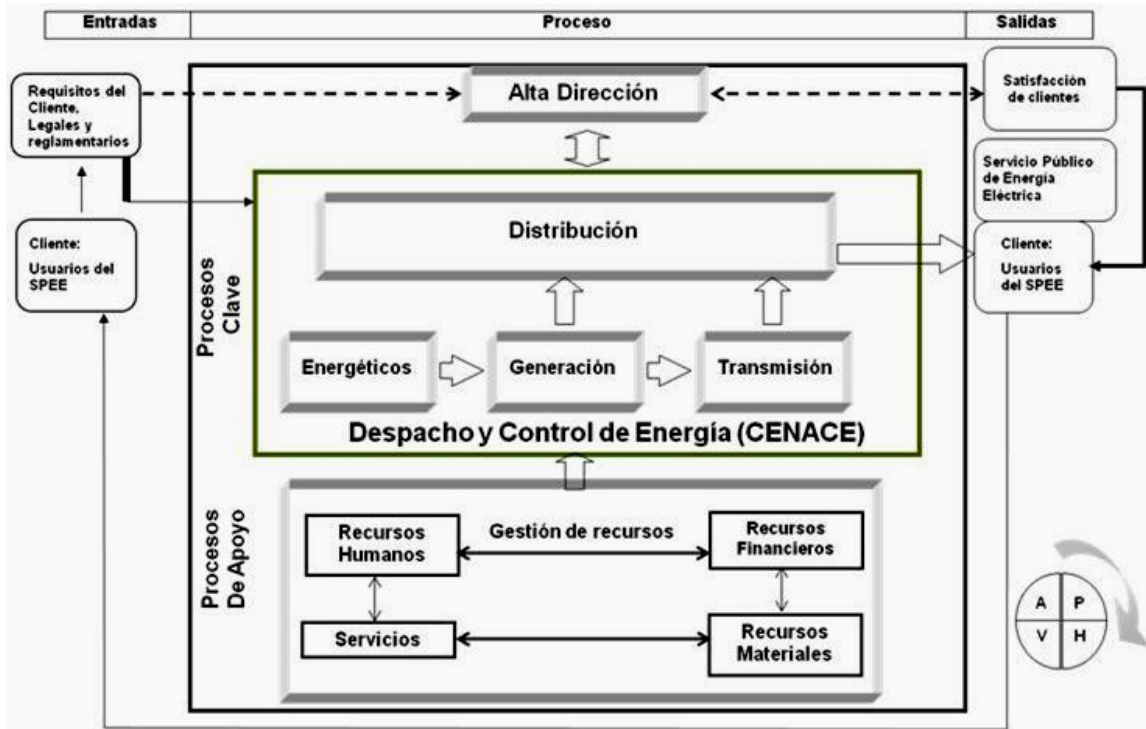


Figura II.5. Diagrama de procesos de la CFE.

### II.3.4. Dirección de Operación de la CFE.

Alineada a la Dirección General de la CFE, asegura, dentro de un marco de competencia actualizado tecnológicamente, el servicio de energía eléctrica en condiciones de cantidad, calidad y precio, con la adecuada diversificación de fuentes de energía. Optimizando la utilización de su infraestructura física, comercial y de recursos humanos; Proporcionando atención de excelencia a nuestros clientes; Protegiendo el medio ambiente, promoviendo el desarrollo social y respetando los valores de las poblaciones donde se ubican las obras de electrificación, se observa en la figura II.6 el organigrama de la Dirección de Operación de la CFE.



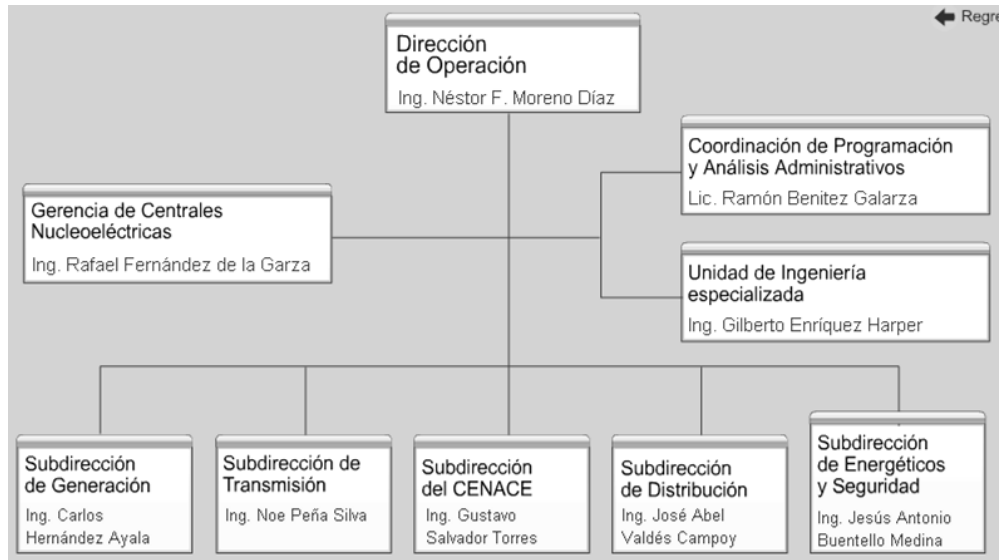


Figura II.6. Organigrama de la Dirección de Operación de la CFE.

### II.3.5. Subdirección de Distribución de la CFE.

#### II.3.5.1. Visión, Misión de la Subdirección de Distribución de la CFE.

**MISIÓN:** Contribuir al desarrollo y bienestar de la sociedad, satisfaciendo las necesidades de energía eléctrica y otros servicios, a través de una organización rentable y competitiva, mejorando el desarrollo integral de sus colaboradores.

**VISIÓN:** Para el año 2010 nos consolidaremos como una empresa de clase mundial en el suministro de energía eléctrica y otros servicios, con clientes satisfechos, integrada por un equipo humano en constante desarrollo, con autonomía de gestión y resultados económicos que aseguren su crecimiento.

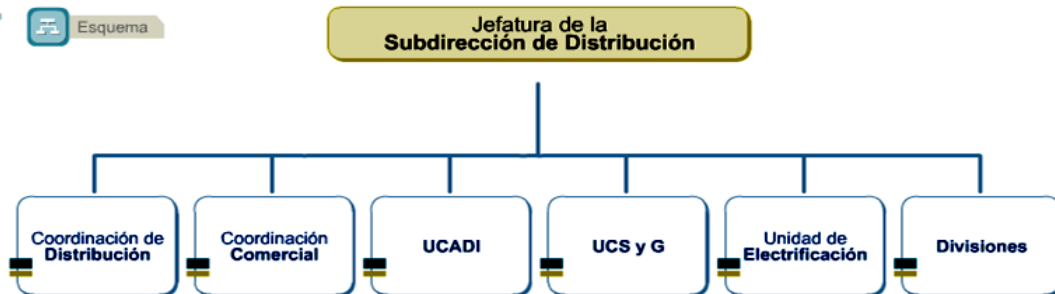


Figura II.7. Diagrama de la Subdirección de Distribución de la CFE.

## II.3.6. Coordinación de Distribución de la Subdirección de Distribución de la CFE.

### II.3.6.1. Misión de la Coordinación de Distribución de la CFE.

**MISIÓN:** Coordinar, la distribución de la energía eléctrica que garantice la continuidad y confiabilidad y al menor costo posible. De conformidad a los lineamientos y normatividad establecida por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento. Para asegurar la atención a los usuarios, en la figura II.8 se observa el diagrama de la Coordinación de Distribución de la CFE.

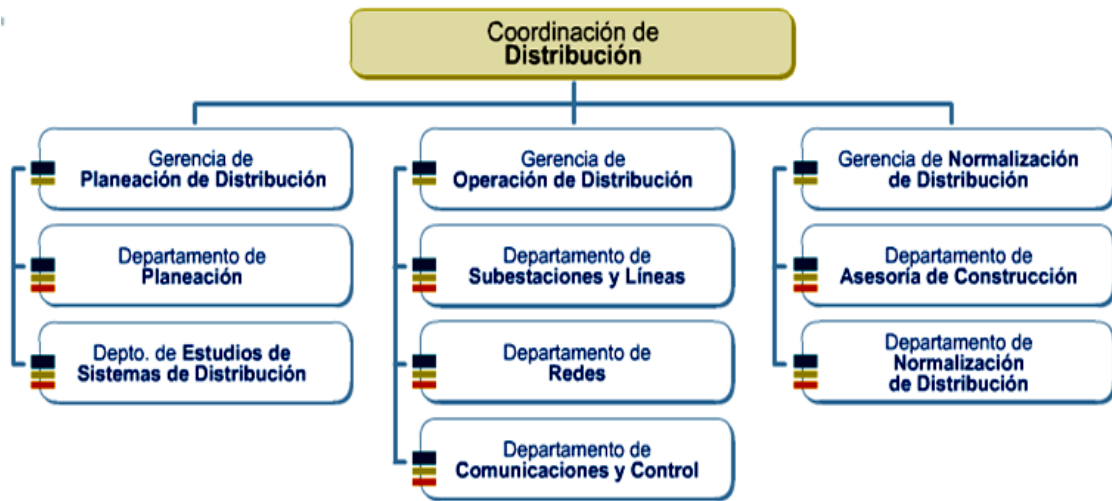


Figura II.8. Diagrama de la Coordinación de Distribución de la CFE.

## II.3.7. Gerencia de Operación de Distribución de la CFE.

### II.3.7.1. Misión de la Gerencia de Operación de Distribución de la CFE.

**MISIÓN:** "Coordinar los programas de mantenimiento de líneas de alta tensión, subestaciones, líneas y redes de distribución aéreas y subterráneas, así como su operación. De conformidad a la normatividad y lineamientos de ingeniería emitidos por la Dirección General, Dirección de Operación y Subdirección de Distribución. Para proporcionar a los usuarios el suministro del servicio de energía eléctrica". Podemos observar en la figura II.9 el organigrama de la Gerencia de Operación de Distribución de la CFE.

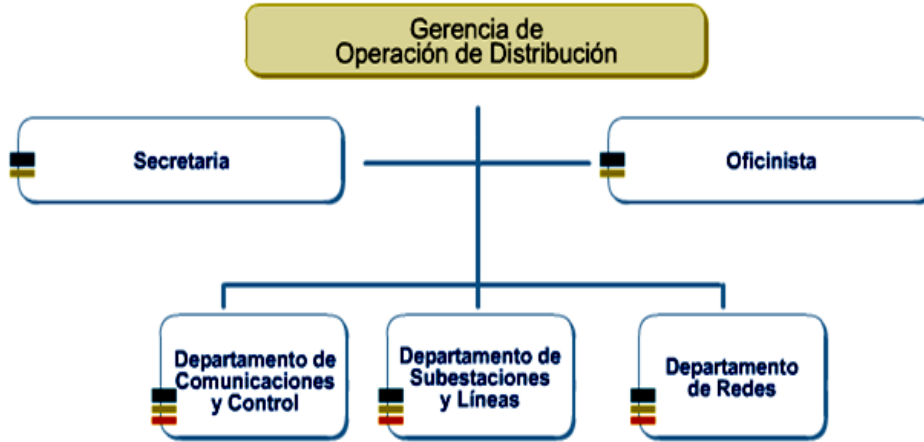


Figura II.9. Diagrama de la Gerencia de Operación de Distribución de la CFE.

### II.3.7.2. Planeación Estratégica de la Gerencia de Operación de Distribución de la CFE.

Determina el rumbo que va a tomar una organización en los siguientes años, cómo va a llegar hasta ese punto y cómo sabrá si va en la dirección correcta. Generalmente, se aplica a la organización completa, sin embargo cualquier área, grupo o persona de la empresa puede realizar planes, relacionados con proyectos, procesos, comités de especialistas y grupos de trabajo.

La planeación estratégica inicia al definir la misión, visión, valores y análisis del entorno. Con estos elementos se identifican de inmediato los objetivos y sus indicadores, lo cual lleva a su vez a la selección de estrategias e iniciativas que permitirán el logro de las metas.

Una estrategia se divide o segmenta en un conjunto concreto de acciones que al realizarse exitosamente permiten lograr la ejecución exitosa de la estrategia. Esas acciones son las iniciativas. Para alcanzar la visión, teniendo como punto de partida la misión, es necesario definir objetivos. Los objetivos estratégicos se miden a través de indicadores. La definición de las estrategias para alcanzar las metas y cumplir con los objetivos permite identificar las iniciativas y las acciones a realizar, en la figura II.10 se muestra la planeación estratégica de la Gerencia de Operación y Mantenimiento de la CFE.

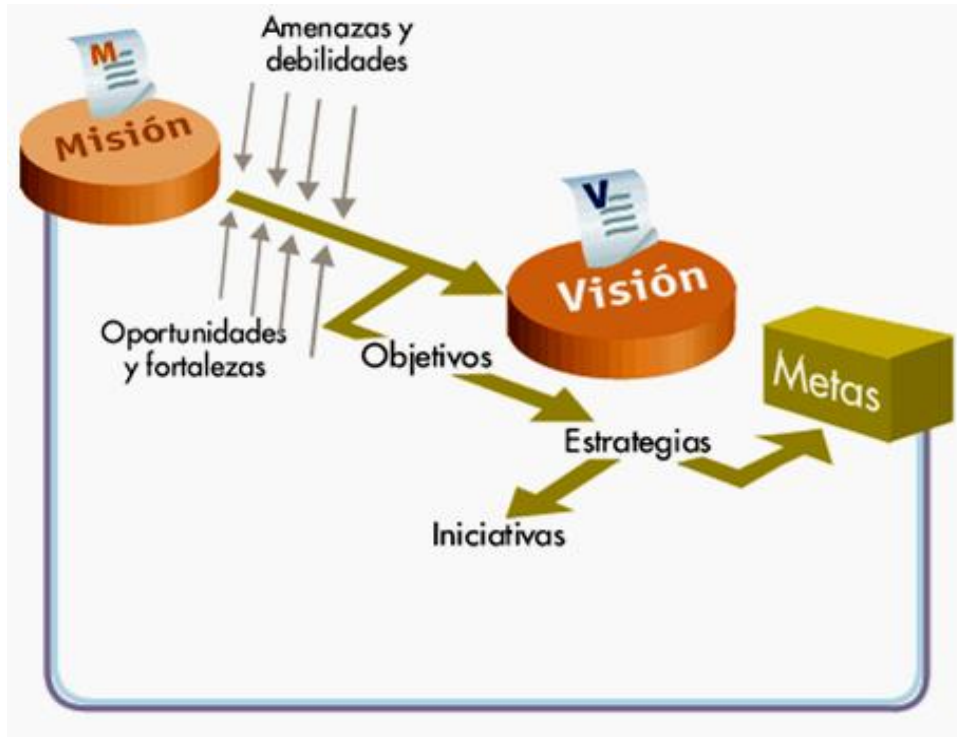


Figura II.10. Planeación estratégica de la Gerencia de Operación de Distribución de la CFE.

## II.4. Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación.

### II.4.1. Introducción del Sistema Integral de Gestión

Es Mejorar el desempeño de la Dirección de Operación y la contribución al logro de la visión y la misión de la Comisión Federal de Electricidad.

La Dirección de Operación (DDO), dependiente de la Dirección General de la Comisión Federal de Electricidad, determinó como una decisión estratégica:

- ✓ Establecer
- ✓ Documentar
- ✓ Implementar y
- ✓ Mantener un Sistema Integral de Gestión (SIG) multisitios.

## II.4.2. ¿Qué es el Sistema Integral de Gestión?

Es un sistema de gestión de la organización que incluye aspectos en materia de Calidad, Ambiental, Seguridad y Salud en el Trabajo, basado en un modelo de clase mundial (Normas Internacionales ISO 9001, 14001, y la NMX – SAST - 001), lo cual ayuda a la mejora continua de la eficiencia y la eficacia de la DDO así como su competitividad, para cumplir con los requisitos de los clientes y de las partes interesadas, considerar los requerimientos, necesidades y expectativas, en la figura II.11 se muestra la estructura documental del sistema integral de gestión.

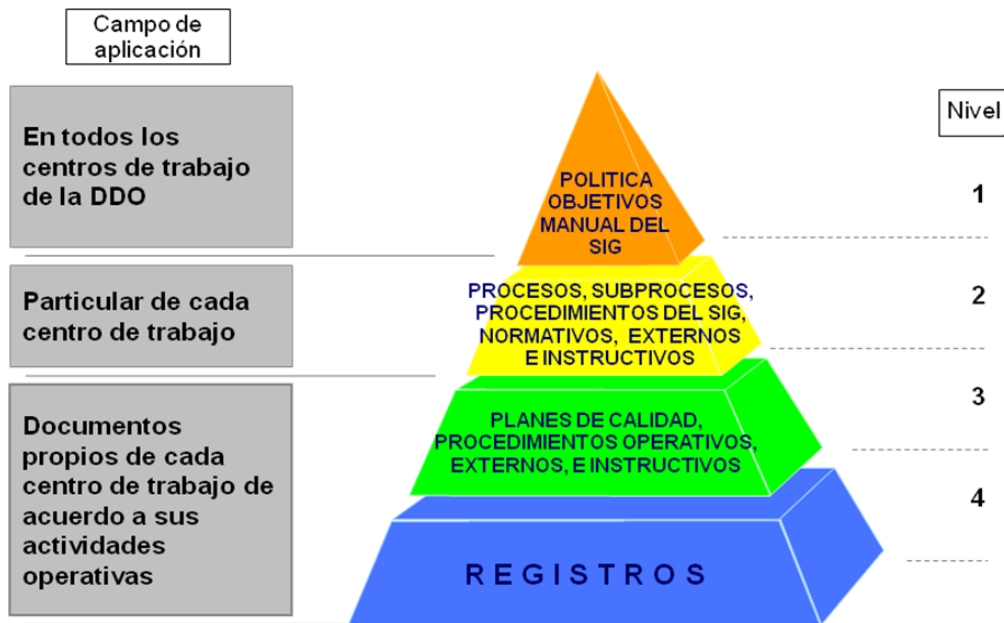


Figura II.11. Estructura documental del Sistema Integral de Gestión.

## II.4.3. Visión del Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación.

Una empresa de clase mundial que participa competitivamente en la satisfacción de la demanda de energía eléctrica nacional e internacional, que optimiza el uso de su infraestructura física y comercial, a la vanguardia en tecnología, rentable, con imagen de excelencia, industria limpia y recursos humanos altamente calificados.

### II.4.4. Misión del Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación.

- Asegurar, dentro de un marco de competencia y actualizado tecnológicamente, el servicio de energía eléctrica, en condiciones de cantidad, calidad y precio, con la adecuada diversificación de fuentes de energía.
- Optimizar la utilización de su infraestructura física, comercial y de recursos humanos.
- Proporcionar una atención de excelencia a nuestros clientes.
- Proteger el medio ambiente, promover el desarrollo social y respetar los valores de las poblaciones donde se ubican las obras de electrificación.

Por el consiguiente se observa en la figura II.12 los objetivos e indicadores del Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación de la CFE.

OBJETIVOS E INDICADORES	
OBJETIVOS	INDICADORES
1. Satisfacer los requisitos y expectativas del cliente	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Satisfacción del cliente</li> <li>✓ Compromisos de servicio</li> <li>✓ Inconformidades por cada 1000 usuarios (sin impropiedades)</li> </ul>
2. Operar sobre las bases de indicadores en materia de productividad y competitividad.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Tiempo de interrupción por usuario (sin afectaciones)</li> <li>✓ Pérdidas de energía</li> <li>✓ Usuarios por trabajador de operación</li> <li>✓ Costo del kwh</li> </ul>
3. Promover la alta calificación y el desarrollo profesional de los trabajadores.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Días anuales de capacitación</li> <li>✓ Trabajadores evaluados en competencia laboral</li> </ul>
4. Garantizar la seguridad, salud y bienestar del personal.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Frecuencia</li> <li>✓ Gravedad</li> <li>✓ Ausentismo por enfermedad general</li> <li>✓ Clima Organizacional</li> </ul>
5. Optimizar la administración de los recursos materiales y financieros.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Ejecución del Despacho Económico</li> <li>✓ Cobranza</li> </ul>
6. Implementar acciones que contribuyan al desarrollo sustentable	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Capacidad Efectiva con fuentes alternas</li> <li>✓ Cumplimiento de la legislación ambiental</li> <li>✓ Cumplimiento de metas ambientales</li> </ul>
7. Mejorar continuamente la eficacia del Sistema Integral de Gestión.	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Eficacia del SIG</li> </ul>

Figura II. 12. Objetivos e indicadores.

A continuación se describen los aspectos del Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación de la CFE y son: Calidad en el producto para la satisfacción del cliente, eficacia de los procesos y competitividad de la organización, en estos se aplican la ISO 9001:2000 / NMX y CC 9001 – IMNC – 2000 Sistema de Gestión de la Calidad – Requisitos, también esta el aspecto Ambiente: de la prevención de la contaminación y atención de los aspectos ambientales en los procesos para la preservación del medio ambiente aplicando la ISO 14001:2004 / NMX – SAA – IMNC 2004 Sistema de administración ambiental y el ultimo aspecto involucrado es la Seguridad y salud en el Trabajo: encargado del cuidado de la seguridad y salud en el trabajo a través de la identificación de peligros y control de riesgos, aplicando al NMX - SAST – 001 – IMNC – 2000 Sistema de Administración de Seguridad y Salud en el Trabajo, esto se observa más claramente en la figura II.13.

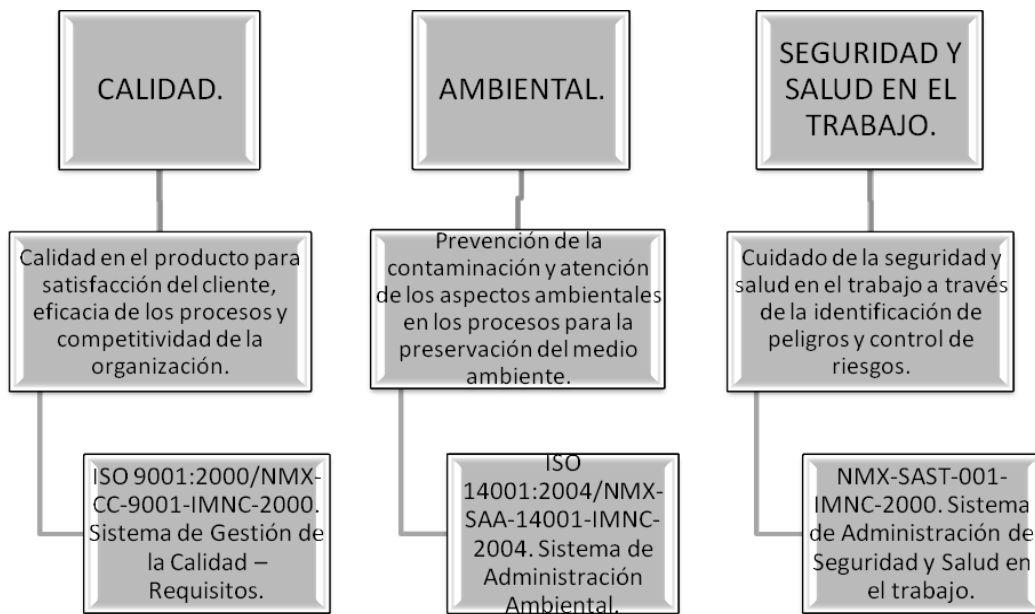


Figura II. 13. Aspectos en materia de Calidad, Ambiental, Seguridad y Salud en el Trabajo.

#### II.4.5. ¿Qué es Sistema Multisitio?

Es aquel que integra las cinco Subdirecciones de la Dirección de Operación; Energéticos, Generación, Transmisión, CENACE, Distribución y la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas, de manera que todos dirijamos nuestras labores bajo una misma Visión, Misión, Política y Objetivos.



Unificando todos nuestros sistemas de trabajo, respetando la autonomía de gestión y la particularidad de las diversas áreas.

#### II.4.6. Política del Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación.

A continuación se muestra la política del Sistema Integral de Gestión y Certificación Multiusos ISO 9001, ISO 14001 y NMX – SAST – 001, aplicada a la dirección de operación de la CFE.



**Sistema Integral de Gestión  
Certificación Multiusos  
ISO 9001, ISO 14001 y NMX-SAST-001**

REV 0

---

**Política**

Satisfacer las necesidades de energía eléctrica de la sociedad, mejorando la competitividad asegurando la eficacia de los procesos de la Dirección de Operación, sustentados en la autonomía de gestión de sus áreas y con el compromiso de:

- ✓ Desarrollar el Capital Humano
- ✓ Prevenir y controlar los riesgos que afectan la integridad de los trabajadores e instalaciones
- ✓ Cumplir con la legislación, reglamentación y otros requisitos aplicables y
- ✓ Prevenir la contaminación.

Mejorando continuamente la eficacia de nuestro Sistema Integral de Gestión.

*[Firma]*  
Ing. Nestor Moreno Díaz  
Director de Operación

*[Firma]*  
Sr. Víctor Fuentes del Villar  
Secretario General del CEN del SUTERM

---

**Dirección de Operación**

#### II.4.7. ¿Cuál es el producto de la Dirección de Operación?

La DDO tiene como producto el suministro del servicio de Energía Eléctrica, el cual se entrega por la cadena productiva Generación-Transmisión-Distribución, a nuestros clientes, el CENACE realiza las funciones de control, para satisfacer los requisitos previamente convenidos.



#### II.4.8. ¿Quién es el cliente de la Dirección de Operación?

La DDO ha identificado al Usuario del Servicio de Energía Eléctrica como su cliente, estableciendo con éste el contrato de Servicio Público de Energía Eléctrica.

#### II.4.9. ¿Quiénes son las partes interesadas de la Dirección de Operación?

Todas aquellas personas o grupos que tienen un interés en el desempeño de nuestra organización:

- **Grupo Directivo.** Está formado por la Dirección General de CFE, Direcciones de Área, los Organismos de Gobierno y el CEN del SUTERM.
- **Personal.** La DDO incluye a todo el personal que labora en su ámbito.
- **Comunidad.** Instituciones y localidades del ámbito de influencia de los centros de trabajo de la DDO.
- **Organismos de Gobierno.** Son las dependencias, entidades o instituciones del Gobierno Federal, Estatal y Municipal que se relacionan por normatividad, directa o indirectamente con la función que desarrolla la DDO.
- **Proveedores.** Son todas las organizaciones externas (públicas o privadas), que proporcionan bienes o servicios, durante cualquier etapa de los procesos de la DDO.

Además del Sistema Integral de Gestión de la Dirección de Operación, también se encuentran aplicados los Sistemas de Calidad en el Área de Transmisión y Transformación de la CFE y se pueden analizar y observar con más detalle [Hernández, 2008], la cual se desarrolla una metodología que permita a las organizaciones del sector energético mexicano el diseño e implementación de sistemas de calidad, basado en el método de los 6 pasos para la implantación y mejora de sistema de calidad.



Figura II. 14. Método de 6 pasos para implantación o mejora de sistemas de calidad.

Para el termino de éste **Capítulo II**, se presentó la ubicación del medio ambiente temporal y físico donde se va a aplicar la propuesta metodológica sistémica, que es en la CFE además de describir la estructura de la misma, sus funciones, misión, visión, objetivos y sus valores, su marco jurídico, el organigrama y la descripción de la Subdirección de Distribución, desglosando cada uno de las aéreas y departamentos que la conforman a la dirección de operación de distribución hasta la gerencia de operación de distribución donde se aplicara la propuesta descrita en el capítulo I.

En el siguiente **Capítulo III**, se describe el análisis y diagnóstico de la situación actual de la regulación de energía eléctrica en los sistemas de distribución de la CFE, las disposiciones Constitucionales de los artículos 25 y 27 de nuestra carta magna, sus principales ordenamientos legales, los aspectos primordiales de la prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica, además de la descripción de los índices de confiabilidad para lograr una calidad del servicio de energía eléctrica, que actualmente se aplican en los sistemas de distribución de la energía.

# **CAPÍTULO III**

Continuando con el Capítulo III, se realiza el análisis y diagnóstico de la situación actual de la regulación de energía eléctrica en los sistemas de distribución de la CFE, sus disposiciones Constitucionales de los artículos 25 y 27 de nuestra carta magna, sus principales ordenamientos legales, los aspectos primordiales de la prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica, además de la descripción de los índices de confiabilidad que actualmente se aplican en los sistemas de distribución.

## **ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN EN LA CFE.**

### **III.1. Regulación de la energía eléctrica de la CFE.**

#### **III.1.1. Disposiciones Constitucionales de la CFE.**

La regulación de energía eléctrica se encuentra contenida en los artículos 25, 26 y 27, párrafo sexto; 28, 73, 74, 90, 108, 110, 123 y 134, de nuestra carta magna.

El artículo 25, le atribuye al Estado la responsabilidad de organizar y conducir el desarrollo nacional. Exigiendo que el sector público tenga a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que señalan en el artículo 28, párrafo cuarto, de la Constitución, entre las que se cuenta la electricidad.

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en su Artículo 27, párrafo sexto dice textualmente: *Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.*

### **III.1.2. Principales Ordenamientos Legales de la CFE.**

- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que es el ordenamiento principal en esta materia, la cual regula propiamente la prestación del servicio público de energía eléctrica; así como, la organización y funcionamiento de la Comisión Federal de Electricidad, constituyéndose en su ley orgánica.
- Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, por cuanto se refiere a la asignación de facultades a las secretarías de Estado, particularmente a la Secretaría de Energía y el reconocimiento y ubicación estructural de las entidades paraestatales.
- Ley de la Comisión Reguladora de Energía, que regula la actividad y organización de dicha Comisión y sus facultades.
- Ley Federal de las Entidades Paraestatales, que establece la forma de organización y funcionamiento de dichas entidades y sus relaciones con la administración pública centralizada.
- Ley de Planeación, que establece todo el sistema de planeación democrática a que se refiere el artículo 26 de la Constitución federal.
- Ley General de Deuda Pública, que regula la forma y procedimientos para la contratación de empréstitos por parte de la administración pública.
- Ley de Presupuestos, Contabilidad y Gasto Público Federal, que regula la forma de prever, ejercer y registrar el gasto de la administración pública.
- Ley General de Bienes Nacionales, que regula el dominio mobiliario e inmobiliario, público y privado de la nación.
- Ley de Adquisiciones y Obras Públicas, que establece el marco jurídico conforme al cual se deben realizar las adquisiciones de toda clase de bienes y servicios de la administración pública, así como la construcción de obra pública.
- Ley de Responsabilidades de los Servidores Públicos, que establece las responsabilidades y obligaciones de los servidores públicos, para garantizar el buen desempeño de sus funciones.

### **III.1.3. Aspectos Primordiales de la Prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica.**

La Comisión Federal de Electricidad, se encuentra obligada, al artículo 25 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, a suministrar energía eléctrica a todo el que lo solicite, salvo que exista los supuestos en que se considera que se halla impedimento técnico, entendiéndose por tal cuando se requiere el suministro en condiciones que aparten de una frecuencia de 60 Hertz y que el suministrador no pueda satisfacer estos requerimientos. Se considera que existen razones económicas que impiden el suministro cuando el suministrador tenga que construir obras específicas adicionales a las existentes y que el solicitante no esté de acuerdo en cubrir este concepto.

La Comisión Federal de Electricidad propone dichas tarifas o sus modificaciones con base en los estudios y análisis económicos que se llevan a cabo permanentemente en la institución, y las Secretarías de Energía y de Economía formulan su respectiva opinión, que se hace llegar a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Se pueden observar los datos proporcionados de Generación, Transmisión y Distribución de la CFE, en el **Anexo A**.

### **III.2. Introducción a los Índices de Confiabilidad del Servicio de Energía Eléctrica en la CFE.**

#### **III.2.1. Antecedentes de los Índices de Confiabilidad en la CFE.**

De conformidad con lo establecido en el Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su Capítulo V del Suministro y la Venta de Energía Eléctrica, el artículo 18, señala que “El suministrador deberá ofrecer y mantener el servicio en forma de corriente alterna en una, dos o tres fases, a las tensiones alta, media o baja disponibles en la zona de que se trate, observando lo siguiente:

- I. Que la frecuencia sea de 60 Hertz con una tolerancia de  $\pm 0.8\%$ .
- II. Que las tolerancias en la tensión de alta, media o baja tensión no excedan de  $\pm 10\%$  con tendencia a reducir progresivamente.

El procedimiento para la asignación del tiempo de interrupción por usuario (TIU), entre las entidades que intervienen con sus procesos durante un disturbio, se encuentra en el **Anexo B**. En este apartado se presenta la información de los índices aplicados en el sistema de Distribución de la CFE.

En lo que se refiere a la continuidad del suministro, la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en su artículo 27 y el Reglamento en sus artículos 37, 38, 39 y 40, establecen los casos puntuales en que el suministrador no incurre en responsabilidad por interrupciones del suministro, el número y duración máxima de interrupciones programadas; sin embargo, no hacen mención de otros parámetros de calidad de la energía, como el número y duración de las interrupciones breves y prolongadas, desbalances entre fases y distorsión armónica.

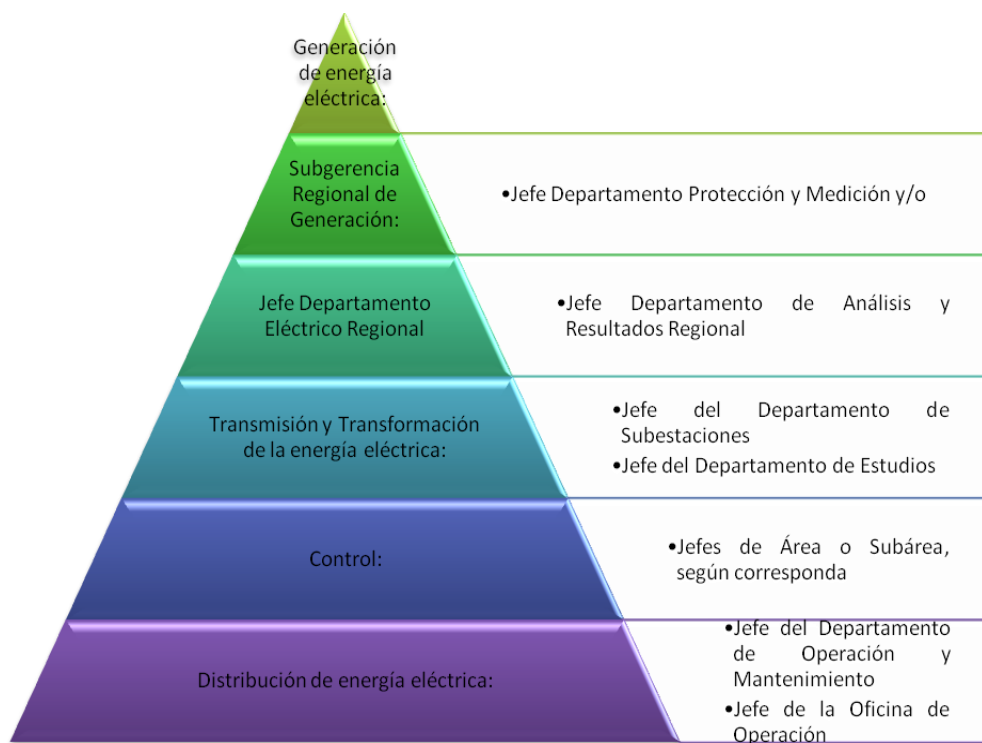
*El reglamento no establece la obligatoriedad de llevar un registro de los cumplimientos de los parámetros antes señalados, por lo que no se tiene suficiente control de ellos.*

### **III.2.2. Políticas de los Índices de Confiabilidad en la CFE.**

El Comité Central del Tiempo Interrupción por Usuario tiene la función:

- Intervenir, como última instancia, para asignar los cargos del TIU, que por alguna razón no se llegarán a validar en el ámbito Comité Divisional del TIU, al declararse incompetentes las áreas para llegar a algún acuerdo.
- Establecer la secuencia para la atención y análisis de fallas, asignación de cargos y control del TIU, así como los elementos y criterios técnicos por entidad y servicio que sirvan para normar la aplicación y cargo del TIU en el ámbito de su competencia.
- Acordar la asignación de los cargos del TIU, sobre la base de un análisis conjunto entre las entidades involucradas, conformando la información necesaria del disturbio para la preparación del Reporte Técnico de apoyo para el dictamen.

En la figura **III.1**, se muestra el Comité Local del Tiempo de Interrupción por Usuario estará integrado por las entidades siguientes:



*Figura III. 1. Pirámide conceptual del comité local del TIU.*

Quienes en forma personal o a través de los representantes que ellos determinen, deben revisar y analizar el desarrollo de los eventos y delimitar la responsabilidad de cada una de las áreas en la aplicación y asignación del TIU.

### III.2.2.1. Políticas Generales de los Índices de Confiabilidad en la CFE.

El Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) podrá ser causado por el disparo de un interruptor o desenergización de un área, circuito o subestación, las entidades entre las que se podrá aplicar la responsabilidad del TIU, son las siguientes:

- Generación.
- Otras Empresas Generadoras.
- Transmisión.
- Centro Nacional de Control de Energía.
- Distribución.

La asignación del TIU a las entidades mencionadas, podrá ser de responsabilidad propia o por servicio; esto último en tanto se siga prestando servicio de apoyo técnico en cualquiera de las especialidades.

Se entiende como “Responsabilidad de servicio” cuando el TIU, se origine en la instalación propiedad de un área determinada, que es atendida en su mantenimiento por alguna otra área que proporciona apoyo en especialidades técnicas y cuya causa raíz es atribuible al “servicio de apoyo que se proporciona”.

La “Responsabilidad propia”, debe entenderse cuando la falla se presente en instalaciones o equipos propiedad de la entidad, en la que la misma es responsable de su mantenimiento y atención.

### **III.2.2.2. Políticas Específicas de los Índices de Confiabilidad en la CFE.**

#### ***Responsabilidad del Tiempo de Interrupción por Usuario en Distribución.***

El TIU, originado en los circuitos alimentadores de distribución o redes de distribución será responsabilidad de este proceso, a menos que se compruebe que la causa de la interrupción fue originada por otra de las entidades.

- El TIU, ocasionado por la operación incorrecta del esquema de protecciones del circuito alimentador será con cargo al proceso responsable del mantenimiento.
- Falla en Subestaciones de Distribución derivada de la operación incorrecta de la protección, sin repercusión en el resto del Sistema Interconectado Nacional (SIN), si la falla ocurre en una Subestación de Distribución por la falla del equipo primario o aislamiento de alimentadores (Buses) o equipo misceláneo.
- Falla en la Subestación por la operación incorrecta de protecciones con repercusión en el resto del Sistema Interconectado Nacional.
- El TIU, ocasionado por fallas eléctricas en circuitos de distribución por líneas o equipos externos o bien pertenecientes a otro proceso será con cargo al proceso que provoque la falla.



### III.2.3. Índices de Confiabilidad en la CFE.

El análisis de la confiabilidad del servicio del suministro eléctrico a los usuarios es efectuado mediante la utilización de los índices de confiabilidad y resúmenes de acontecimientos.

Los índices de confiabilidad representan el comportamiento real de los circuitos de distribución durante algún periodo especificado (mensual, trimestral, semestral o anual), se obtienen clasificándolos con respecto al sistema donde aconteció la salida que causo la interrupción (Distribución, Transmisión – Generación) y un nivel de información determinado (Zona o División).

Se establecen índices para evaluar la confiabilidad del servicio que se proporciona a los usuarios como se muestra a continuación:



Figura III.2. Índices de Confiabilidad aplicados en la CFE.

### III.3. Índices para Evaluar la Confiabilidad del Servicio de Energía Eléctrica en la CFE.

La confiabilidad de un sistema de suministro de energía eléctrica ha sido definida como la probabilidad de proporcionar a los usuarios un servicio continuo de calidad satisfactoria.

### **III.3.1. Evaluación de la Confiabilidad.**

La evaluación de la confiabilidad percibe las interrupciones en los circuitos de distribución, registrando sus causas y efectos para condensar los datos en un historial de interrupciones y utilizar esta información para mejorar su comportamiento presente y predecir su futuro y lográndose la utilización de los índices de confiabilidad y sus resúmenes de acontecimientos.

### **III.3.2. Índices de Confiabilidad.**

Representan el comportamiento real de los circuitos de distribución durante algún periodo especificado (mensual, trimestral, semestral o anual), son obtenidos y clasificados con respecto al sistema, aconteciendo la salida que causo la interrupción (Distribución, Generación – Transmisión y otras Empresas) a un nivel de información determinado (Ciudad, Zona, División, Región o Nacional).

### **III.3.3. Cálculo de los índices.**

Son obtenidos para un periodo especificado (mensual, trimestral, semestral o anual), con una clasificación a un nivel de información determinado, quedando preestablecido que está realiza para una clasificación o subclasificación determinada; considerándose las interrupciones ocurridas en los circuitos de distribución originadas por la salida de una o más componentes pertenecientes a la clasificación o subclasificación.

A continuación se describen los índices aplicados en el sistema de distribución de la Gerencia de Operación: frecuencia de interrupciones por circuito (FIC), frecuencia de interrupciones por cada 100 km de línea (FIL), frecuencia de interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU), tiempo de interrupción por usuario (TIU), y el índice de aportación al tiempo de interrupción por usuario (ATIU).

Se pueden observar los datos de los resultados de los índices de interrupción por usuario del sistema de distribución de la CFE en el **Anexo C**.

### III.3.3.1. Cálculo del índice de la Frecuencia de Interrupciones por Circuito (FIC).

A continuación se describe cada uno de sus elementos que componen a la fórmula para el cálculo del índice de la frecuencia por circuito (FIC) a nivel Ciudad, Zona y División.

$$\text{A. Nivel Ciudad. } FIC = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{J_i} ISU_{ij}}{\sum_{i=1}^T NCU} = \frac{\overline{ISU}}{\overline{NCU}} \dots\dots(III.1)$$

En donde:

$ISU_{ij}$  = Interrupción “j”, sostenida (duración de un minuto o más) y no continuada, acaecida durante el mes “i” en un circuito de distribución de la ciudad de que se trata; y que afecto total o parcialmente a los usuarios urbanos que alimenta ( $PUR \neq 100$ ).

“i” = Mes de que se trata. Variando desde I hasta T, en todo I corresponde al mes de inicio del periodo y T al del término.

“j” = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida y no continuada  $ISU_{ij}$ , durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta  $J_i$  es la última interrupción sostenida y no continuada, acaecida durante el mes “i”.

$NCU_i$  = Número de circuitos de distribución en operación en la Ciudad, durante el mes “i”.

$\overline{ISU}$  = Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la Ciudad de que se trata; y que afectaron total o parcialmente, a los usuarios urbanos que alimentan.

$\overline{NCU}$  = Total del número de circuitos en operación durante los meses del periodo especificado, de la Ciudad de que se trata.

$$\text{B. Nivel Zona. } FIC = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^{K_i} ISZ_{ik}}{\sum_{i=1}^T NCZ} = \frac{\overline{ISZ}}{\overline{NCZ}} \dots\dots(III.2)$$

En donde:

$ISZ_{ik}$  = Interrupción “k”, sostenida (duración de un minuto o más) y no continuada, acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la zona de que se trata.

“i” = Mes de que se trata. Variando desde I hasta T, en todo I corresponde al mes de inicio del periodo y T al del término.

“k” = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida y no continuada  $ISZ_{ik}$ , durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta  $K_i$ ; en donde  $K_i$  es la última interrupción sostenida y no continuada, acaecida durante el mes “i”.

$NCZ_i$  = Número de circuitos de distribución en operación en la Zona, durante el mes “i”.

$\overline{ISZ}$  = Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la Zona de que se trata; y que afectaron total o parcialmente, a los usuarios urbanos que alimentan.

$\overline{NCZ}$  = Total del número de circuitos en operación durante los meses del periodo especificado, de la Zona de que se trata.

**C. Nivel División.**

$$FIC = \frac{\sum_{I=1}^Z \overline{ISZ}_1}{\sum_{I=1}^Z \overline{NCZ}_1} \dots\dots(III.3)$$

En donde:

$ISZ_1$  = Total de Interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la zona “1”.

“1” = Zona de que se trata. Variando desde 1 hasta Z, en todo Z es la última Zona de la División.

$\overline{NCZ}_1$  = Total del Número de circuitos en operación durante los meses del periodo especificado, de la Zona “1”.

### III.3.3.2. Cálculo del índice de la Frecuencia de Interrupciones por cada 100 km de línea (FIL).

Continuando, ahora se describe el cálculo de cada uno de sus elementos que componen a la fórmula para el cálculo del índice de la frecuencia de Interrupciones por cada 100 km de línea (FIL) a nivel Ciudad, Zona y División.

$$\text{A. Nivel Ciudad. } \text{FIL} = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{J_i} \text{ISU}_{ij}}{\sum_{i=1}^T \text{LPU}_i} \times 100 = \frac{\overline{\text{ISU}}}{\overline{\text{LPU}}} \times 100 \quad \dots\dots(\text{III.4})$$

En donde:

$\text{ISU}_{ij}$  = Interrupción “j”, sostenida (duración de un minuto o más) y no continuada, acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la ciudad de que se trata; y que afecto total o parcialmente, a los usuarios urbanos que alimenta ( $\text{PUR} \neq 100$ ).

“i” = Mes de que se trata. Variando desde I hasta T, en todo I corresponde al mes de inicio del periodo y T al del término.

“j” = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida y no continuada “ $\text{ISU}_{ij}$ ”, durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta  $J_i$ , en donde  $J_i$  es la última interrupción sostenida y no continuada, acaecida durante el mes “i”.

$\text{LPU}_i$  = Número de km de líneas primarias en operación en la ciudad, al día ultimo de mes “i”.

$\overline{\text{ISU}}$  = Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la Ciudad de que se trata; y que afectaron total o parcialmente, a los usuarios urbanos que alimentan.

$\overline{\text{LPU}}$  = Total del número de km de líneas primarias en operación, al día último de los meses del periodo especificado, de la Ciudad de que se trata.

**B. Nivel Zona.**

$$FIL = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^{K_i} ISZ_{ik}}{\sum_{i=1}^T LPZ_i} \times 100 = \frac{\overline{ISZ}}{\overline{LPZ}} \times 100 \dots\dots(III.5)$$

En donde:

**ISZ<sub>ik</sub>** = Interrupción “k”, sostenida (duración de un minuto o más) y no continuada, acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la Zona de que se trata.

“i” = Mes de que se trata. Variando desde I hasta T, en todo I corresponde al mes de inicio del periodo y T al del término.

“k” = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida y no continuada “ISZ<sub>ik</sub>”, durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta K<sub>i</sub>; en donde K<sub>i</sub> es la última interrupción sostenida y no continuada, acaecida durante el mes “i”.

**LPZ<sub>i</sub>** = Número de km de líneas primarias en operación en la Zona, al día ultimo del mes “i”.

**$\overline{ISZ}$**  = Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la Zona de que se trata.

**$\overline{LPZ}$**  = Total del número de km de líneas primarias en operación durante los meses del periodo especificado, de la Zona de que se trata.

**C. Nivel División.**

$$FIL = \frac{\sum_{l=1}^Z \overline{ISZ}_l}{\sum_{l=1}^Z \overline{LPZ}_l} \times 100 \dots\dots(III.6)$$

En donde:

**ISZ<sub>l</sub>** = Total de Interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la zona “l”.

“l” = Zona de que se trata. Variando desde 1 hasta Z, en donde Z es la última Zona de la División.

**$\overline{LPZ}_l$**  = Total del Número de km de líneas primarias en operación, al día último de los meses del periodo especificado, de la Zona “l”.

### III.3.3.3. Cálculo del índice de la Frecuencia de Interrupciones por cada 1000 Usuarios (FIU).

Siguiendo con el cálculo de los índices, en esta ocasión se describe cada uno de sus elementos que componen a la fórmula para el cálculo del índice de la frecuencia por cada 1000 Usuarios (FIU) a nivel Ciudad, Zona y División.

$$\text{A. Nivel Ciudad. } FIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{J_i} ISU_{ij}}{\sum_{i=1}^T NUU_i} \times 1000 = \frac{\overline{ISU}}{\overline{NUU}} \times 1000 \dots\dots(III.7)$$

En donde:

$ISU_{ij}$  = Interrupción “j”, sostenida (duración de un minuto o más) y no continuada, acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la ciudad de que se trata; y que afecto total o parcialmente, a los usuarios urbanos que alimenta (PUR ≠ 100).

“i” = Mes de que se trata. Variando desde I hasta T, en todo I corresponde al mes de inicio del periodo y T al del término.

“j” = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida y no continuada “ $ISU_{ij}$ ”, durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta  $J_i$ , en donde  $J_i$  es la última interrupción sostenida y no continuada, acaecida durante el mes “i”.

$NUU_i$  = Número de usuarios de la ciudad, al día ultimo de mes “i”.

$\overline{ISU}$  = Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la Ciudad de que se trata; y que afectaron total o parcialmente, a los usuarios urbanos que alimentan.

$\overline{NUU}$  = Total del número de usuarios al día último de los meses del periodo especificado, de la Ciudad de que se trata.

**B. Nivel Zona.**

$$FIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^{K_i} ISZ_{ik}}{\sum_{i=1}^T NUZ_i} \cdot x1000 = \frac{\overline{ISZ}}{\overline{NUZ}} \cdot x1000 \dots\dots(III.8)$$

En donde:

$ISZ_{ik}$  = Interrupción “k”, sostenida (duración de un minuto o más) y no continuada, acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la Zona de que se trata.

“i” = Mes de que se trata. Variando desde I hasta T, en todo I corresponde al mes de inicio del periodo y T al del término.

“k” = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida y no continuada “ $ISZ_{ik}$ ”, durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta  $K_i$ ; en donde  $K_i$  es la última interrupción sostenida y no continuada, acaecida durante el mes “i”.

$NUZ_i$  = Número de usuarios de la Zona, al día ultimo del mes “i”.

$\overline{ISZ}$  = Total de interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la Zona de que se trata.

$\overline{NUZ}$  = Total del número de usuarios al día último de los meses del periodo especificado, de la Zona de que se trata.

**C. Nivel División.**

$$FIU = \frac{\sum_{l=1}^Z \overline{ISZ}_l}{\sum_{l=1}^Z \overline{NUZ}_l} \cdot x1000 \dots\dots(III.9)$$

En donde:

$\overline{ISZ}_l$  = Total de Interrupciones sostenidas y no continuadas, acaecidas durante el periodo especificado, en los circuitos de distribución de la zona “l”.

“l” = Zona de que se trata. Variando desde 1 hasta Z, en donde Z es la última Zona de la División.

$\overline{NUZ}_l$  = Total del Número de usuarios al día último de los meses del periodo especificado, de la Zona “l”.



### III.3.3.4. Cálculo del índice del Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).

Continuando, se describe cada uno de sus elementos que componen a la fórmula para el cálculo del índice del Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) a nivel Ciudad, Zona y División.

$$\text{A. Nivel Ciudad. } TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{u=1}^{U_i} DIU_{iu} UAU_{iu} \left(1 - \frac{PUR_{iu}}{100}\right)}{\sum_{i=1}^T NUU_i} = \frac{MUU}{NUU} \dots\dots(III.10)$$

En donde:

**DIU<sub>iu</sub>** = Duración en minutos de la interrupción sostenida “u” acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la Ciudad que se trata.

**UAU<sub>iu</sub>** = Usuarios afectados por la interrupción sostenida “u”, acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la Ciudad que se trata.

**“i”** = Mes de que se trata. Variando desde **I** hasta **T**, en donde **I** corresponde al mes del inicio del periodo y **T** al del término.

**“u”** = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida “IU<sub>iu</sub>”, durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta U<sub>i</sub>, en donde U<sub>i</sub> es la última interrupción sostenida, acaecida durante el mes “i”.

**PUR<sub>iu</sub>** = Por ciento del total de los usuarios afectados por la interrupción sostenida “u”, acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la Ciudad que se trata; los cuales están ubicados fuera de sus límites.

**NUU<sub>i</sub>** = Numero de usuarios de la Ciudad al día ultimo del mes “i”.

**MUU** = Total de Minutos – Usuario Urbano, no disponibles durante el periodo especificado, debido a las interrupciones acaecidas en los circuitos de distribución, de la Ciudad de que se trata.

$$\text{B. Nivel Zona. } TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{v=1}^{V_i} DIZ_{iv} UAZ_{iv}}{\sum_{i=1}^T NUZ_i} = \frac{\overline{MUZ}}{\overline{NUZ}} \dots\dots(III.11)$$

En donde:

$DIZ_{iv}$  = Duración en minutos de la interrupción sostenida “v” acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la Zona que se trata.

$UAZ_{iv}$  = Usuarios afectados por la interrupción sostenida “v”, acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la Zona que se trata.

“i” = Mes de que se trata. Variando desde I hasta T, en donde I corresponde al mes del inicio del periodo y T al del término.

“v” = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida “ $I Z_{iv}$ ”, durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta “ $V_i$ ” durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta “ $V_i$ ”, en donde  $V_i$  es la ultima interrupción sostenida, acaecida durante el mes “i”.

$NUZ_i$  = Numero de usuarios de la Zona al día ultimo del mes “i”.

$\overline{MUZ}$  = Total de Minutos – Usuario Urbano, no disponibles durante el periodo especificado, debido a las interrupciones acaecidas en los circuitos de distribución, de la Zona de que se trata.

$\overline{NUZ}$  = Total de número de usuarios al día último de los meses del periodo especificado, de la zona que se trata.

$$\text{C. Nivel Zona. } TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \overline{MUZ}_i}{\sum_{i=1}^T NUZ_i} \dots\dots(III.12)$$

En donde:

$\overline{MUZ}_i$  = Total de Minutos – Usuario no disponibles durante el periodo especificado, debido a las interrupciones acaecidas en los circuitos de distribución, de la Zona “i”.

“**i**” = Zona de que se trata. Variando desde 1 hasta Z, en donde Z es la última Zona de la División.

$\overline{NUZ}_i$  = Total de número de usuarios al día último de los meses del periodo especificado, de la Zona “**i**”.

### III.3.3.5. Cálculo del índice de la Aportación al Tiempo de Interrupción por Usuario (ATIU).

Por último se describe cada uno de sus elementos que componen a la fórmula para el cálculo del índice de la frecuencia por circuito (FIC) a nivel Ciudad, Zona y División.

$$\text{A. Nivel Ciudad. } \text{ATIU} = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{m=1}^{M_i} \text{DIU}_{im} \text{UAU}_{im} \left(1 - \frac{\text{PUR}_{iu}}{100}\right)}{\sum_{i=1}^T \text{NUU}_i} = \sum_{i=1}^T \text{NM}_i = \frac{\overline{\text{AMUU}}}{\overline{\text{NUU}}} \overline{\text{NM}} \quad \dots(\text{III.13})$$

En donde:

$\text{DIU}_{im}$  = Duración en minutos de la interrupción sostenida “**m**”, acaecida durante el mes “**i**”, en el circuito de distribución de la Ciudad que se trata.

$\text{UAU}_{im}$  = Usuarios afectados por la interrupción sostenida “**m**”, acaecida durante el mes “**i**”, en un circuito de distribución de la Ciudad que se trata.

“**i**” = Mes de que se trata. Variando desde **I** hasta **T**, en donde **I** corresponde al mes del inicio del periodo y **T** al del término.

“**m**” = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida “**IU<sub>im</sub>**”, durante el mes “**i**”. Variando desde 1 hasta  $M_i$ , en donde  $M_i$  es la última interrupción sostenida, acaecida durante el mes “**i**”.

$\text{PUR}_{im}$  = Por ciento del total de los usuarios afectados por la interrupción sostenida “**m**”, acaecida durante el mes “**i**”, en un circuito de distribución de la Ciudad que se trata; los cuales están ubicados fuera de sus límites.

$NUU_i$  = Numero de usuarios de la Ciudad al día ultimo del mes “i”.

$NM_i = 1$  (Contenedor del número de meses del periodo comprendido desde  $i = I$ , hasta  $i = T$ )

$\overline{AMUU}$  = Aportación al total de Minutos – Usuario Urbano, no disponibles durante el periodo especificado, debido a las interrupciones acaecidas en el circuito de distribución de la Ciudad de que se trata.

$\overline{NUU}$  = Total del número de usuarios al día último de los meses del periodo especificado, de la Ciudad que se trata.

$\overline{NM}$  = Total del número de meses del periodo especificado.

Por definición:

$$TIU = \frac{\sum_{p=1}^P ATIU_p}{\overline{NM}} \dots\dots(III.14)$$

En donde:

**TIU** = Tiempo de interrupción por usuario durante el periodo especificado, de la Ciudad a que pertenecen los “P” circuitos de distribución.

**ATIU<sub>p</sub>** = Aportación al TIU de la Ciudad durante un periodo especificado por el circuito de distribución “p” de la Ciudad a que pertenece.

“p” = Circuito de distribución de que se trata. Variando desde 1 hasta P, en donde P es el ultimo circuito de distribución en operación de la Ciudad durante el periodo especificado.

$\overline{NM}$  = Total del número de meses del periodo especificado.

**B. Nivel Zona.**

$$ATIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{n=1}^{Ni} DIZ_{in} UAZ_{in}}{\sum_{i=1}^T NUZ_i} = \sum_{i=1}^T NM_i \frac{\overline{AMUZ}}{\overline{NUZ}} \overline{NM} \dots\dots(III.15)$$

En donde:

$DIZ_{in}$  = Duración en minutos de la interrupción sostenida “n”, acaecida durante el mes “i”, en el circuito de distribución de la Zona que se trata.

$UAZ_{in}$  = Usuarios afectados por la interrupción sostenida “n”, acaecida durante el mes “i”, en un circuito de distribución de la Zona que se trata.

“i” = Mes de que se trata. Variando desde I hasta T, en donde I corresponde al mes del inicio del periodo y T al del término.

“n” = Número ordinal en que aconteció la interrupción sostenida “ $I Z_{in}$ ”, durante el mes “i”. Variando desde 1 hasta  $N_i$ , en donde  $N_i$  es la última interrupción sostenida, acaecida durante el mes “i”.

$NUZ_{in}$  = Numero de usuarios de la Zona al día ultimo del mes “i”.

$NM_i = 1$  (Contenedor del número de meses del periodo comprendido desde  $i = I$ , hasta  $i = T$ )

$\overline{AMUZ}$  = Aportación al total de Minutos – Usuario no disponibles durante el periodo especificado, debido a las interrupciones acaecidas en el circuito de distribución de la Ciudad de que se trata.

$\overline{NUZ}$  = Total del número de usuarios al día último de los meses del periodo especificado, de la Ciudad que se trata.

$\overline{NM}$  = Total del número de meses del periodo especificado.

Por definición: 
$$TIU = \frac{\sum_{q=1}^Q ATIU_q}{\overline{NM}} \dots\dots(III.16)$$

En donde:

$TIU$  = Tiempo de interrupción por usuario durante el periodo especificado, de la Ciudad a que pertenecen los “P” circuitos de distribución.

$ATIU_p$  = Aportación al  $TIU$  de la Ciudad durante un periodo especificado por el circuito de distribución “p” de la Ciudad a que pertenece.

“q” = Circuito de distribución de que se trata. Variando desde 1 hasta Q, en donde Q es el último circuito de distribución en operación de la Zona durante el periodo especificado.

$\overline{NM}$  = Total del número de meses del periodo especificado.

En la tabla III. 1 (a) (b) y (c), se representa en forma de resumen las ecuaciones aplicadas actualmente en al gerencia de operación de la CFE.

Tabla III. 1 (a), Resumen de las ecuaciones de índices aplicadas actualmente en distribución de la gerencia de operación de la CFE a nivel Ciudad.

Índice aplicado en la CFE	Nivel Ciudad
Frecuencia de interrupciones por circuito (FIC).	$FIC = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{J_i} ISU_{ij}}{\sum_{i=1}^T NCU} = \frac{\overline{ISU}}{\overline{NCU}}$
Frecuencia de interrupciones por cada 100 km de línea (FIL).	$FIL = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{J_i} ISU_{ij}}{\sum_{i=1}^T LPU_i} \times 100 = \frac{\overline{ISU}}{\overline{LPU}} \times 100$
Frecuencia de interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU).	$FIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{j=1}^{J_i} ISU_{ij}}{\sum_{i=1}^T NUU_i} \times 1000 = \frac{\overline{ISU}}{\overline{NUU}} \times 1000$
Tiempo de interrupción por usuario (TIU).	$TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{u=1}^{U_i} DIU_{iu} UAU_{iu} \left(1 - \frac{PUR_{iu}}{100}\right)}{\sum_{i=1}^T NUU_i} = \frac{\overline{MUU}}{\overline{NUU}}$
Aportación al tiempo de interrupción por usuario (ATIU).	$ATIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{m=1}^{M_i} DIU_{im} UAU_{im} \left(1 - \frac{PUR_{iu}}{100}\right)}{\sum_{i=1}^T NUU_i} = \sum_{i=1}^T NM_i = \frac{\overline{AMUU}}{\overline{NUU}} \overline{NM}$

Tabla III. 1 (b), Resumen de las ecuaciones de índices aplicadas actualmente en distribución de la gerencia de operación de la CFE a nivel Zona.

Índice aplicado en la CFE	Nivel Zona
Frecuencia de interrupciones por circuito (FIC).	$FIC = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^{K_i} ISZ_{ik}}{\sum_{i=1}^T NCZ} = \frac{\overline{ISZ}}{\overline{NCZ}}$
Frecuencia de interrupciones por cada 100 km de línea (FIL).	$FIL = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^{K_i} ISZ_{ik}}{\sum_{i=1}^T LPZ_i} \times 100 = \frac{\overline{ISZ}}{\overline{LPZ}} \times 100$
Frecuencia de interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU).	$FIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{k=1}^{K_i} ISZ_{ik}}{\sum_{i=1}^T NUZ_i} \times 1000 = \frac{\overline{ISZ}}{\overline{NUZ}} \times 1000$
Tiempo de interrupción por usuario (TIU).	$TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \sum_{v=1}^{V_i} DIZ_{iv} UAZ_{iv}}{\sum_{i=1}^T NUZ_i} = \frac{\overline{MUZ}}{\overline{NUZ}}$
Aportación al tiempo de interrupción por usuario (ATIU).	$ATIU = \frac{\sum_{p=1}^P ATIU_p}{NM}$

Tabla III. 1 (c), Resumen de las ecuaciones de índices aplicadas actualmente en distribución de la gerencia de operación de la CFE a nivel División.

Índice aplicado en la CFE	Nivel División
Frecuencia de interrupciones por circuito (FIC).	$FIC = \frac{\sum_{l=1}^Z \overline{ISZ}_l}{\sum_{l=1}^Z \overline{NCZ}_l}$
Frecuencia de interrupciones por cada 100 km de línea (FIL).	$FIL = \frac{\sum_{l=1}^Z \overline{ISZ}_l}{\sum_{l=1}^Z \overline{LPZ}_l} \times 100$
Frecuencia de interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU).	$FIU = \frac{\sum_{l=1}^Z \overline{ISZ}_l}{\sum_{l=1}^Z \overline{NUZ}_l} \times 1000$
Tiempo de interrupción por usuario (TIU).	$TIU = \frac{\sum_{i=1}^T \overline{MUZ}_i}{\sum_{i=1}^T \overline{NUZ}_i}$
Aportación al tiempo de interrupción por usuario (ATIU).	$ATIU = \frac{\sum_{q=1}^Q \overline{ATIU}_q}{\overline{NM}}$



En éste **Capítulo III**, se analizó y diagnosticó la situación actual de la regulación de energía eléctrica en los sistemas de distribución de la CFE, sus disposiciones Constitucionales de los artículos 25 y 27 de nuestra carta magna, sus principales ordenamientos legales, los aspectos primordiales de la prestación del Servicio Público de Energía Eléctrica, además de la descripción de los índices de confiabilidad que actualmente se aplican en los sistemas de distribución: frecuencia de interrupciones por circuito (FIC), frecuencia de interrupciones por cada 100 km de línea (FIL), frecuencia de interrupciones por cada 1000 usuarios (FIU), tiempo de interrupción por usuario (TIU), y el índice de aportación al tiempo de interrupción por usuario (ATIU).

En el siguiente **Capítulo IV**, se realizará la aplicación de un caso práctico de la metodología sistémica para la calidad del servicio público en la CFE utilizando índices de confiabilidad sugeridos, se analizará el diagrama eléctrico estudiado de un sistema de distribución de la Ciudad de México en el Distrito Federal (la figura **IV.2**) teniendo una carga pico de 20MW y asumiendo que los fusibles, seccionadores y suministro alterno son 100% confiables. Los usuarios son residenciales, pequeña industria, gobierno y comercial.

## **CAPÍTULO IV.**

En éste último Capítulo IV, se realiza la aplicación de un caso práctico de la metodología sistémica que consta de cuatro fases para determinar la calidad del servicio público en la CFE utilizando índices de confiabilidad sugeridos, por lo que se analizó el diagrama eléctrico de un sistema de distribución de la Ciudad de México en el Distrito Federal (la figura IV.2) teniendo una carga pico de 20 MegaWatts (MW) y asumiendo que los fusibles, seccionalizadores y suministro alterno son 100% confiables. Los usuarios son residenciales, pequeña industria, gobierno y comercial.

### **PROPUESTA PARA LA REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN LA CFE.**

#### **IV.1. Aplicación de la Metodología Sistémica para la Propuesta para la Regulación de la Calidad del Servicio Eléctrico en el Sistema de Distribución de Energía Eléctrica de la CFE.**

La metodología empleada es la misma que se propuso en el capítulo I, la cual se encuentra conformada de la siguiente manera:

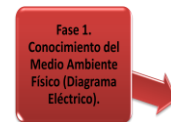
- Fase 1. Conocimiento del Medio Ambiente Físico.
- Fase 2. Análisis y Diagnostico de la situación actual.
- Fase 3. Propuesta para la Regulación de calidad del servicio.
- Fase 4. Resultados de la implementación de la metodología sistémica.

De acuerdo a la figura IV.1, podemos identificar los elementos que integran la metodología sistémica para la aplicación de los nuevos índices de la calidad del servicio de energía eléctrica, también en esta figura podemos generalizar los conceptos empleados en el desarrollo de la propuestas para la regulación de la calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica en la CFE.



*Figura IV.1. Metodología Sistémica para la aplicación de nuevos índices de la calidad del servicio de la energía eléctrica.*

#### **IV.2. Fase 1. Conocimiento del Medio Ambiente Físico (Diagrama Eléctrico).**



El principal objetivo de un sistema de distribución es entregar electricidad con buena calidad a una tarifa aceptable a los consumidores. Por lo tanto, es esencial en el diseño de la red no considerar únicamente el aspecto técnico sino también el aspecto económico. Las decisiones basadas en una valoración técnica y económica pueden tener un impacto significativo en la estabilidad económica del sistema. El estudio económico es una parte importante en el desarrollo de cualquier proyecto; la mayoría de los consumidores son suministrados a tensión bajo, de modo que una proporción considerable de la inversión se requiere para la conexión a tensión bajo, así como en el reforzamiento de redes a tensiones baja y media.

La ubicación del área donde se analizó y se aplicará la metodología sistémica se encuentra en la Ciudad de México, en el Distrito Federal, en una zona en donde las cargas de usuarios residencial, comercial y gubernamental se consideran del lado de bajo tensión y el transformador es propiedad de la compañía eléctrica, incluyéndose en el análisis. Las cargas industriales se consideran del lado de alto tensión, sus transformadores son propiedad del usuario no incluyéndose en los análisis.

Cada alimentador de 13.8kV y sus laterales son de cualquiera de los tres tipos en cuanto a su longitud siendo de 0.6, 0.75 ó 0.8 km. Estos tipos se muestran en la Tabla IV.2.

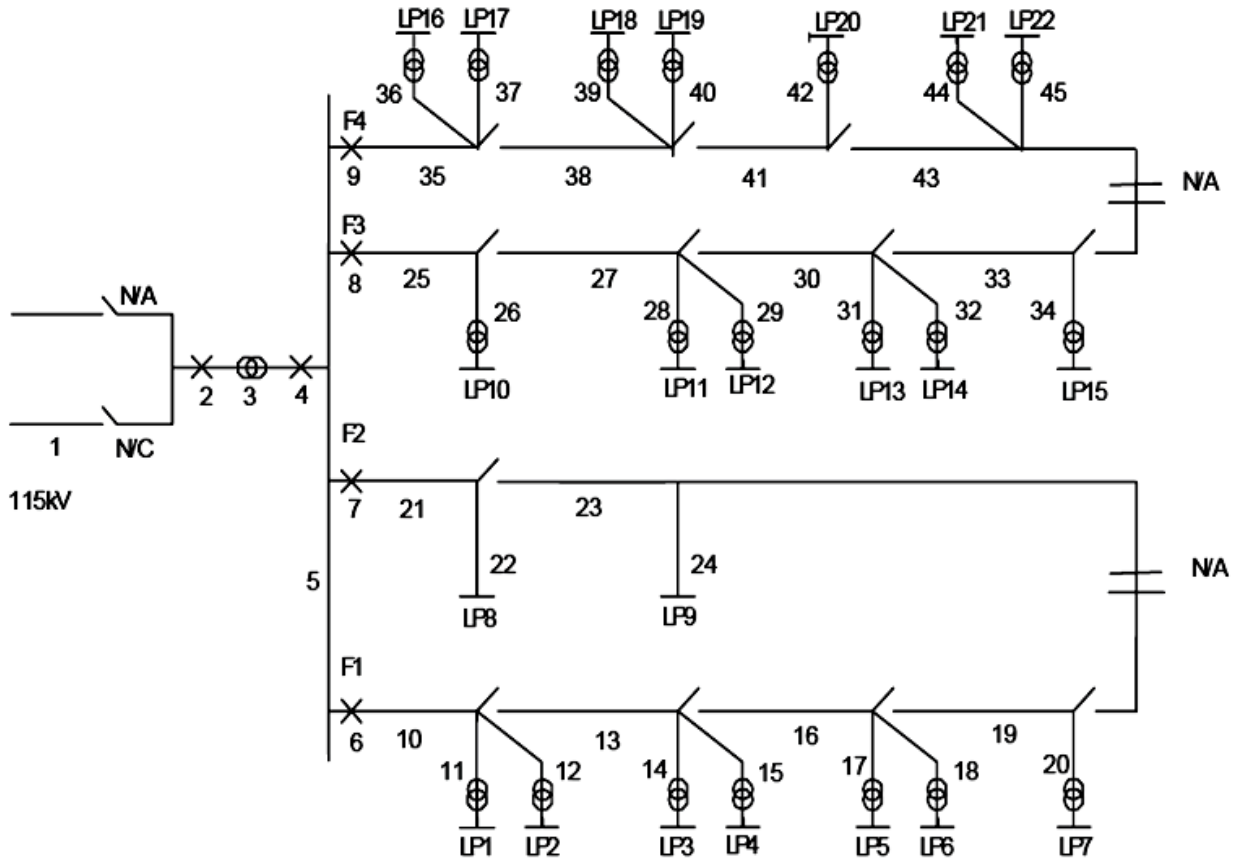
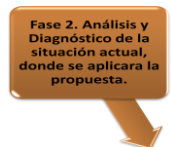


Figura IV.2. Conocimiento del medio ambiente físico del sistema de distribución de prueba.

### **IV.3. Fase 2. Análisis y Diagnóstico de la Situación Actual donde se Aplicara la Propuesta.**



Se analizó la figura **IV.2** teniendo una carga pico de 20 MW; asumiendo que los fusibles, seccionadores y suministro alterno son 100% confiables.

Los usuarios son residenciales, pequeña industria, gobierno y comercial.

Se considera que las líneas principales y laterales de alimentación radiales son aéreas. En el sistema de distribución se considera únicamente:

- a) Fallas permanentes de primero y segundo orden.
- b) Fallas activas de primer orden.

No se consideran interrupciones temporales y de mantenimiento.

El sistema tiene 4 alimentaciones radiales que sirven a 22 puntos de carga.

Algunas características de los consumidores y del sistema son:

- (1) Las cargas de usuarios residencial, comercial y gubernamental se consideran del lado de bajo tensión y el transformador es propiedad de la compañía eléctrica, incluyéndose en el análisis. Las cargas industriales se consideran del lado de alto tensión, sus transformadores son propiedad del usuario no incluyéndose en los análisis.
- (2) Los alimentadores son operados en forma de redes radiales, pero están conectados en anillo a través de puntos de seccionamiento normalmente abiertos. Por lo que, después de una falla, los puntos de seccionamiento son conmutados y de esta manera el anillo principal suministra a los consumidores desde puntos de suministro alterno.
- (3) Cada alimentador de 13.8kV y sus laterales son de cualquiera de los tres tipos en cuanto a su longitud siendo de 0.6, 0.75 ó 0.8 km. Estos tipos se muestran en la Tabla **IV.1**.

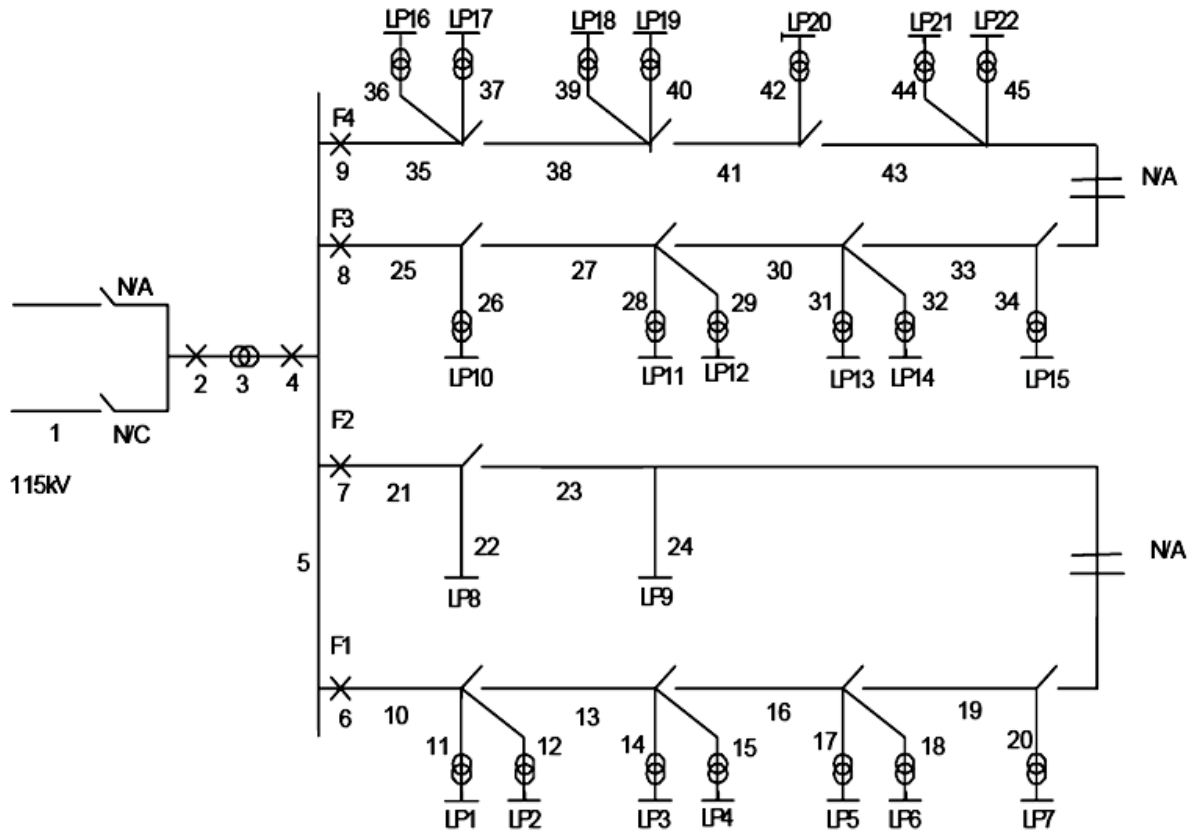


Figura IV.3. Sistema de distribución de prueba.

Tabla IV.1 Datos de alimentadores.

Tipo de alimentador.	Longitud (km).	Número de Sección.
Tipo 1	0.60	11,15,19,23,26,30,34,37,39,43
Tipo 2	0.75	10,13,16,18,21,25,28,31,33,36,38,41,44
Tipo 3	0.80	12,14,17,20,22,24,27,29,32,35,40,42,45

En la Tabla IV.2 se muestra la carga promedio y pico para los diferentes tipos de consumidores, incluyéndose el número de consumidores de cada tipo.

Tabla IV.2 Tipo de número de consumidores y cargas.

Puntos de Carga	Tipo de Consumidor.	Carga Promedio (MW).	Carga Pico. (MW).	Número de Consumidores.
1-3, 10, 11	Residencial	0.535	0.8668	210
12, 17-19	Residencial	0.450	0.7291	200
8	Pequeña Indust.	1.000	1.6279	1
9	Pequeña Indust.	1.150	1.8721	1
4, 5, 13, 14	Gobierno e Inst.	0.566	0.9167	1
20, 21	Gobierno e Inst.	0.566	0.9167	1
6, 7, 15	Comercial	0.454	0.7500	10
16, 22	Comercial	0.454	0.7500	10
Total.		12.291	20.0000	1908

Los datos de confiabilidad supuestos para los elementos se muestran en la tabla IV.3

Tabla IV.3. Componentes del sistema de distribución.

Tipo de Componente	Razón Total de falla (fallas/año)	Razón de falla activa (fallas/año)	Tiempo de reparación (hr)	Tiempo de reemplazo (hr)	Tiempo conmutación (hr)
<i>Transformadores</i>					
110/13.8 kV	0.015	0.015	200.0	15.0	1.0
13.8/0.12 kV	0.015	0.015	200.0	10.0	1.0
<i>Interruptores</i>					
110 kV	0.0058	0.0035	8.0	---	1.0
13.8 kV	0.006	0.0040	4.0	---	1.0
<i>Barra</i>					
33 kV	0.001	0.001	2.0	---	1.0
13.8 kV	0.001	0.001	2.0	---	1.0
<i>Líneas</i>					
110kV	0.0020618	0.0020618	6.5	---	2.0
13.8 kV	0.065	0.065	5.0	---	1.0

Notas: La razón de falla de líneas y cables está en fallas/año-km.

El transformador de 110/13.8 kV es de 40 MVA

Los alimentadores F1 y F2, F3 y F4 del sistema descrito en la figura **IV.2** no tienen suministro de energía eléctrica alterno, los alimentadores no tienen restauradores de energía eléctrica en el primario principal. Para un periodo de veinte años en operación de los equipos eléctricos, determinar el beneficio económico que se obtiene al mejorar la confiabilidad del sistema de distribución, se debe contar con las siguientes protecciones:

- (a) Alimentación alterna entre los alimentadores F1 y F2, F3 y F4,
- (b) Utilización de restauradores en primario principal del alimentador.

El nivel de confiabilidad puede considerarse como apropiado cuando el costo de evitar interrupciones no excede los costos de las consecuencias que originan esas interrupciones en los usuarios. El objetivo del ejemplo es determinar si existe un ahorro con respecto a los costos de interrupción, por la implantación de un suministro de energía eléctrica alterno y de los restauradores.

Para resolver el ejemplo es conveniente definir los siguientes casos:

#### Caso A (situación actual)

- No existe suministro alterno entre los pares de alimentador F1 y F2, F3 y F4
- Se tiene desconectadores en el alimentador principal.
- No se dispone de restauradores en el primario principal
- Se dispone de fusibles en el comienzo de cada rama secundaria.

#### Caso B

- No existe suministro alterno entre los pares de alimentador F1 y F2, F3 y F4
- Se tiene desconectadores en el alimentador principal.
- No se dispone de restauradores en el primario principal
- Se dispone de fusibles en el comienzo de cada rama secundaria.

#### Caso C

- Se tiene suministro alterno entre los pares de alimentadores F1 y F2, F3 y F4
- Se tiene desconectadores en el alimentador principal
- Se dispone de restauradores en el primario principal
- Se dispone de fusibles en el comienzo de cada rama secundaria



#### IV.4. Fase 3. Diseño e implementación de los Índices propuestos para la Regulación de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica.

Se calculan los índices de confiabilidad propuestos y el **Costo de Interrupción al Usuario** (*UIC*) para cada caso.

El beneficio económico que se tiene por la implantación de suministro alternativo se puede calcular con la diferencia: (*UIC* del sistema sin suministro alternativo) menos (*UIC* del sistema con suministro alternativo), es decir (*UIC* del caso A) menos (*UIC* del caso B), donde el índice *UIC* es el costo de interrupción al usuario. Esta diferencia representa al ahorro que se tiene por implantar el suministro alternativo. Los cálculos se efectúan para un período de veinte años, considerando que se tiene un incremento en la carga conectada del 6% anual.

El beneficio económico que se tiene por la implantación de restauradores se puede calcular con la diferencia (*UIC* del sistema si restauradores) menos (*UIC* del sistema con restauradores), es decir (*UIC* del caso B) menos (*UIC* del caso C). Esta diferencia representa al ahorro que se tiene por implantar restauradores en el primario principal. Recordando que los cálculos se efectúan para el periodo de veinte años. También se calcula los índices orientados al consumidor y de carga reducida.

##### IV.4.1. Cálculo de los índices de confiabilidad.

Los índices que se determinan primeramente son: intensidad de fallas  $\lambda$  (fallas/año), tiempo de reparación  $r$  (horas) e indisponibilidad  $U$  (horas/año). El diagrama que se tiene en el caso A se muestra en la figura IV.4. Para el caso A se tienen las siguientes características: no existe suministro alternativo entre los alimentadores F1 y F2, F3 y F4, se tiene desconectadotes en el alimentador principal, no se dispone de restauradores en el primario principal y se tienen fusibles en el comienzo de cada rama secundaria.

#### IV.4.1.1. Intensidad de fallas.

De la tabla IV.6 para alimentadores de 13.8 kV se observa que la intensidad de falla para líneas es 0.0650 fallas/año, mientras que para los transformadores de 13.8/0.12 la intensidad de falla es de 0.015 fallas/año.

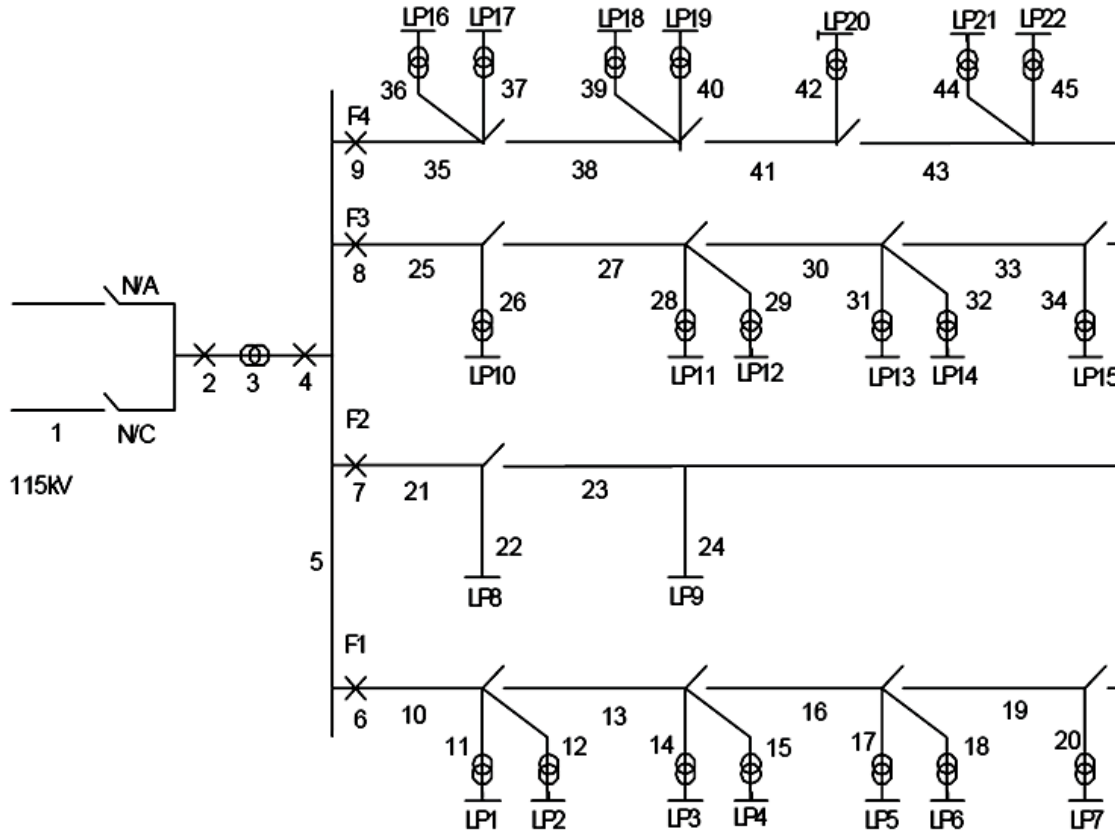


Figura IV.4. Sistema de distribución para el caso A.

Se determina la intensidad de falla para cada una de las secciones, tanto primarias como secundarias, mediante la ecuación siguiente.

$$\lambda_{sec i} = \lambda_i X_i$$

donde  $\lambda_i$  es la intensidad de falla de la sección  $i$  y  $X_i$  es la longitud de la sección  $i$  en km.

La longitud de cada sección se muestra en la Tabla IV.2. Por ejemplo, para la sección 10 se tiene:

$$\lambda_{\text{sec10}} = \lambda_{10} \chi_{10} = 0.065(0.75) = 0.04875 \text{ fallas / año}$$

Para las secciones restantes se sigue el mismo procedimiento.

Cualquier falla en el primario principal ocasiona una interrupción en todos los puntos de utilización, la duración de esta interrupción depende de la ubicación de la falla. La confiabilidad de cualquier sección del primario principal influye en la confiabilidad de todos los puntos de utilización.

Las secciones secundarias se disponen de fusibles, al ocurrir una falla en cualquier sección serán aisladas por el fusible correspondiente sin afectar los puntos de carga restantes. El índice de confiabilidad de este punto no contribuye en los demás.

De acuerdo a lo anterior, la razón de falla de un punto de utilización es:

$$\lambda_{\text{SIST}} = \sum \lambda_i$$

Por ejemplo, para el punto de carga LP4 se tiene:

$$\lambda_{\text{LP4}} = \lambda_{10} + \lambda_{13} + \lambda_{16} \lambda_{19} + \lambda_{15} + \lambda_{\text{TRANSF}}$$

$$\lambda_{\text{LP4}} = 0.04875 + 0.04875 + 0.04875 + 0.039 + 0.039 + 0.015 = 0.23925$$

Para los puntos de carga LP8 y LP9, no se considera los transformadores ya que son propiedad del usuario, de modo que los cálculos son:

$$\lambda_{\text{LP8}} = \lambda_{21} + \lambda_{23} + \lambda_{22}$$

$$\lambda_{\text{LP8}} = 0.04875 + 0.039 + 0.052 = 0.13975$$

$$\lambda_{\text{LP9}} = \lambda_{21} + \lambda_{23} + \lambda_{22}$$

$$\lambda_{\text{LP9}} = 0.04875 + 0.039 + 0.052 = 0.13975$$

#### IV.4.1.2. Indisponibilidad y tiempo promedio de restauración.

Teniéndose una falla en el primario principal ocasionará una interrupción con duración de 1 hora en los puntos de utilización que están entre el alimentador y la falla (tiempo de aislamiento de la falla) y de 5 horas en los puntos que están después de la falla.

El tiempo promedio anual de fuera de servicio o indisponibilidad  $U$  para cada punto de carga puede calcularse por la siguiente ecuación:

$$U_i = \sum_i \lambda_i r_i$$

En el punto de carga de LP4 del alimentador F1, se tiene:

$$U_{LP4} = \lambda_{SEC10} r_{SEC10} + \lambda_{SEC13} r_{SEC13} + \lambda_{SEC16} r_{SEC16} + \lambda_{SEC19} r_{SEC19} + \lambda_{TRANS} r_{TRANS} + \lambda_{SEC15} + r_{SEC15}$$

Sustituyendo valores se tiene:

$$U_{LP4} = 0.04875(5) + 0.04875(5) + 0.04875(1) + 0.039(1) + 0.015(10) + 0.039(5) = 0.92025 \text{ horas / año}$$

Los primeros cuatro términos corresponden a las secciones primarias, el quinto término corresponde al transformador y el último a la sección secundaria a la que está conectado el punto de carga.

De los cuatro primeros términos, los dos últimos tienen un tiempo de restauración de 1 hora, el cual es el tiempo de aislamiento de la falla, mientras que los dos restantes tienen un tiempo de restauración de 5 horas, que es el tiempo de reparación de la sección dañada, ya que no se dispone de suministro alterno.

Para determinar el tiempo promedio de restauración de cada punto de carga se utiliza la ecuación siguiente:

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i}$$

Para LP4 se tiene:  $r_{LP4} = \frac{0.92025}{0.23925} = 3.84639 \text{ horas}$

Para los puntos de carga restantes del alimentador F1 se procede de forma similar, obteniéndose los resultados mostrados en la tabla **IV.4**.

#### **IV.4.1.3. Determinación de los índices de confiabilidad del sistema (Caso A).**

Considerándose el alimentador F1., de los datos de la tabla **IV.4**, se pueden determinar los índices de confiabilidad orientados al consumidor del alimentador F1 como sigue:

*Tabla IV.4. Índices básicos de confiabilidad de los puntos de utilización del alimentador F1, para el sistema del Caso A.*

Elem Falla	Utilización 1			Utilización 2			Utilización 3			Utilización 4			Utilización 5			Utilización 6			Utilización 7		
	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$
Sección																					
10	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438
13	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438
16	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438
19	0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.0390	5	0.1950
Transf.	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500
Lateral																					
11	0.0390	5	0.1950																		
12				0.0520	5	0.2600															
14							0.0520	5	0.2600												
15										0.0390	5	0.1950									
17													0.0520	5	0.2600	0.0488	5	0.2438			
18																					
20																			0.0520	5	0.2600
Total	0.2393	3.03	0.7253	0.2523	3.1	0.7903	0.2523	3.9	0.9853	0.2393	3.8	0.9203	0.2523	4.7	1.1803	0.2490	4.7	1.1640	0.2523	5.3	1.3363

**Índice de Frecuencia de Interrupciones Promedio en el Sistema (SAIFI).**

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} = \frac{\lambda_{LP1} N_{LP1} + \lambda_{LP2} N_{LP2} + \dots + \lambda_{LP7} N_{LP7}}{N_{LP1} + N_{LP2} + \dots + N_{LP7}}$$

$$SAIFI = \frac{0.239(210) + 0.252(210) + 0.252(210) + 0.239(1) + 0.252(1) + 0.249(10) + 0.252(10)}{210 + 210 + 210 + 1 + 1 + 10 + 10}$$

$$SAIFI = 0.24799 \text{ int errupciones / consumidor - año}$$

**Índice de Duración de Interrupción Promedio en el Sistema (SAIDI):**

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} = \frac{U_{LP1} N_{LP1} + U_{LP2} N_{LP2} + \dots + U_{LP7} N_{LP7}}{N_{LP1} + N_{LP2} + \dots + N_{LP7}}$$

$$SAIDI = \frac{0.725(210) + 0.790(210) + 0.985(210) + 0.920(1) + 1.180(1) + 1.164(10) + 1.336(10)}{210 + 210 + 210 + 1 + 1 + 10 + 10}$$

$$SAIDI = 0.84703 \text{ horas / consumidor - año}$$

**Índice de Duración de Interrupción Promedio en el Consumidor (CAIDI):**

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{552.261}{161.692} = 3.4155 \text{ horas / consumidor int errumpidos}$$

Para los índices de confiabilidad orientados a la carga se tiene lo siguiente.

**Índice de Disponibilidad Promedio del Servicio (ASAI):**

$$ASAI = \frac{\sum N_i 8760 - \sum U_i N_i}{\sum N_i 8760} = \frac{652 * 8760 - 552.261}{652 * 8760} = 0.999903$$

**Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio (ASUI):**

$$ASUI = 1 - ASAI = 0.000097$$

**Índice de Energía no Suministrada (ENS):**

$$ENS = \sum La_i U_i = La_{LP1} U_{LP1} + La_{LP2} U_{LP2} + \dots + La_{LP7} U_{LP7}$$

$$ENS = 0.7253(535) + 0.7903(535) + 0.9853(535) + 0.9203(566) + 1.1803(566) + 1.1640(454) + 1.3363(454) \quad ENS = 3.661 \text{ MWh / año}$$

**Índice Promedio de Energía no Suministrada (AENS):**

$$AENS = \frac{\sum La_i U_i}{\sum N_i} = \frac{3.661}{652} = 5.616 \text{ kWh / consumidor - año}$$

Los resultados de los índices de todo el sistema se muestran en la Tabla IV.5.

Tabla IV.5. Índices de confiabilidad del sistema para el Caso A.

ALIM	SAIFI	SAIDI	CAIDI	ASAI	ASUI	ENS kWh/año	AENS kWh/cons-año
1	0.24799	0.84703	3.41552	0.99990331	0.00009669	3661.897	5.616
2	0.13975	0.62075	4.44186	0.99992914	0.00007086	1241.500	620.750
3	0.24989	0.91038	3.64314	0.99989608	0.00010392	3253.149	5.147
4	0.24708	0.90010	3.64290	0.99989725	0.00010275	3612.120	5.807
SIST	0.24821	0.88508	3.56582	0.99989896	0.00010104	11768.666	6.168



#### IV.4.1.4. Evaluación del Costo de Interrupción al Usuario (UIC)

La contribución de las interrupciones en los puntos de carga es evaluada como sigue:

- 1) Para cada punto de carga  $p$  conectado a la red, obtener los índices  $\lambda_j$ ,  $r_j$  y  $U_j$  para cada evento  $j$  que produzca interrupción.
- 2) Evaluar el costo de interrupción  $C_{jp}$  (\$/kWh). Para obtener el costo de interrupción se utiliza la función de daño al usuario (CDF). La CDF se puede determinar para cada tipo de consumidor. En la Tabla IV.6 se muestra la CDF para una serie de sectores, expresado en (\$/kWh). Estos valores se obtienen mediante encuestas realizadas a consumidores para determinar el valor monetario de las pérdidas resultantes de una interrupción.
- 3) Se evalúa el correspondiente  $UIC$  debido al evento  $j$  usando la ecuación siguiente:

$$UIC_j = C_j L_j \lambda_j$$

- 4) Se repite los pasos del 1 al 3 para cada evento de interrupción en el punto de carga. El procedimiento se repite para los otros puntos en la red. La contribución total del sistema a los puntos de carga es evaluada usando la siguiente ecuación:

$$UIC_p = \sum_{j=1}^k UIC_j \text{ (kW-} \$ / \text{kW - año)}$$

Tabla IV.6. Costo de interrupción estimado por sector.

Duración de la interrupción						
Sector	1min	20min	1hr	4hr	8hr	10hr
Industrial	1.625	3.868	9.085	25.163	55.808	71.130
Comercial	0.381	2.969	8.552	31.317	83.008	96.961
Agricultura	0.060	0.343	0.649	2.064	4.120	5.148
Residencial	0.001	0.093	0.482	4.914	15.690	17.396
Gobierno	0.044	0.369	1.492	6.558	26.040	26.290

A continuación, se describe la forma de calcular cada uno de los elementos de esta sumatoria, hasta obtener el *UIC* total.

#### IV.4.1.5. Cálculo del costo de interrupción al usuario para el Caso A

En esta sección se determina el costo de interrupción al usuario en el punto de carga LP4 del sistema, para el Caso A. Los índices  $\lambda$ ,  $r$  y  $U$ , se muestran en la Tabla IV.7.

Tabla IV.7. Índices básicos del punto de carga LP4.

ELEMENTO FALLADO	$\lambda$ (fallas/año)	$r$ (horas)	$U$ (horas/año)
10	0.0488	5	0.2438
13	0.0488	5	0.2438
16	0.0488	1	0.0488
19	0.0390	1	0.0390
Transformador	0.0150	10	0.1500
11			
12			
14			
15	0.0390	5	0.1950
17			
18			
20			
TOTAL	0.2393	3.8	0.9203

Tabla IV.8. Cálculo del índice UIC para el punto de carga LP4, Caso A.

USUARIO TIPO GOBIERNO, LP4						
ELEMENTO FALLADO	$A$ (fallas/año)	$r$ (horas)	$U$ (horas/año)	$L$ (kWh)	$C$ (\$/kWh)	$UIC=CL\lambda$ (\$/año)
10	0.04875	5.000	0.244	566	11.429	315.355
13	0.04875	5.000	0.244	566	11.429	315.355
16	0.04875	1.000	0.049	566	1.492	41.168
19	0.03900	1.000	0.039	566	1.492	32.934
Transformador	0.01500	10.000	0.150	566	35.781	303.781
11						
12						
14						
15	0.03900	5.000	0.195	566	11.429	252.284
17						
18						
49						
Total	0.23925	3.84639	0.92025			1260.87622

Se calcula el costo de las interrupciones que tiene el usuario LP4; por ejemplo, para determinar el costo de la interrupción de 5 horas que produce la sección 10, se busca en la Tabla IV.8., para un usuario tipo gobierno, los valores más cercanos a una interrupción de 5 horas, el resultado de esta búsqueda es que las interrupciones de 4 y 8 horas son los valores más próximos a 5 horas. Mediante interpolación, se obtiene que una interrupción de 5 horas tenga un costo de 11.429 \$/kW.

Este procedimiento se sigue para los tiempos de reparación  $r$  de 1 y 10 horas. Los resultados se muestran en la Tabla IV.8.

El costo de interrupción al usuario ( $UIC$ ) se calcula mediante la fórmula:

$$UIC_p = \sum_{j=1}^k C_j L_j \lambda_j$$

Substituyendo valores se tiene:

$$UIC_{LP4} = 0.0487(1\ 1.429)(566) + 0.0487(1\ 1.429)(566) + 0.0487(1.492)(566) + 0.039(1.492)(566) + 0.015(35.781)(566) + 0.039(1\ 1.429)(566)$$

$$UIC_{LP4} = 315.355 + 315.355 + 41.168 + 32.934 + 303.781 + 252.284 = 1260.87 \text{ \$/año}$$

Este procedimiento se sigue para los puntos de carga restantes, obteniéndose los resultados que se muestran en la Tabla **IV.9**.

De los cálculos de la Tabla **IV.9**, se tiene que el índice *UIC* para el primer año es de \$48,768.44, como se tiene un incremento en la carga del 6% anual, entonces la carga que tendrá el usuario LP4 en el segundo año es  $LP4 = (566\text{kWh})(1.06) = 599.96 \text{ kWh}$ , en el tercer año será de  $LP4 = (599.96 \text{ kWh})(1.06) = 635.95 \text{ kWh}$ .

En el segundo año, el índice *UIC* para el punto de carga LP4 es:

$$UIC_{LP4} = 0.0487(1\ 1.492)(599.96) + 0.0487(1\ 1.492)(599.96) + 0.0487(1\ 1.429)(599.96) + 0.039(1.492)(599.96) + 0.015(35.781)(599.96) + 0.039(1\ 1.429)(599.96) = \$1336.528$$

Si se realizan estos cálculos para los puntos de utilización restantes, se obtiene que el índice *UIC* en el segundo año, para todo el sistema es de  $UIC = \$51,694.549$ ; comparando el resultado que se obtuvo en el primer año con el del segundo se observa que al incrementarse la carga del sistema también se incrementa el costo de la interrupción *UIC* en la misma proporción.

Tabla IV.9. Índice UIC para los puntos del sistema del Caso A.

USUARIO	UIC (\$/año)
1	\$ 561.51
2	\$ 614.43
3	\$ 800.28
4	\$ 1260.87
5	\$ 1619.15
6	\$ 4809.28
7	\$ 5506.44
8	\$ 3661.33
9	\$ 5275.22
10	\$ 562.35
11	\$ 800.28
12	\$ 684.26
13	\$ 1564.30
14	\$ 1585.34
15	\$ 5310.62
16	\$ 3294.82
17	\$ 483.43
18	\$ 639.75
19	\$ 684.26
20	\$ 1640.18
21	\$ 1838.50
22	\$ 5571.72
TOTAL DEL SISTEMA	\$ 48,768.44

#### IV.4.1.6. Cálculo de los Índices de Confiabilidad para el Caso B

En el Caso B se mejora la confiabilidad del sistema al tener un suministro alternativo entre los alimentadores. El diagrama unifilar para este caso se muestra en la figura IV.3, el cual tiene las siguientes características: existe suministro alternativo entre los pares de alimentadores F1 y F2, F3 y F4, se tiene desconectores en el alimentador principal, no se dispone de restauradores en el primario principal y hay fusibles al comienzo de cada rama secundaria.

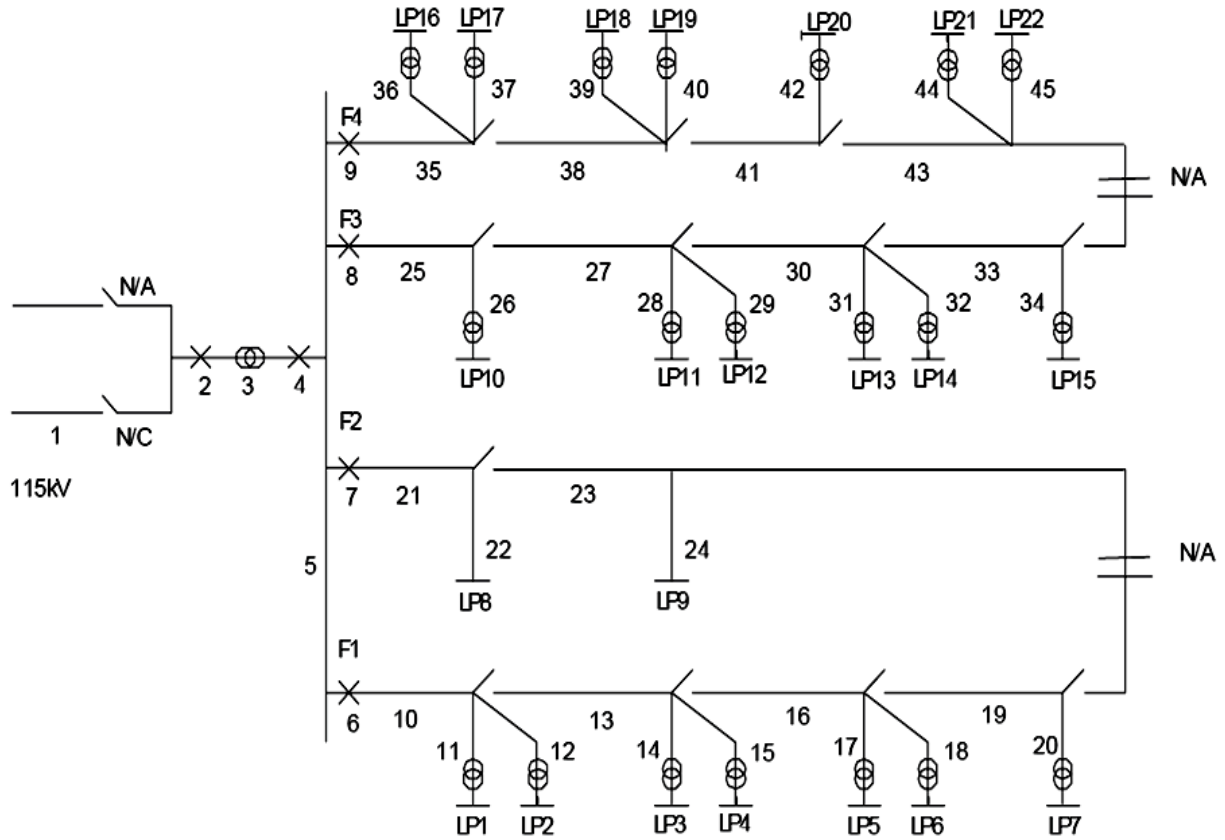


Figura IV.5. Sistema de distribución Caso B.

Tabla IV.10. Para el alimentador F1, se muestran los índices básicos que se tiene en los puntos de alimentación.

Elem Falla	Utilización 1			Utilización 2			Utilización 3			Utilización 4			Utilización 5			Utilización 6			Utilización 7		
	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$
Sección																					
10	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.04875	1	0.0488	0.0488	1	0.0488
13	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	1	0.0488	0.04875	1	0.0488	0.0488	1	0.0488
16	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	5	0.2438	0.04875	5	0.2438	0.0488	1	0.0488
19	0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.03900	1	0.03438	0.0390	5	0.1950
Transf.	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.01500	10	0.1500	0.0150	10	0.1500
Lateral																					
11	0.0390	5	0.1950																		
12				0.0520	5	0.2600															
14							0.0520	5	0.2600												
15										0.0390	5	0.1950									
17													0.0520	5	0.2600	0.0488	5	0.2438			
18																					
20																			0.0520	5	0.2600
Total	0.2393	3.0	0.7253	0.2523	3.1	0.7903	0.2523	3.1	0.7903	0.2393	3.0	0.7253	0.2523	3.1	0.7903	0.24900	3.1	0.77400	0.2523	3.0	0.7513

Comparando los tiempos de reparación del Caso A, mostrados en la Tabla IV.6 y los del Caso B, de la Tabla IV.10, para el usuario LP4 se observa que el tiempo de reparación de la sección S10 se reduce a 1 hora en el Caso B, contra 5 horas en el Caso A. En el Caso B se requiere una hora para transferir la carga al suministro alterno, mientras que en el Caso A se necesitan 5 horas para reparar la falla que se tiene en la sección, entonces, tener un suministro alterno reduce la indisponibilidad del sistema para el usuario LP4 y se reduce de  $U = 0.92025$  horas a 0.7253 horas. Los índices de confiabilidad del sistema se muestran en la Tabla IV.11.

Tabla IV.11. Índices de confiabilidad del sistema, Caso B.

<i>ALIMENTADOR</i>	<i>ENS</i>	<i>AENS</i>	<i>SAIFI</i>	<i>SAIDI</i>	<i>CAIDI</i>	<i>ASAI</i>	<i>ASUI</i>
1	2783.81	4.2696	0.2479	0.7683	3.0983	0.9999	0.00009
2	1046.50	523.25	0.1397	0.5232	3.7441	0.9999	0.00006
3	2351.09	3.7200	0.2498	0.7737	3.0964	0.9999	0.00009
4	2586.86	4.1589	0.2470	0.7551	3.0561	0.9999	0.00009
TOTAL	8768.26	4.5956	0.2484	0.7654	3.0849	0.9999	0.00009

Comparando los índices de confiabilidad de los casos A y B, cuyos resultados se presentan en las tablas IV.5 y IV.11, se observa que el sistema con suministro alterno de energía (Caso B) tiene una gran mejora en los índices que son proporcionales a la indisponibilidad (*ASAI*, *ASUI*, *ENS*); por ejemplo, la energía no suministrada se reduce de 11768.6 kWh, en el Caso A, a un valor de 8768.2 kWh en el Caso B, mientras que no se tiene ninguna mejora de los resultados del índice *SAIFI*, lo cual se debe a que el suministro alterno reduce la indisponibilidad del sistema, pero no reduce el número de fallas que se tienen y, por tanto, el índice *SAIFI* permanece constante en 0.2482 en los casos A y B.

Para calcular el *UIC* del sistema para el Caso B, primeramente se determinará el costo de interrupción al usuario en el punto de carga LP4. Las operaciones que se realizan se muestran en la Tabla IV.12.



Tabla IV.12. Cálculo del índice  $UIC$  para el punto de carga LP4, Caso B.

ELEMENTO FALLADO	$\lambda$	$r$	$U$	$L$	$C$	$UIC=CL\lambda$
	(fallas/año)	(horas)	(horas/año)	(kWh)	(\$/kWh)	(\$/año)
10	0.04875	1	0.249	566	1.492	41.168
13	0.04875	5	0.244	566	11.429	315.355
16	0.04875	1	0.049	566	1.492	41.168
19	0.03900	1	0.039	566	1.492	32.934
Transformador	0.01500	10	0.150	566	35.781	303.781
11						
12						
14						
15	0.03900	5	0.195	566	11.429	252.284
17						
18						
20						
Total	0.23925	3.03135	0.72525			986.68955

De la Tabla IV.12 se tiene que el índice de costo de interrupción al usuario para el usuario LP4 es  $UIC_{LP4} = 986.689$  \$/año. Si se realizan estos cálculos para los puntos de utilización restantes, se obtiene que el índice  $UIC$  de todo el sistema, en el primer año este índice es  $UIC = 34,576.831$  \$/año. En el segundo año, la carga del sistema se incrementa un 6%, de modo que el índice del costo de interrupción al usuario del sistema en el segundo año es  $UIC = 36,651.44$  \$/año.

El beneficio económico de la implantación del suministro alternativo en el primer año, se puede calcular con la diferencia: ( $UIC$  del sistema sin suministro alternativo) menos ( $UIC$  del sistema con suministro alternativo), es decir ( $UIC$  de Caso A) menos ( $UIC$  de Caso B). Entonces, el beneficio económico del primer año es de  $\$ 48,768.44 - \$ 34,576.831 = \$ 14,191.611$  \$/año. En el segundo año, el beneficio es de  $\$ 51,694.549 - \$ 36,651.44 = \$ 15,043.107$  \$/año.

La Tabla IV.13 presenta el beneficio económico que se tiene por la implantación del suministro alternativo para un periodo de 20 años.

Tabla IV.13. Beneficio económico por la implantación del suministro alterno.

Año	BENEFICIO ECONÓMICO ( \$ )	Año	BENEFICIO ECONÓMICO ( \$ )
1	\$ 41,4191.6	11	\$ 25,415.0
2	\$ 15,043.1	12	\$ 26,939.9
3	\$ 15,945.6	13	\$ 28,556.3
4	\$ 16,902.4	14	\$ 30,269.6
5	\$ 17,916.5	15	\$ 32,085.8
6	\$ 18,991.5	16	\$ 34,011.0
7	\$ 20,131.0	17	\$ 36,051.6
8	\$ 21,338.9	18	\$ 38,214.7
9	\$ 22,619.2	19	\$ 40,507.6
10	\$ 23,976.4	20	\$ 42,938.1

En la Tabla IV.14 con factores de valor presente para diferentes tasas de interés, se trasladan las cantidades que se ahorrarán por la implantación del suministro alterno en los próximos 20 años, al presente. Para calcular el factor de valor presente se utiliza la siguiente ecuación.

$$S_0 = S_t \frac{1}{(1 + p/100)^t}$$

De la Tabla IV.14 se tiene que con una tasa de interés del 10% se justifica la instalación del suministro alterno, si el costo de instalar el suministro alterno es menor de \$185,693. Es decir, si se financia el proyecto del suministro alterno mediante un préstamo bancario con una tasa de interés del 10%, entonces el costo del proyecto debe ser menor de \$185,693 para que sea rentable. Para el cálculo del factor de valor presente se consideró que el efecto de la inflación es despreciable. Si la inflación es alta se utiliza la siguiente fórmula, la cual incluye la inflación para el cálculo del factor del valor presente:

$$\left\{ \frac{1 + a/100}{1 + p/100} \right\}^t$$

Tabla IV.14. Beneficio económico en el presente con tasas de interés del 5, 10 y 15%.

Año		Razón de interés					
		5%		10%		15%	
		Factor	Valor (\$)	Factor	Valor (\$)	Factor	Valor (\$)
Beneficio							
1	\$ 14,191.6	0.952	\$ 13,510.4	0.909	\$ 12,900.2	0.87	\$ 12,346.7
2	\$ 15,043.1	0.907	\$ 13,644.1	0.826	\$ 12,425.6	0.756	\$ 11,372.6
3	\$ 15,945.7	0.864	\$ 13,777.1	0.751	\$ 11,975.2	0.658	\$ 10,492.3
4	\$ 16,902.4	0.823	\$ 13,910.7	0.683	\$ 11,544.4	0.572	\$ 9,668.2
5	\$ 17,916.6	0.784	\$ 14,046.6	0.621	\$ 11,126.2	0.497	\$ 8,904.5
6	\$ 18,991.6	0.746	\$ 14,167.7	0.564	\$ 10,711.2	0.432	\$ 8,204.4
7	\$ 20,131.1	0.711	\$ 14,313.2	0.513	\$ 10,327.2	0.376	\$ 7,569.3
8	\$ 21,338.9	0.677	\$ 14,446.5	0.467	\$ 9,965.3	0.327	\$ 6,977.8
9	\$ 22,619.3	0.645	\$ 14,589.4	0.424	\$ 9,590.6	0.284	\$ 6,423.9
10	\$ 23,976.4	0.614	\$ 14,721.5	0.386	\$ 9,254.9	0.247	\$ 5,922.2
11	\$ 25,415.0	0.585	\$ 14,867.8	0.350	\$ 8,895.3	0.215	\$ 5,464.2
12	\$ 26,939.9	0.557	\$ 15,005.5	0.319	\$ 8,593.8	0.187	\$ 5,037.8
13	\$ 28,556.3	0.530	\$ 15,134.8	0.290	\$ 8,281.3	0.163	\$ 4,654.7
14	\$ 30,269.7	0.505	\$ 15,286.2	0.263	\$ 7,960.9	0.141	\$ 4,268.0
15	\$ 32,085.9	0.481	\$ 15,433.3	0.239	\$ 7,668.5	0.123	\$ 3,946.6
16	\$ 34,011.0	0.458	\$ 15,577.0	0.218	\$ 7,414.4	0.107	\$ 3,639.2
17	\$ 36,051.7	0.436	\$ 15,718.5	0.198	\$ 7,138.2	0.093	\$ 3,352.8
18	\$ 38,214.8	0.416	\$ 15,897.4	0.180	\$ 6,878.7	0.081	\$ 3,095.4
19	\$ 40,507.7	0.396	\$ 16,041.0	0.164	\$ 6,643.3	0.07	\$ 2,835.5
20	\$ 42,938.1	0.377	\$ 16,187.7	0.149	\$ 6,397.8	0.061	\$ 2,619.2
Σ	\$ 522,046.8		\$ 296,276.5		\$ 185,693.0		\$ 126,795.2

#### IV.4.1.7. Cálculo de los Índices de Confiabilidad para el Caso C

En el Caso C, se mejora la confiabilidad del sistema utilizando restauradores en algunas secciones del primario principal. El diagrama que se tiene para este caso se muestra en la figura IV.4. Este caso tiene las siguientes características de que: existe suministro alterno entre los pares de alimentadores F1 y F2, F3 y F4, se tienen desconectores de energía eléctrica en el alimentador

principal, se dispone de restauradores en las secciones 16, 23, 30 y 41 del primario principal y se tiene fusibles en el comienzo de cada rama secundaria.

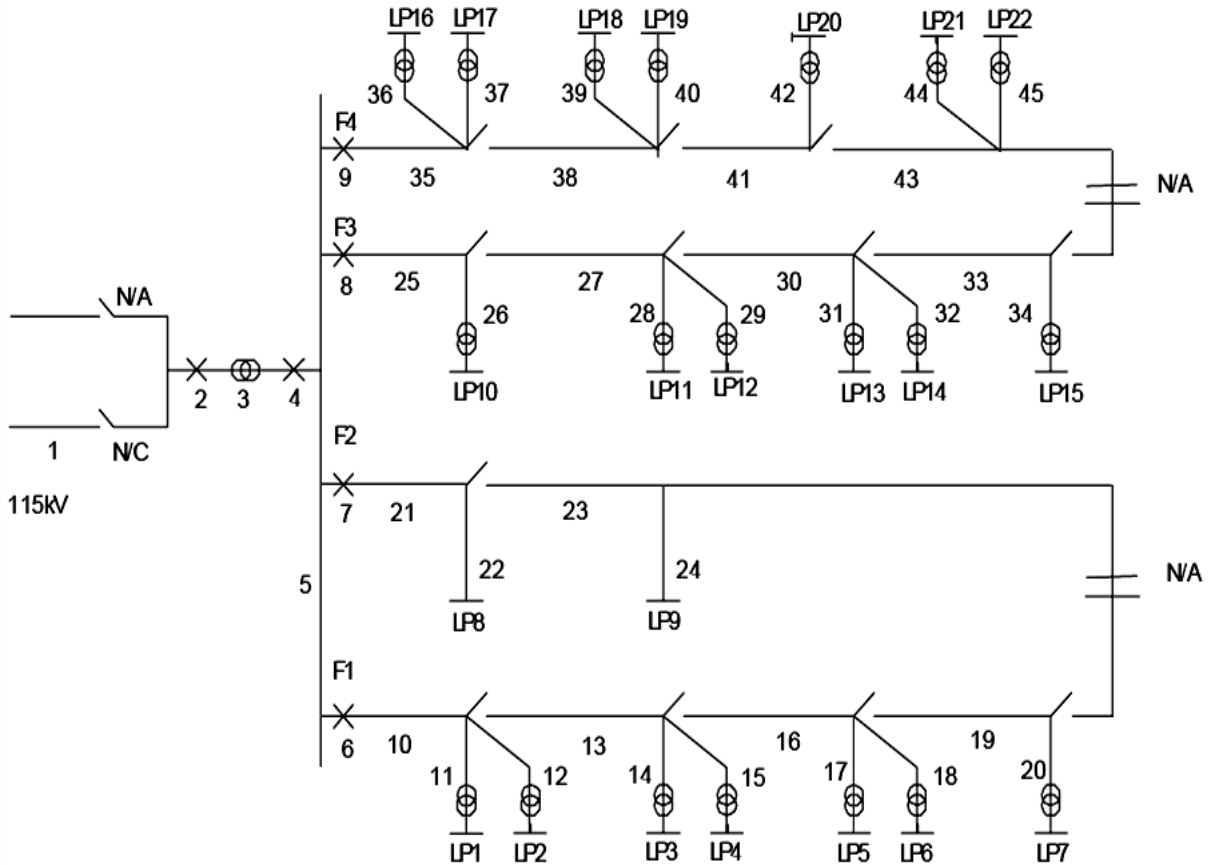


Figura IV.6. Sistema de distribución para el Caso C.

Si se cuenta con un restaurador en la sección 16 del alimentador F1, se mejora la confiabilidad de los usuarios LP1, LP2, LP3 y LP4, ya que elimina el tiempo de conmutación de las fallas que ocurren en las secciones 16 y 19, mientras que los usuarios LP5, LP6 y LP7 no mejoran su confiabilidad, lo cual se debe a que se requiere operar interruptores que tienen un tiempo de conmutación de 1 hora para aislar las fallas en las secciones 16 y 19.

Para el alimentador F1, la Tabla IV.15 muestra los índices básicos del Caso C.

Tabla IV.15. Índices básicos del alimentador F1, Caso C.

Elem Falla	Utilización 1			Utilización 2			Utilización 3			Utilización 4			Utilización 5			Utilización 6			Utilización 7		
	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$	$\lambda$	$r$	$U$
Sección																					
10	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488
13	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488	0.0488	1	0.0488
16													0.0488	5	0.2438	0.0488	5	0.2438	0.0488	1	0.0488
19													0.0390	1	0.0390	0.0390	1	0.0390	0.0390	5	0.1950
Transf.	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500	0.0150	10	0.1500
Lateral																					
11	0.0390	5	0.1950																		
12				0.0520	5	0.2600															
14							0.0520	5	0.2600												
15										0.0390	5	0.1950									
17													0.0520	5	0.2600						
18																0.0488	5	0.2438			
20																			0.0520	5	0.2600
Total	0.1515	4.2	0.6375	0.1645	4.3	0.7025	0.1645	4.3	0.7025	0.1515	4.2	0.6375	0.2523	3.1	0.7903	0.2490	3.1	0.7740	0.2523	3.0	0.7513

Tener restauradores de energía eléctrica en el primario principal reduce muy poco la indisponibilidad del sistema; en el caso del usuario LP4 se reduce únicamente de 0.7253 a 0.6375 horas; sin embargo, el uso de restauradores disminuye en forma considerable el número de fallas; por ejemplo, para el usuario LP4 se eliminan las fallas de las secciones 16 y 19. Los índices de confiabilidad del sistema se muestran en la Tabla IV.16.

Tabla IV.16. Índices de confiabilidad del sistema, Caso C.

<i>ALIMENTADOR</i>	<i>ENS</i>	<i>AENS</i>	<i>SAIFI</i>	<i>SAIDI</i>	<i>CAIDI</i>	<i>ASAI</i>	<i>ASUI</i>
1	2593.30750	3.97747	0.16307	0.68344	4.19112	0.99992	0.00008
2	786.50000	393.2500	0.11375	0.39325	3.45714	0.99996	0.00004
3	2217.71175	3.50904	0.16381	0.68767	4.19811	0.99992	0.00008
4	2428.56100	3.90444	0.16103	0.66905	4.15496	0.99992	0.00008
TOTAL	8026.08025	4.20654	0.16260	0.67985	4.18124	0.99992	0.00008

Comparando los índices de confiabilidad de los casos B y C, tablas IV.11 y IV.16, respectivamente, se observa que el sistema con restauradores (Caso C), tiene una gran mejora en el índice *SAIFI*, ya que este índice es proporcional al número de fallas del sistema mientras que los índices que son proporcionales a la indisponibilidad (*ASAI*, *ASUI*, *ENS*) no tienen mucha mejora. A continuación, al igual que con las secciones anteriores, se calcula el *UIC* para el punto de carga LP4 relacionado con el sistema del Caso C. Los resultados de las operaciones realizadas se presentan en la Tabla IV.17.

Tabla IV.17. Cálculo del índice  $UIC$  para el punto de carga LP, Caso C.

ELEMENTO FALLADO	$\lambda$ (fallas/año)	$r$ (horas)	$U$ (horas/año)	$L$ (kWh)	$C$ (\$/kWh)	$UIC=CL\lambda$ (\$/año)
10	0.0488	1	0.249	566	1.492	41.168
13	0.0488	5	0.244	566	11.429	315.355
16						
19						
Transformador	0.01500	10	0.1500	566	35.781	303.781
11						
12						
14						
15	0.0390	5	0.1950	566	11.429	252.284
17						
18						
20						
Total	0.1515	4.2	0.6375			912.58713

El índice de costo de interrupción al usuario en el punto LP4 es  $UIC = \$912.58$ . Si se ejecutan estos cálculos para los puntos de utilización restantes, se obtiene que el índice  $UIC$  de todo el sistema, en el primer año, es  $UIC = \$32,265.90$ .

En el segundo año, la carga del sistema se incrementa un 6%. El índice del costo de interrupción al usuario del sistema en el segundo año es  $UIC = \$34,201.86$ .

El beneficio económico que se tiene por la implantación de restauradores en el primer año se puede calcular con la diferencia: ( $UIC$  del sistema sin restauradores) menos ( $UIC$  del sistema con restauradores), es decir ( $UIC$  del Caso B) menos ( $UIC$  del Caso C). Entonces, el beneficio económico del primer año es de  $\$ 34,576.83 - \$ 32,265.90 = \$ 2,310.92$ . En el segundo año, el beneficio es de  $\$ 36,651.441 - \$ 34,201.86 = \$ 2,449.57$ . La Tabla IV.18 presenta el beneficio económico que se tiene por la implantación de restauradores para un periodo de 20 años.

Tabla **IV.18.** Beneficio económico por la utilización de restauradores en las secciones 30 y 41 de primario principal

<b>Año</b>	<b>BENEFICIO ECONÓMICO ( \$ )</b>	<b>Año</b>	<b>BENEFICIO ECONÓMICO ( \$ )</b>
1	\$ 2310.92	11	\$ 4138.50
2	\$ 2449.57	12	\$ 4386.81
3	\$ 2596.55	13	\$ 4650.02
4	\$ 2752.34	14	\$ 4929.03
5	\$ 2917.48	15	\$ 5224.77
6	\$ 3092.53	16	\$ 5538.25
7	\$ 3278.08	17	\$ 5870.55
8	\$ 3474.77	18	\$ 6222.78
9	\$ 3683.25	19	\$ 6596.15
10	\$ 3904.25	20	\$ 6991.92

En la Tabla **IV.19**, utilizando factores del valor presente y con diferentes tasas de interés, se trasladan las cantidades que se ahorrarán por la implantación de restauradores de energía eléctrica en los próximos 20 años al presente. De esta misma tabla se observa que con una tasa de interés del 10% se justifica la instalación de restauradores si su costo es menor de \$30,238.00.



Tabla IV.19. Beneficio económico en el presente con tasas de interés del 5, 10 y 15%.

Año		Razón de interés					
		5%		10%		15%	
		Factor	Valor (\$)	Factor	Valor (\$)	Factor	Valor (\$)
Beneficio							
1	2311	0.952	2200	0.909	2101	0.87	2011
2	2540	0.907	2222	0.826	2023	0.756	1852
3	2597	0.864	2243	0.751	1950	0.658	1709
4	2752	0.823	2265	0.683	1880	0.572	1574
5	2917	0.784	2287	0.621	1812	0.497	1450
6	3093	0.746	2307	0.564	1744	0.432	1336
7	3278	0.711	2331	0.513	1682	0.376	1233
8	3475	0.677	2352	0.467	1623	0.327	1136
9	3683	0.645	2376	0.424	1562	0.284	1046
10	3904	0.614	2397	0.386	1507	0.247	964
11	4139	0.585	2421	0.350	1448	0.215	890
12	4387	0.557	2443	0.319	1399	0.187	820
13	4650	0.530	2465	0.290	1349	0.163	758
14	4929	0.505	2489	0.263	1296	0.141	695
15	5225	0.481	2513	0.239	1249	0.123	643
16	5538	0.458	2537	0.218	1207	0.107	593
17	5871	0.436	2560	0.198	1162	0.093	546
18	6223	0.416	2589	0.180	1120	0.081	504
19	6596	0.396	2612	0.164	1082	0.07	462
20	6992	0.377	2636	0.149	1042	0.061	427
$\Sigma$	85009		48245		30238		20647

#### IV.5. Fase 4. Resultados de la implementación de la metodología sistémica para la regulación de la energía eléctrica en los sistemas de distribución de la CFE.



A continuación se presentan los resultados obtenidos de los casos A, B y C, quedando de la siguiente manera:

##### Resultados del Caso A.

Si se realizan estos cálculos para los puntos de utilización restantes, se obtiene que el índice *UIC* = \$51,694.549; como se observa en la tabla IV.9, en donde el segundo año, comparando el resultado que se obtuvo en el primer año con el del segundo se observa que al incrementarse la carga del sistema también se incrementa el costo de la interrupción *UIC* en la misma proporción.

Tabla IV.9. Índice *UIC* para los puntos del sistema del Caso A.

USUARIO	UIC (\$/año)	USUARIO	UIC (\$/año)
1	\$ 561.51	12	\$ 684.26
2	\$ 614.43	13	\$ 1,564.30
3	\$ 800.28	14	\$ 1,585.34
4	\$ 1,260.87	15	\$ 5,310.62
5	\$ 1,619.15	16	\$ 3,294.82
6	\$ 4,809.28	17	\$ 483.43
7	\$ 5,506.44	18	\$ 639.75
8	\$ 3,661.33	19	\$ 684.26
9	\$ 5,275.22	20	\$ 1,640.18
10	\$ 562.35	21	\$ 1,838.50
11	\$ 800.28	22	\$ 5,571.72
		TOTAL DEL SISTEMA	\$ 48,768.44

**Resultados del Caso B.**

El beneficio económico de la implantación del suministro alterno en el primer año, se puede calcular con la diferencia: (*UIC* del sistema sin suministro alterno) menos (*UIC* del sistema con suministro alterno), es decir (*UIC* de Caso A) menos (*UIC* de Caso B). Entonces, el beneficio económico del primer año es de  $48,768.44 - 34,576.831 = 14,191.611$  \$/año. En el segundo año, el beneficio es de  $51,694.549 - 36,651.44 = 15,043.107$  \$/año.

La Tabla IV.13 presenta el beneficio económico que se tiene por la implantación del suministro alterno para un periodo de 20 años.

*Tabla IV.13. Beneficio económico por la implantación del suministro alterno.*

<b>Año</b>	<b>BENEFICIO ECONÓMICO ( \$ )</b>	<b>Año</b>	<b>BENEFICIO ECONÓMICO ( \$ )</b>
1	\$ 14,191.6	11	\$ 25,415.0
2	\$ 15,043.1	12	\$ 26,939.9
3	\$ 15,945.6	13	\$ 28,556.3
4	\$ 16,902.4	14	\$ 30,269.6
5	\$ 17,916.5	15	\$ 32,085.8
6	\$ 18,991.5	16	\$ 34,011.0
7	\$ 20,131.0	17	\$ 36,051.6
8	\$ 21,338.9	18	\$ 38,214.7
9	\$ 22,619.2	19	\$ 40,507.6
10	\$ 23,976.4	20	\$ 42,938.1

En la Tabla IV.14 con factores de valor presente para diferentes tasas de interés, se trasladan las cantidades que se ahorrarán por la implantación del suministro alterno en los próximos 20 años, al presente. Para calcular el factor de valor presente se utiliza la siguiente ecuación.

De la Tabla IV.14 se tiene que con una tasa de interés del 10% se justifica la instalación del suministro alterno, si el costo de instalar el suministro alterno es menor de \$185,693. Es decir, si se financia el proyecto del suministro alterno mediante un préstamo bancario con una tasa de interés del 10%, entonces el costo del proyecto debe ser menor de \$185,693 para que sea rentable. Para el cálculo del factor de valor presente se consideró que el efecto de la inflación es despreciable.

Tabla IV. 14. Beneficio económico en el presente con tasas de interés del 5, 10 y 15%.

Año		Razón de interés					
		5%		10%		15%	
		Factor	Valor (\$)	Factor	Valor (\$)	Factor	Valor (\$)
Beneficio							
1	\$ 14,191.6	0.952	\$ 13,510.4	0.909	\$ 12,900.2	0.87	\$ 12,346.7
2	\$ 15,043.1	0.907	\$ 13,644.1	0.826	\$ 12,425.6	0.756	\$ 11,372.6
3	\$ 15,945.7	0.864	\$ 13,777.1	0.751	\$ 11,975.2	0.658	\$ 10,492.3
4	\$ 16,902.4	0.823	\$ 13,910.7	0.683	\$ 11,544.4	0.572	\$ 9,668.2
5	\$ 17,916.6	0.784	\$ 14,046.6	0.621	\$ 11,126.2	0.497	\$ 8,904.5
6	\$ 18,991.6	0.746	\$ 14,167.7	0.564	\$ 10,711.2	0.432	\$ 8,204.4
7	\$ 20,131.1	0.711	\$ 14,313.2	0.513	\$ 10,327.2	0.376	\$ 7,569.3
8	\$ 21,338.9	0.677	\$ 14,446.5	0.467	\$ 9,965.3	0.327	\$ 6,977.8
9	\$ 22,619.3	0.645	\$ 14,589.4	0.424	\$ 9,590.6	0.284	\$ 6,423.9
10	\$ 23,976.4	0.614	\$ 14,721.5	0.386	\$ 9,254.9	0.247	\$ 5,922.2
11	\$ 25,415.0	0.585	\$ 14,867.8	0.350	\$ 8,895.3	0.215	\$ 5,464.2
12	\$ 26,939.9	0.557	\$ 15,005.5	0.319	\$ 8,593.8	0.187	\$ 5,037.8
13	\$ 28,556.3	0.530	\$ 15,134.8	0.290	\$ 8,281.3	0.163	\$ 4,654.7
14	\$ 30,269.7	0.505	\$ 15,286.2	0.263	\$ 7,960.9	0.141	\$ 4,268.0
15	\$ 32,085.9	0.481	\$ 15,433.3	0.239	\$ 7,668.5	0.123	\$ 3,946.6
16	\$ 34,011.0	0.458	\$ 15,577.0	0.218	\$ 7,414.4	0.107	\$ 3,639.2
17	\$ 36,051.7	0.436	\$ 15,718.5	0.198	\$ 7,138.2	0.093	\$ 3,352.8
18	\$ 38,214.8	0.416	\$ 15,897.4	0.180	\$ 6,878.7	0.081	\$ 3,095.4
19	\$ 40,507.7	0.396	\$ 16,041.0	0.164	\$ 6,643.3	0.07	\$ 2,835.5
20	\$ 42,938.1	0.377	\$ 16,187.7	0.149	\$ 6,397.8	0.061	\$ 2,619.2
Σ	\$ 522,046.8		\$ 296,276.5		\$ 185,693.0		\$ 126,795.2

**Resultados del Caso C.**

El índice de costo de interrupción al usuario en el punto LP4 es  $UIC = \$912.58$ . Si se ejecutan estos cálculos para los puntos de utilización restantes se obtiene que el índice  $UIC$  de todo el sistema, en el primer año, es  $UIC = \$32,265.90$ .

En el segundo año la carga del sistema se incrementa un 6%. El índice del costo de interrupción al usuario del sistema en el segundo año es  $UIC = \$34,201.86434$ .

El beneficio económico que se tiene por la implantación de restauradores en el primer año se puede calcular con la diferencia: ( $UIC$  del sistema sin restauradores) menos ( $UIC$  del sistema con restauradores), es decir ( $UIC$  del Caso B) menos ( $UIC$  del Caso C). Entonces, el beneficio económico del primer año es de  $34,576.831 - 32,265.909 = \$2,310.921$ . En el segundo año el beneficio es de  $36,651.441 - 34,201.865 = \$2,449.576$ . La Tabla IV.18 presenta el beneficio económico que se tiene por la implantación de restauradores para un periodo de 20 años.

Tabla IV.18. Beneficio económico por la utilización de restauradores en las secciones 30 y 41 de primario principal

Año	BENEFICIO ECONÓMICO ( \$ )	Año	BENEFICIO ECONÓMICO ( \$ )
1	\$ 2,310.92	11	\$ 4,138.50
2	\$ 2,449.57	12	\$ 4,386.81
3	\$ 2,596.55	13	\$ 4,650.02
4	\$ 2,752.34	14	\$ 4,929.03
5	\$ 2,917.48	15	\$ 5,224.77
6	\$ 3,092.53	16	\$ 5,538.25
7	\$ 3,278.08	17	\$ 5,870.55
8	\$ 3,474.77	18	\$ 6,222.78
9	\$ 3,683.25	19	\$ 6,596.15
10	\$ 3,904.25	20	\$ 6,991.92

En la Tabla IV.19, utilizando factores del valor presente y con diferentes tasas de interés, se trasladan las cantidades que se ahorrarán por la implantación restauradores en los próximos 20 años al presente. De esta misma tabla se observa que con una tasa de interés del 10% se justifica la instalación de restauradores si su costo es menor de \$30,238.00.

Tabla IV.19. Beneficio económico en el presente con tasas de interés del 5, 10 y 15%.

Año		Razón de interés					
		5%		10%		15%	
		Factor	Valor (\$)	Factor	Valor (\$)	Factor	Valor (\$)
Beneficio							
1	\$ 2,311	0.952	\$ 2,200	0.909	\$ 2,101	0.87	\$ 2,011
2	\$ 2,540	0.907	\$ 2,222	0.826	\$ 2,023	0.756	\$ 1,852
3	\$ 2,597	0.864	\$ 2,243	0.751	\$ 1,950	0.658	\$ 1,709
4	\$ 2,752	0.823	\$ 2,265	0.683	\$ 1,880	0.572	\$ 1,574
5	\$ 2,917	0.784	\$ 2,287	0.621	\$ 1,812	0.497	\$ 1,450
6	\$ 3,093	0.746	\$ 2,307	0.564	\$ 1,744	0.432	\$ 1,336
7	\$ 3,278	0.711	\$ 2,331	0.513	\$ 1,682	0.376	\$ 1,233
8	\$ 3,475	0.677	\$ 2,352	0.467	\$ 1,623	0.327	\$ 1,136
9	\$ 3,683	0.645	\$ 2,376	0.424	\$ 1,562	0.284	\$ 1,046
10	\$ 3,904	0.614	\$ 2,397	0.386	\$ 1,507	0.247	\$ 9,64
11	\$ 4,139	0.585	\$ 2,421	0.350	\$ 1,448	0.215	\$ 8,90
12	\$ 4,387	0.557	\$ 2443	0.319	\$ 1,399	0.187	\$ 8,20
13	\$ 4,650	0.530	\$ 2,465	0.290	\$ 1,349	0.163	\$ 7,58
14	\$ 4,929	0.505	\$ 2,489	0.263	\$ 1,296	0.141	\$ 6,95
15	\$ 5,225	0.481	\$ 2,513	0.239	\$ 1,249	0.123	\$ 6,43
16	\$ 5,538	0.458	\$ 2,537	0.218	\$ 1,207	0.107	\$ 5,93
17	\$ 5,871	0.436	\$ 2,560	0.198	\$ 1,162	0.093	\$ 5,46
18	\$ 6,223	0.416	\$ 2,589	0.180	\$ 1,120	0.081	\$ 5,04
19	\$ 6,596	0.396	\$ 2,612	0.164	\$ 1,082	0.07	\$ 4,62
20	\$ 6,992	0.377	\$ 2,636	0.149	\$ 1,042	0.061	\$ 4,27
Σ	\$ 85,009		\$ 48,245		\$ 30,238		\$ 20,647

# Conclusiones

La Comisión Federal de Electricidad, utiliza sólo el índice del Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) para la calidad del servicio, en cada una de sus divisiones de distribución de energía eléctrica sin integrar los resultados a nivel nacional, por lo que ésta propuesta sirve de apoyo inicial para la implementación y gestión de la información de los resultados, agregando ocho índices propuestos de la calidad del servicio de energía eléctrica de distribución, con el objetivo de mejorar el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica a nivel nacional, además de contribuir a la mejora de la Misión y en los Objetivos del sistema integral de gestión de la Dirección de Operación de dicha empresa, donde la Misión y los objetivos son:

- **Misión.** *“Asegurar, dentro de un marco de competencia y actualización tecnológicamente, el servicio de energía eléctrica, en condiciones de **cantidad, calidad y precio**, con la adecuada diversificación de fuentes de energía”.*
- **Objetivos.**
  - “1. Satisfacer los requisitos y expectativas del cliente”: Satisfacción del cliente, Compromisos de **servicio** e inconformidades por cada 1000 usuarios.*
  - “2. Operar sobre las bases de indicadores en materia de productividad y competitividad”, alcanzando los siguientes indicadores: **Tiempo de Interrupción por usuario, pérdidas de energía eléctrica, usuarios por trabajador de operación y costos del kilowatt hora (kWh)**”.*

De acuerdo a los resultados obtenidos en este trabajo, se puede concluir que:

- Se conocieron los aspectos teóricos de la calidad del servicio y los índices aplicados en el sistema de distribución de la CFE.
- Se identificaron las necesidades y problemas de la calidad del servicio de energía eléctrica en los sistemas de distribución de la CFE.
- Se propuso una metodología sistémica que permita mejorar la calidad del servicio eléctrico, aplicando técnicas y herramientas para trabajar con los índices de interrupción.

# **ANEXO A.**

## **TABLAS Y GRÁFICAS DE DATOS DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA CFE.**



### Datos de Generación de Electricidad en la CFE.

Al cierre del mes de diciembre de 2008, la CFE contó con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 49,854.19\* MegaWatts (MW), de los cuales: 11,456.90 MW son de productores independientes (termoeléctricas); 11,054.98 MW son de hidroeléctricas; 22,332.46 MW corresponden a las termoeléctricas de CFE; 2,600.00 MW a carboeléctricas; 959.50 MW a geotermoeléctricas; 1,364.88 MW a la nucleoeleéctrica, y 85.48 MW a la eoleleéctrica.

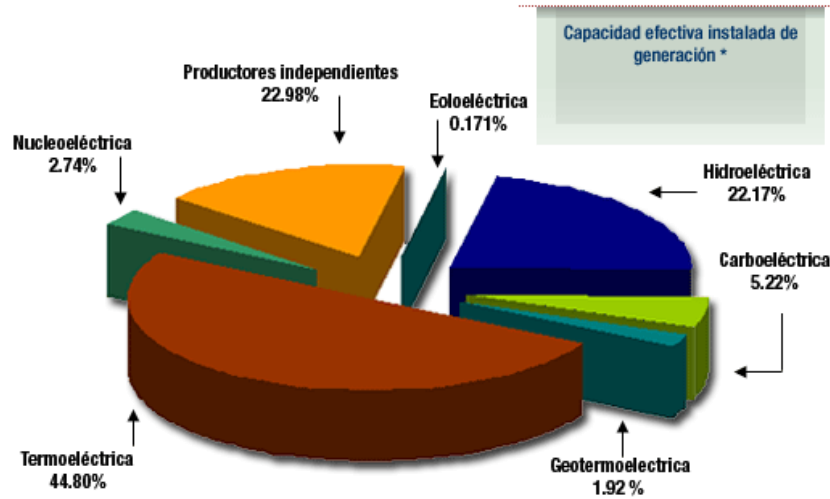
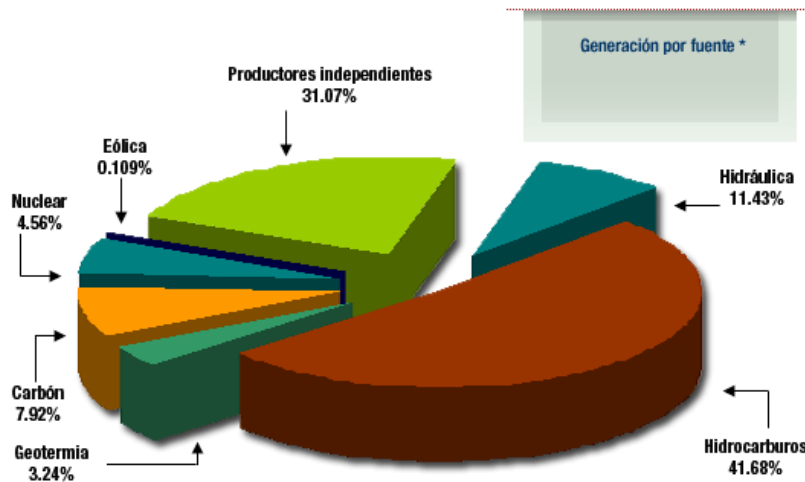


Figura 1. Capacidad efectiva instalada de Generación en la CFE.



Fuentes: Formas para la generación de energía eléctrica.

Figura 2. Generación por fuente en la CFE.

Desarrollo de la capacidad instalada y de la generación. Para cumplir el objetivo de CFE de cubrir las necesidades de energía eléctrica de la población, de la industria, la agricultura, el comercio y los servicios en México, la generación de electricidad ha ido en aumento, como se aprecia en la tabla 1.

Tabla 1. Capacidad efectiva instalada de Generación en la CFE.

		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Capacidad (MW)	CFE	33,944	34,384	34,839	34,901	36,236	36,855	36,971	38,422	37,325	37,470	38,397
	PIE'S	-	-	-	484	1,455	3,495	6,756	7,265	8,251	10,387	11,457
	Total	33,944	34,384	34,839	35,385	37,691	40,350	43,727	45,687	45,576	47,857	49,854
Generación (TWh)	CFE	159.83	168.98	179.07	188.79	190.88	177.05	169.32	159.53	170.07	162.47	157.51
	PIE'S	-	-	-	1.20	4.04	21.83	31.62	45.85	45.56	59.43	70.98
	Total	159.83	168.98	179.07	190.00	194.92	198.88	200.94	205.39	215.63	221.90	228.49

\* Incluye 21 centrales de productores independientes de energía, (PIE) las cuales aparecen en el apartado de Centrales Generadoras. (Información a diciembre de 2008).

Para conducir la electricidad desde las plantas de generación hasta los consumidores finales, CFE cuenta con las redes de transmisión y de distribución, integradas por las líneas de conducción de alta, media y baja tensión.

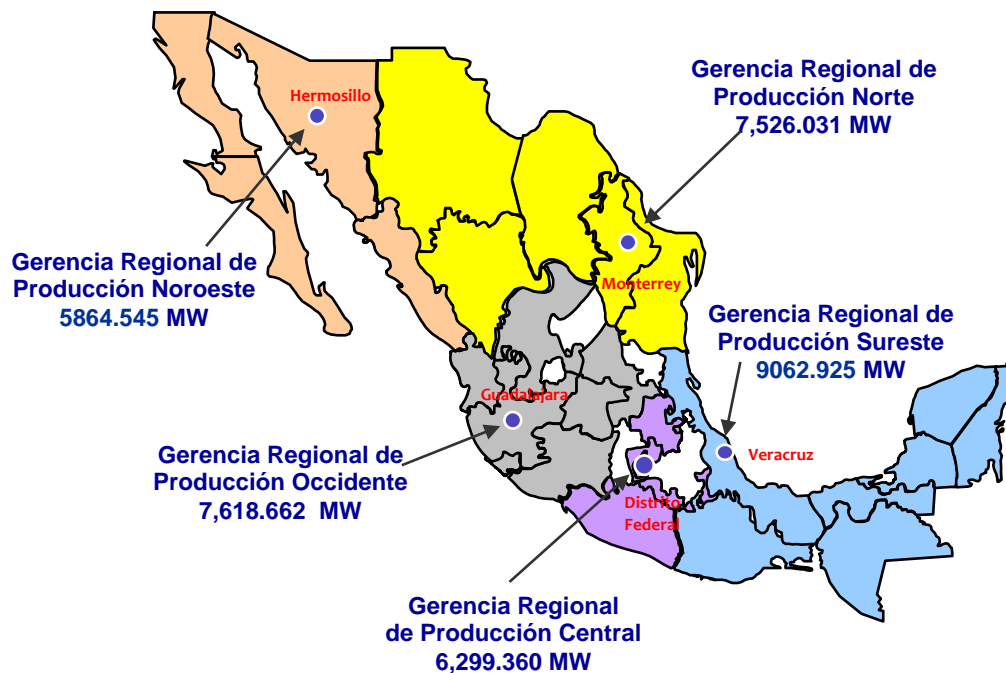


Figura 3.Regiones de Generación de Energía en la CFE.

## Datos de Transmisión de Electricidad en la CFE.

La red de transmisión considera los niveles de tensión de 400, 230 y 161 kilovolts (kV). Al finalizar diciembre del año 2008, esta red alcanzó una longitud de 48,566 km. Longitud de líneas de transmisión (km), como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Datos de Transmisión de Electricidad en la CFE.

Nivel de tensión (kV)	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007*	2008*
400	11,337	11,908	12,249	12,399	13,165	13,695	14,504	15,998	17,790	18,144	19,265	19,855
230	18,878	19,374	20,292	21,224	21,598	22,645	24,060	24,773	25,687	27,148	27,745	28,164
161	456	456	456	456	508	508	646	470	475	475	475	547
150	445	66	66	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	31,116	31,804	33,063	34,079	35,271	36,848	39,210	41,241	43,952	45,767	47,485	48,566

### SUBDIRECCIÓN DE TRANSMISIÓN

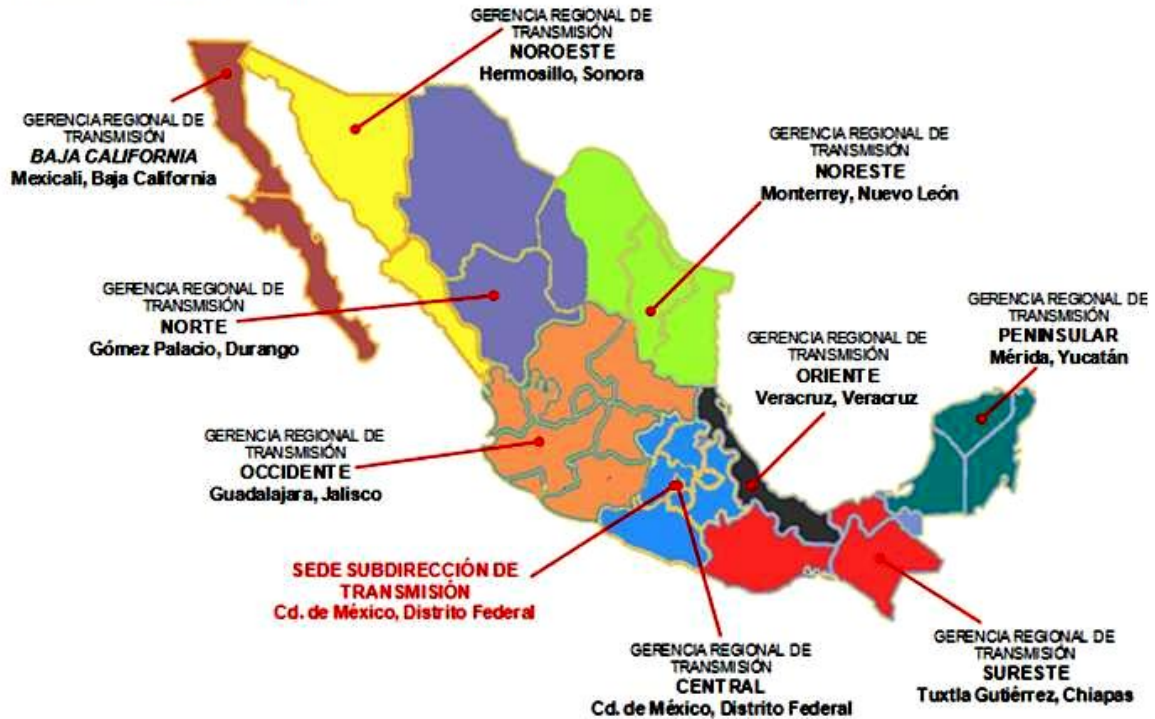


Figura 4. Regiones de Transmisión de Energía en la CFE.

**Datos de Distribución de Electricidad en la CFE.**

La red de distribución está integrada por las líneas de subtransmisión con niveles de tensión de 138, 115, 85 y 69 kilovolts (kV); así como las de distribución en niveles de 34.5, 23, 13.8, 6.6, 4.16 y 2.4 kV y baja tensión. A diciembre de 2008 la longitud de estas líneas fue de 47,918 km y 616,306 km, respectivamente, como se aprecia en la tabla 3.

*Tabla 3. Datos de Subtransmisión y Distribución de Electricidad en la CFE.*

.Nivel de tensión (kV)	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007*	2008*
<b>Subtransmisión</b>												
138	1.1	1.1	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4
115	30.3	30.9	32.3	34.1	34.9	36.1	38.0	38.7	40.1	40.8	42.2	43.3
85	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
69	3,566	3.4	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.3	3.2	3.2	3.2	3.1
Subtotal	35,301	35.7	37.1	38.8	39.6	40.7	42.6	43.6	44.9	45.6	46.9	47.9
<b>Distribución</b>												
34.5	54.8	55.6	57.1	58.9	60.3	61.7	62.7	63.6	64.7	66.3	67.4	69.3
23	20.5	22.0	22.7	23.3	23.7	24.6	25.8	26.3	27.4	27.9	28.6	29.1
13.8	211.5	219.2	226.9	233.2	239.7	246.3	251.7	257.4	264.5	269.4	273.2	278.1
6.6 1_/	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Baja tensión	196.9	205.9	208.7	211.9	215.3	221.0	222.1	225.1	230.2	233	236.6	239.3
Subtotal	484.5	503.5	516.1	528.1	539.7	554.3	563.0	573.2	587.5	597.1	606.3	616.3
Total de líneas	519.8	539.3	553.3	566.9	579.3	595.1	605.7	616.8	632.4	642.7	653.2	664.2
Total CFE 2_/	550.9	571.1	586.3	601.0	614.6	632.0	644.9	658.0	676.4	688.4	700.7	712.8

1\_/ Incluye tensiones de 4.16 y 2.4 kV.

2\_/ El total incluye líneas de Transmisión.

\*Cifras a diciembre de 2008



Figura .5. Regiones de Distribución de Energía en la CFE.

## **ANEXO B.**

### **PROCEDIMIENTO PARA LA ASIGNACIÓN DEL TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO (TIU), ENTRE LAS ENTIDADES QUE INTERVIENEN CON SUS PROCESOS, DURANTE UN DISTURBIO.**



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### INDICE

	PAGINA:
1. ANTECEDENTES	1
2. OBJETIVOS	2
3. ALCANCE	3
4. MARCO LEGAL	5
5. TERMINOLOGÍA	7
6. POLÍTICAS	10
• Políticas Generales	11
• Políticas Especificas	12
7. DIAGRAMAS DE FLUJO	18
8. MECANISMOS DE CONTROL	21
9. ANEXOS	23

### 1. ANTECEDENTES





## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

La Comisión Federal de Electricidad (CFE), empresa pública descentralizada de la Administración Pública Federal, es una entidad de carácter estratégico de gran importancia en el desarrollo económico y social del país; con el objetivo de contribuir al bienestar y progreso de México, satisfaciendo la necesidad de energía eléctrica, a través de una organización eficiente, orientada al cliente y flexible al cambio, autosuficiente para seguir creciendo y mejorar la calidad de vida y el desarrollo de nuestro equipo humano, por lo que es imperante atender estos aspectos fundamentales, con eficacia y eficiencia congruentes con la Misión de la Institución.

La energía eléctrica en la actualidad se ha constituido en la forma más práctica y económica para el transporte de energía primaria, hasta los centros en donde se transforma a las tensiones de utilización que requiere el cliente. Esta versatilidad, en su aplicación, ha originado un uso creciente y una dependencia de ésta cada vez mayor en las actividades, tanto productivas como de recreación del país; siendo una exigencia cada día mayor por parte de los clientes de la calidad y continuidad en el servicio que presta la Institución.

La exigencia del cliente, sobre la calidad del servicio que ofrece la Institución la define la capacidad y las condiciones operativas del Sistema Eléctrico para proporcionar, dentro de los límites normativos aceptables, los parámetros eléctricos fundamentales como son:

- ▶ La tensión de suministro
- ▶ El desbalance en la tensión de suministro
- ▶ La frecuencia de operación
- ▶ La distorsión de la onda fundamental y
- ▶ El restablecimiento oportuno del servicio

De éstos, los eventos más comunes y los que más afectan a los clientes son los ocasionados por la Tensión de Suministro y la frecuencia con la que se presentan las Interrupciones del servicio.

La creciente demanda de energía eléctrica requiere, para ser satisfecha, de la existencia de una normatividad suficiente y adecuada que permita la optimización del aprovechamiento de las instalaciones. Por lo que se estableció la necesidad de disponer de los medios analíticos, que permitieran analizar y programar el mejoramiento de la Continuidad y Calidad del Servicio, lo que motivó la creación del "SISTEMA PARA REPORTAR CONTROLAR Y ANALIZAR LAS INTERRUPCIONES EN DISTRIBUCIÓN" (SIRCAID).

Por lo anterior, las Entidades involucradas en los procesos de Generación, Transmisión, Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y Distribución, decidieron implantar el Procedimiento para la Determinación, Evaluación y Cargo del "Tiempo de Interrupción por Usuario" (TIU), que se derive de la gestión dentro del ámbito de responsabilidad de cada una de ellas; el cual nos permitirá conocer el tiempo que el cliente no dispone del servicio, evaluando e identificando las medidas correctivas por aplicar, para reducirlo y mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica, buscando mejorar la calidad del servicio que la Institución proporciona a sus clientes.





## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### 2. OBJETIVOS

- ▶ Establecer los lineamientos para la asignación de responsabilidades para la aplicación del Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU), entre las Entidades que intervengan con sus procesos durante un evento.
- ▶ Establecer los elementos y criterios técnicos por Entidad y Servicio de Mantenimiento que permitan normar la aplicación de los cargos del TIU.
- ▶ Establecer la secuencia para la atención y análisis de fallas, asignación del cargo y el adecuado control del TIU.
- ▶ Coadyuvar en el mejoramiento de los procesos necesarios para garantizar la disponibilidad y confiabilidad del servicio eléctrico y servicios asociados de mantenimiento proporcionados entre las mismas Entidades.
- ▶ Facilitar la coordinación entre Entidades, mejorando la programación de los procesos de trabajo.

### 3. ALCANCE



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

La vigilancia y la aplicación de este procedimiento, es responsabilidad de las Entidades a cargo de la Gestión y Análisis de resultados son las Subdirecciones de:

- ▶ Generación
- ▶ Transmisión, Transformación y Control
- ▶ Distribución.

A través del Comité Central del TIU, quién verificará y analizará su adecuada aplicación nivel nacional.

- El Comité Central del TIU, conformado por miembros de todos los procesos involucrados (Generación, Transmisión, Cenace y Distribución), tiene como función principal la de analizar y, en su caso, aprobar las asignaciones del TIU que se hagan en el ámbito de cada una de las Entidades, así como la de asignar la responsabilidad del TIU, que por alguna razón no fuera acordado en los Comités Divisionales del TIU.
- El Comité Divisional del TIU, quién tiene como responsabilidad verificar y analizar la adecuada aplicación en el ámbito de su competencia.

Este Comité Divisional del TIU, estará conformado por los miembros de las áreas involucradas siguientes:

- ▶ Subgerencia Regionales de Generación
- ▶ Subgerencias Divisionales de Distribución
  
- ▶ Jefaturas de Área de Transmisión y Transformación
- ▶ Jefaturas de Área de Operación y Control
  
- ▶ Superintendencias Generales de Centrales Generadoras
- ▶ Jefaturas de las Subáreas de Transmisión y Transformación
- ▶ Jefaturas de las Subáreas de Control
- ▶ Superintendencias de las Zonas de Distribución
  
- El Comité Local del TIU. Este Comité tiene como función principal, la de analizar y aprobar las asignaciones del TIU para cada una de las Entidades, en el ámbito local de su responsabilidad y, en el caso de que no se llegara a un acuerdo para el cargo del TIU hacia las Entidades locales involucradas, preparará y enviará la información y antecedentes al Comité Divisional del TIU, para su resolución y cargo.

Este Comité estará integrado por todas las áreas de los procesos involucrados:

### Generación:

#### Subgerencia Regional de Generación:

- Jefe Departamento Protección y Medición Regional y/o Jefe Departamento Eléctrico Regional
- Jefe Departamento de Análisis y Resultados Regional

### Transmisión y Transformación:

- Jefe del Departamento de Subestaciones
- Jefe del Departamento de Estudios

### Control:



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

- Jefes de Área o Subárea, según se requiera

### Distribución:

- Jefe del Departamento de Operación y Mantenimiento
- Jefe de la Oficina de Operación

Fungiendo como **Secretario Permanente de este Comité**, el Jefe de la Oficina de Operación.

Los representantes, ante el Comité Local del TIU, deben actualizar semestralmente el nombre, cargo y su Registro Permanente de Empleado (RPE).

## 4. MARCO LEGAL



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Norma Oficial Mexicana NOM-SEDE-1999, Instalaciones Eléctricas (Utilización). Secretaría de Energía.
- Sistema para Reportar Controlar y Analizar las Interrupciones en Distribución (SIRCAID)
- Reglamento Interno para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional
- Reglas de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional
- Manual de Control de Gestión para el Proceso de Generación
- Manual de Control de Gestión para el Proceso de Transmisión
- Manual de Control de Gestión para el Proceso de Áreas de Control
- Manual de Control de Gestión para el Proceso de Distribución
- Contratos Cliente Proveedor entre las Entidades involucradas
- Convenios para el servicio de mantenimiento y apoyo entre las Entidades involucradas
- Procedimientos para la operación de enlaces bajo condiciones especiales con las Subáreas de Control
- Ley Federal de Responsabilidades de Servidores Públicos
- Reglamento de Seguridad e Higiene en el Trabajo - CFE
- Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico (POISE)
- Programa Institucional de Calidad Total (PICT)
- Contrato Colectivo CFE SUTERM



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### Otros documentos aplicables

- Reporte de Novedades del Área de Control
- Reporte de la Operación diaria de Interruptores.

Nota: En caso de que los documentos señalados sean revisados o modificados, debe tomarse en cuenta la edición en vigor a la última edición, al definir cualquier acción sobre el asunto en lo particular.



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### 5. - TERMINOLOGÍA

**Calidad.** Es la condición de tensión, frecuencia y forma de onda del servicio de energía eléctrica, suministrada a los clientes de acuerdo a normas y reglamentos aplicables.

**Centro de Distribución.** Es la Entidad constituida para la operación de un grupo definido de subestaciones y circuitos de distribución en tensiones menores de 69 kV.

**Continuidad.** Es el suministro ininterrumpido del servicio de energía eléctrica a los clientes, de acuerdo con las normas y reglamentos aplicables.

**Colapso.** Paralización total o parcial del Sistema Eléctrico Nacional, ocasionada por un disturbio.

**Regiones.-** Son las Entidades dependientes de las Subdirección de Generación, responsables del cumplimiento de las funciones encomendadas a estas Entidades en un área geográfica determinada.

**Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).** Es la Entidad creada por la CFE para la planificación, dirección, coordinación, supervisión y control del despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

**Divisiones de Distribución.** Son las dependencias encargadas de la distribución y comercialización de la energía eléctrica, dentro de un área geográfica determinada.

**Disturbio.** Es la alteración de las condiciones normales del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) originada por caso fortuito o fuerza mayor, generalmente breve y peligrosa, de las condiciones normales del SEN o de una de sus partes y que conduce a una interrupción en el servicio de energía eléctrica o disminuye la confiabilidad de la operación.

**Falla.** Es una alteración o un daño permanente o temporal en cualquier parte del equipo, que varía sus condiciones normales de operación y que generalmente causa un disturbio.

**Interrupción.** Es la suspensión del suministro de energía eléctrica debido a causas de fuerza mayor, caso fortuito, a la realización de trabajos de mantenimiento, ampliación o modificación de las instalaciones, a defectos en las instalaciones del usuario, negligencia o culpa del mismo, a la falta de pago oportuno, al uso de energía eléctrica a través de instalaciones que impidan el funcionamiento normal de los instrumentos de control de medida, a que las instalaciones del usuario no cumplen con las normas técnicas reglamentarias, el uso de energía eléctrica en condiciones que violen lo establecido en el contrato respectivo; y cuando haya conectado un servicio sin la autorización de la Comisión.

**Sistema Eléctrico Nacional (SEN).** Es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas.

**Sistema Interconectado Nacional (SIN).** Es la porción del Sistema Eléctrico Nacional que permanece unido eléctricamente.



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

**Área de Transmisión – Transformación.** Son las Entidades dependientes de la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control, responsables del cumplimiento de las funciones encomendadas a estas Entidades en un área geográfica determinada.

**Subárea de Control.** Es la entidad que tiene a su cargo el control y la operación de un conjunto de Centrales Generadoras, Subestaciones y Líneas de Transmisión dentro de una área geográfica y que corresponde a un Área de Control.

**Subárea de Transmisión.** Es la dependencia subalterna de una área de Transmisión y Transformación responsable del cumplimiento de las funciones encomendadas a ésta, en una área geográfica determinada.

**Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU).** Es el cociente que resulta de dividir a la suma de los productos, de la duración en minutos de interrupción por los usuarios afectados en cada interrupción, por cualquier causa atribuible al sistema de distribución, entre el número promedio de usuarios de una área específica, en un período determinado.

Así mismo nos permite conocer el tiempo que el usuario no dispone del servicio, por eventos cuyo origen no sea de fenómenos naturales tales como sismos y huracanes, o bien por robo de conductor, para evaluar e identificar las medidas correctivas por aplicar para reducirlo y mantener la continuidad del suministro de energía eléctrica, para mejorar la calidad del servicio a los usuarios.

ALGORITMO PARA CALCULAR EL TIU:

$$TIU_D = \frac{\sum_{n=1}^{12} \left[ \sum_{z=1}^z \left[ \sum_{i=1}^i (DEMUA - DEMUAE)_i \right] z \right] n}{\sum_{n=1}^{12} \left[ \sum_{z=1}^z (UT)_z \right] n \frac{1}{n}}$$

<b>Dli</b>	<b>Duración de la Interrupción</b> Es el tiempo expresado en minutos en que permanece fuera de servicio por cualquier causa, un circuito o ramal de distribución de una área específica, en la interrupción (i) sostenida por un minuto o más.
<b>UAi</b>	<b>Usuarios Afectados</b> Es el número de usuarios afectados por la interrupción (i) sostenida por un minuto o más, en un circuito o ramal de distribución.
<b>DEMUAi</b>	<b>Duración en Minutos por Usuarios Afectados</b> Es el producto que resulta de multiplicar la duración de la interrupción (Dli), por los usuarios afectados (UAi), en cada interrupción (i), en el mes, en un área específica.
<b>DEMUAei</b>	<b>Duración en Minutos por Usuarios Afectados por Eventos</b> Es el producto que resulta de multiplicar la duración de la interrupción (Dli) exclusivamente debida a sismos y huracanes, por los usuarios afectados (UAi), en cada interrupción (i), en el mes, en un área específica.



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

<b>UT</b>	<b>Usuarios Totales</b> Es el número total de usuarios que tiene un área específica en un mes. Se obtiene de la estadística comercial.
<b>i</b>	Número de interrupciones ocurridas en un mes desde la 1 hasta la I.
<b>Z</b>	Número de zonas de distribución afectadas
<b>n</b>	Número de meses en el periodo (de 1 a 12 )
<b>SIRCAID</b>	Sistema para Reportar Controlar y Analizar las Interrupciones de Distribución.





## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### 6. POLÍTICAS

- El Comité Central del TIU tiene la función de intervenir, como última instancia, para asignar los cargos del TIU, que por alguna razón no se llegaron a validar en el ámbito Comité Divisional del TIU, al declararse incompetentes las áreas para llegar a algún acuerdo.
- El Comité Divisional del TIU tiene como función la de establecer la secuencia para la atención y análisis de fallas, asignación de cargos y control del TIU, así como los elementos y criterios técnicos por entidad y servicio que sirvan para normar la aplicación y cargo del TIU en el ámbito de su competencia.
- El Comité Local del TIU tiene como función la de acordar la asignación de los cargos del TIU, sobre la base de un análisis conjunto entre las entidades involucradas, conformando la información necesaria del disturbio para la preparación del Reporte Técnico de apoyo para el dictamen.
- Es responsabilidad de este Comité hacer su mayor esfuerzo para resolver en su nivel, cualquier desacuerdo que se presente entre las entidades involucradas.
- El Comité Local del TIU llevará a cabo dos tipos de reuniones:
  - a) Reuniones trimestrales de información para confrontar datos, validar cargos, acordar asuntos pendientes; en esta reunión sesionarán con al menos un representante de cada una de las áreas que lo conforman.
  - b) A solicitud de las Zonas de Distribución, Áreas, Subáreas de Transmisión y Transformación, Subáreas de Control o Centrales Generadoras, al no llegar a un acuerdo local por la asignación de cargos de TIU por algún disturbio, en esta reunión aún y cuando se le comunicará a todos los representantes, bastará con un representante de cada una de las áreas involucradas al momento de abrir la sesión de trabajo.

El Comité Local del TIU estará integrado por las entidades siguientes:

**Generación:**

Subgerencia Regional de Generación:

- Jefe Departamento Protección y Medición y/o  
Jefe Departamento Eléctrico Regional
- Jefe Departamento de Análisis y Resultados Regional

**Transmisión y Transformación:**

- Jefe del Departamento de Subestaciones
- Jefe del Departamento de Estudios

**Control:**

- Jefes de Área o Subárea, según corresponda

**Distribución:**

- Jefe del Departamento de Operación y Mantenimiento
- Jefe de la Oficina de Operación



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Quienes en forma personal o a través de los representantes que ellos determinen, deben revisar y analizar el desarrollo de los eventos y delimitar la responsabilidad de cada una de las áreas en la aplicación y asignación del TIU.

La Zona o las Zonas de Distribución a quienes corresponda el disturbio, debe informar a las Áreas o Subáreas de Transmisión y Transformación, Control o Centrales Generadoras involucradas, a través del "Reporte de Novedades" (Anexo No.1), cuando exista necesidad de analizar la responsabilidad de TIU en alguno de los disturbios que ocurran, adjuntando al reporte la información necesaria para su análisis, como pueden ser: diagramas, croquis esquemáticos, secuencia de maniobras, etc.

Si por alguna razón las áreas que integran el Comité Local del TIU, se declaran incompetentes para llegar a un acuerdo local, la Zona o las Zonas de Distribución correspondientes deben enviar al Secretario del Comité Local del TIU, el reporte "Análisis y acuerdos de los cargos del TIU entre entidades", quién citará a los representantes de las áreas involucradas para determinar la asignación de cargos a través del Comité Divisional del TIU. Para facilitar el análisis del evento, los responsables locales deben anexar los argumentos, análisis, secuencias de los eventos, croquis y diagramas que sustenten la posición de cada una de las partes.

El Secretario del Comité Local del TIU, informará el día 10 de cada mes, a cada representante en el Comité, los resultados y cargos correspondientes de cada una de las áreas, a través del formato de reporte de TIU por Proceso del SIRCAID.

### Políticas Generales

- El TIU podrá ser causado por el disparo de un interruptor o desenergización de un área, circuito o subestación.
- Las entidades entre las que se podrá aplicar la responsabilidad del TIU son las siguientes: Generación, Otras Empresas Generadoras, Transmisión, Centro Nacional de Control de Energía y Distribución.
- La asignación del TIU a las entidades mencionadas, podrá ser total o parcial, dependiendo de la causa de origen del disturbio, su ubicación y las condiciones particulares que se presente en el mismo.
- La asignación del TIU a las entidades mencionadas, podrá ser de responsabilidad propia o por servicio; esto último en tanto se siga prestando servicio de apoyo técnico en cualquiera de las especialidades.
- Se entiende como "Responsabilidad de servicio" cuando el TIU se origine en la instalación propiedad de un área determinada, que es atendida en su mantenimiento por alguna otra área que proporciona apoyo en especialidades técnicas y cuya causa raíz es atribuible al "servicio de apoyo que se proporciona".



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

- La "Responsabilidad propia", debe entenderse cuando la falla se presente en instalaciones o equipos propiedad de la entidad, en la que la misma es responsable de su mantenimiento y atención.

### Políticas Específicas

#### a) Responsabilidad del TIU, atribuible a Generación

- El Tiempo de Interrupción ocasionado por la operación de DAC's, debido a un disparo y/o salida forzada, originada por la falla interna de una o varias unidades de generación, será con cargo a Generación.
- El Tiempo de Interrupción ocasionado en colapsos del Sistema Eléctrico Nacional, por retrasos en la sincronización de una o varias unidades generadoras con el sistema eléctrico disponible y operando correctamente, será con cargo a Generación, siempre y cuando sean retrasos por maniobras de puesta en servicio; cuando el retraso sea por daños a equipos provocados como consecuencia de la falla del sistema Eléctrico Nacional, deberá cargarse al área que dio origen al colapso. Este cargo iniciará desde el mismo instante de disparo de la Unidad, independientemente del momento en el que Transmisión restablezca sus instalaciones.
- La aportación de energía de las Unidades Generadoras estará basada en sus ofertas al Mercado de Energía, por lo que la carga considerada para efectos del TIU, debe determinarse sobre la base a esta referencia.
- El Tiempo de Interrupción por retraso en el restablecimiento del servicio, atribuible directamente al ingeniero de operación durante la atención de un disturbio.
- El Tiempo de Interrupción ocasionado al estar fuera de servicio la UTR de la Central Generadora que este bajo su "Responsabilidad propia".
- Los tiempos de maniobra para restituir las instalaciones a su condición normal de operación después de un colapso, se deberán acordar en reunión de trabajo entre las áreas de Generación, Transmisión, áreas de Control y Distribución.

#### b) Responsabilidad de TIU a otras Empresas Generadoras

- El Tiempo de Interrupción ocasionado por fallas eléctricas en Líneas de Transmisión que se conecten o formen parte de un Enlace Internacional, propiedad de Transmisión o Distribución, será con cargo al proceso correspondiente, siempre y cuando la falla sea identificada claramente en territorio mexicano; caso contrario, el país correspondiente cargará con la responsabilidad del TIU.
- El TIU ocasionado por fallas eléctricas en Subestaciones de Transmisión que se conecten o formen parte de un Enlace Internacional propiedad de transmisión, será con cargo a Transmisión siempre y cuando la falla sea identificada claramente en el territorio mexicano; caso contrario, el país correspondiente cargará con la responsabilidad del TIU.



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

- El TIU ocasionado por fallas eléctricas en Subestaciones de Distribución que se conecten o formen parte de un Enlace Internacional propiedad de Distribución y que reciban servicio de mantenimiento por parte de Transmisión, será con cargo a Transmisión, siempre y cuando la falla sea identificada claramente en el territorio mexicano; de lo contrario, el país correspondiente cargará con la responsabilidad.
  - El TIU por el servicio y/o retraso en el suministro de energía, en las instalaciones propias de generadores independientes o cogeneradores, será con cargo a éstas.
  - El TIU de servicio y/o retraso en el suministro de energía entre Sistemas Eléctricos Interconectados, será responsabilidad del sistema que origine la interrupción.
- c) Responsabilidad de TIU, por falla en líneas de Transmisión y de Subtransmisión
- El TIU ocasionado por fallas en líneas de Transmisión y Subtransmisión de instalaciones propiedad de Transmisión y Transformación y Distribución, será con cargo a la entidad que lo origine.
  - El TIU ocasionado por fallas en Líneas de Subtransmisión de instalaciones propiedad de Distribución, cuyo servicio de mantenimiento sea responsabilidad de otra entidad será con cargo al prestador del servicio, siempre y cuando la falla no se deba a incumplimiento en lo pactado en el convenio, como son el suministro de refacciones, facilidades de libranzas, etc., en cuyo caso será con cargo a la entidad propietaria.
  - El TIU ocasionado por fallas en Líneas de Transmisión que afecten instalaciones propiedad de Transmisión y Transformación o Distribución, será con cargo a la entidad a la que pertenece la línea que generó la falla original.
  - El TIU por libranzas para el mantenimiento de Líneas de Transmisión y Subtransmisión, propiedad de Transmisión y Transformación o bien de Distribución, será cargado a la entidad que lo origine, a menos que éstas demuestren documentalmente que una vez agotados los recursos en tiempo y forma no se recibió el apoyo correspondiente para la prevención del mismo.
  - El TIU ocasionado por fallas eléctricas no atribuibles al servicio de mantenimiento, tales como: robo de conductor, incendios forestales, huracanes, ciclones, inundaciones, previo análisis de causa, será con cargo al proceso propietario de la instalación afectada.
  - El TIU ocasionado por fallas eléctricas originadas por el retraso en los programas de mantenimiento preventivo y correctivo, debido a licencias no autorizadas en el tramo fallado, será con cargo al Área o Subárea de Control correspondiente.
  - El TIU ocasionado por fallas eléctricas sobre líneas y/o circuitos provocadas por líneas o equipos externos pertenecientes a otro proceso, será con cargo al proceso propietario que provoque la falla.



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### d) Responsabilidad del TIU, originado por el Centro Nacional de Control de Energía

- Cuando la interrupción del servicio sea causada por disturbios de la red, cuyo origen pueda demostrarse que fue generado por la operación incorrecta del sistema o por omisión de alguna actividad de operación que pudiera haberlo prevenido, el TIU de interrupción será con cargo a la Subárea de Control que atienda la Zona afectada.
- Cuando la interrupción sea causada por retraso en las maniobras de restablecimiento del suministro de energía, ocasionada por una mala operación u omisión de las Subáreas de Control que atiende el área afectada, el TIU será con cargo al Área o Subárea de Control, que atiende la Zona afectada.
- Si la interrupción se origina por una falla provocada por omisiones o error en la programación de licencias, el TIU será responsabilidad de la Subárea de Control que atiende el área afectada.

#### - Responsabilidad del TIU, atribuible al Área y Subárea de Control

- El TIU ocasionado por errores de maniobras tecnológicas y/o dictadas por el Área o Subárea de control, serán con cargo a esta proceso.
- El TIU ocasionado por el retraso en la orden de inicio de maniobras de restablecimiento dictadas por el operador del Área o Subárea de Control, a partir de que el equipo o línea este disponible, será con cargo al Área o Subárea de Control.
- El TIU por retraso en la orden de inicio del restablecimiento del servicio, atribuible directamente al Ingeniero de Operación, durante la atención de un disturbio, será con cargo al Área de Control.
- El TIU ocasionado por fallas eléctricas originadas por retraso en los programas de mantenimiento preventivo y correctivo debido a licencias no autorizadas en el tramo fallado, sin la justificación debida, será con cargo al Área o Subárea de control correspondiente.
- El TIU ocasionado al estar fuera de servicio la estación maestra del Área o Subárea de Control.

### e) Responsabilidad de TIU, en Distribución

- El TIU originado en los circuitos alimentadores de distribución o redes de distribución, será responsabilidad de este proceso, a menos que se compruebe que la causa de la interrupción fue originada por otra de las entidades.
- El TIU ocasionado por la operación incorrecta del esquema de protecciones del circuito alimentador, será con cargo al proceso responsable del mantenimiento.
- Falla en Subestaciones de Distribución, derivado de la operación incorrecta de la protección, sin repercusión en el resto del Sistema Interconectado Nacional (SIN), si la falla ocurre en una Subestación de Distribución, por la falla del equipo primario o aislamiento de alimentadores (Buses) o equipo misceláneo.
- Falla en la Subestación por la operación incorrecta de protecciones, con repercusión en el resto del Sistema Interconectado Nacional.





## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

- El TIU ocasionado por fallas eléctricas en circuitos de distribución por líneas o equipos externos o bien pertenecientes a otro proceso, será con cargo al proceso que provoque la falla.

### f) Responsabilidad del TIU, por fallas en esquemas de protección

- El TIU por el servicio y/o retraso en el restablecimiento ocasionado por la operación incorrecta de los esquemas de protección (circuitos de corriente, potenciales, control eléctrico y relevadores en cuanto a su coordinación, calibración o falla, etc.) será con cargo a la entidad responsable del mantenimiento de estos equipos.
- El TIU ocasionado por el servicio y/o retraso en el restablecimiento del servicio ocasionado por daño o falla interna en relevadores de protección a los que se les efectuó el mantenimiento convenido, daño en señales de control, corrientes o potenciales, daño en fuentes de alimentación, bancos de baterías, fusibles, etc., previamente probados y cuya causa es ajena al servicio de mantenimiento convenido, será responsabilidad de la entidad propietaria.
- El TIU de interrupción ocasionado por la operación incorrecta de protecciones en las instalaciones de Generación, Otras Empresas Generadoras, Transmisión y Transformación, Centro Nacional de Control de Energía y Distribución, será con cargo a estas entidades.
- El TIU del servicio por operación de controles discretos tales como los disparos automáticos de carga (DAC) en instalaciones bajo responsabilidad de distribución o transmisión, será con cargo al proceso responsable del mantenimiento.
- Así mismo si el DAC opera por falta de generación, por error de maniobra del área de control o por falla de distribución, el cargo del TIU debe ser al proceso que genere la falla, de la operación del DAC.
- El TIU del servicio y/o retraso en el restablecimiento del servicio ocasionado por la operación del relé de frecuencia (81), el cargo debe hacerse al proceso responsable del disturbio que generó su operación.

### g) Responsabilidad del TIU, por fallas en esquemas de control

- El TIU por el retraso en el restablecimiento ocasionado por la operación incorrecta de los esquemas de control supervisorio (equipo de comunicaciones, maestra, remota e interface) será con cargo a la entidad responsable del mantenimiento de estos equipos.
- El TIU ocasionado por problemas de infraestructura y diseño de las instalaciones que impiden la operación adecuada de los equipos de control supervisorio, será con cargo a la entidad propietaria de los mismos. La entidad prestadora de servicio debe notificar sobre las condiciones de operación de esta naturaleza. Ambas entidades deben analizar los casos donde las condiciones de operación presenten problemas de infraestructura y diseño; deben indicarse aquellas condiciones cuya solución pueda realizarse localmente y aquellas cuya solución no sea posible en forma local y a corto plazo.



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

- El TIU ocasionado por daño o falla interna de los equipos de control supervisorio a los que se les efectuó el mantenimiento convenido, por daño en fuentes de alimentación, banco de baterías, fusibles, etc., y cuya causa sea ajena al servicio convenido, será responsabilidad de la entidad propietaria.
- El TIU ocasionado por disparos del interruptor, generados por la operación incorrecta de equipos de control supervisorio en las instalaciones de Generación, Transmisión y Transformación o Distribución, será con cargo a la entidad responsable del equipo de control supervisorio que operó incorrectamente.
- El TIU a esquemas de control supervisorio, propiedad de Generación, Transmisión y Transformación o Distribución, será con cargo a las entidades que proporcionan el mantenimiento, a menos que estas demuestren documentalmente que una vez agotados los recursos en tiempo y forma no recibió apoyo alguno de la Entidad propietaria para la prevención del mismo.

### h) Responsabilidad del TIU, por fallas en equipo de comunicaciones

- El TIU por el retraso en el restablecimiento ocasionado por la falla de equipos de comunicaciones que inhabilita la operación de los esquemas de control supervisorio será con cargo a la entidad responsable del mantenimiento de estos equipos.
- El TIU ocasionado por problemas de infraestructura y diseño de instalaciones que impiden la operación adecuada de los equipos de comunicaciones, será con cargo a la entidad propietaria de los mismos. La entidad prestadora de servicio debe notificar sobre las condiciones de operación de esta naturaleza. Ambas entidades deben analizar los casos donde las condiciones de operación presenten problemas de infraestructura y diseño; deben indicarse aquellas condiciones cuya solución pueda realizarse localmente y aquellas que obedezcan a condiciones cuya solución no sea posible en forma local y a corto plazo.
- El TIU ocasionado por disparos del interruptor, generados por la falla o mala operación del equipo de comunicaciones en las instalaciones de Generación, Transmisión y Transformación o Distribución, será con cargo a la entidad propietaria del equipo que generó la señal de disparo.
- El TIU por el mantenimiento a equipo de comunicaciones, propiedad de Generación, Transmisión y Transformación o Distribución, será con cargo a la entidad que proporciona el mantenimiento, a menos que éstas demuestren documentalmente que una vez agotados los recursos en tiempo y forma no recibió apoyo alguno de la entidad propietaria para la prevención del mismo.

### i) Responsabilidad de TIU, por falla en equipo primario

- El TIU ocasionado por fallas en equipo primario de instalaciones propiedad de Generación, Transmisión y Transformación o Distribución y cuyo servicio de mantenimiento sea responsabilidad de otra entidad, será con cargo al prestador del servicio, siempre y cuando la falla no se deba a incumplimiento en lo pactado en el convenio, como son suministro de refacciones, facilidades de libranzas, etc., en cuyo caso será con cargo a la entidad propietaria.
- El TIU por libranzas para el mantenimiento de equipo primario, propiedad de Generación, Transmisión y Transformación o Distribución, será con cargo a la entidad propietaria.



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

- El TIU ocasionado por fallas en equipo de instalaciones propiedad de Generación, Transmisión y Transformación o Distribución, será con cargo a la entidad propietaria.
- El TIU ocasionado por fallas en circuito de control o mecanismos de interruptores y cuchillas, servicios propios de CA y CD de instalaciones propiedad de Generación, Transmisión y Transformación o Distribución, cuyo servicio de mantenimiento sea responsabilidad de otra entidad será con cargo al prestador del servicio, siempre y cuando la falla no se deba a incumplimiento en lo pactado en el convenio, como son el suministro de refacciones, facilidades de libranzas, etc., en cuyo caso será con cargo a la entidad propietaria.
- El TIU ocasionado en Subestaciones donde se efectúen cambios en el conmutador de derivaciones (tap's) en los transformadores de potencia que no tengan flexibilidad en la red de distribución, será con cargo al proceso que lo solicite.
- El TIU por el servicio de mantenimiento programado ocasionado por la falta de flexibilidad en la red de distribución y cuyo mantenimiento esté a cargo de Transmisión, será con cargo a distribución, siempre que Transmisión avise, con al menos seis meses de anticipación, de la situación que prevalezca.

### j) Responsabilidad de TIU, originado por disturbios

- Cuando la interrupción del servicio sea causada por disturbios de la red, el TIU será cargado a la entidad que lo generó.
- Cuando la Interrupción sea causada por disturbios de la red, el TIU será cargado a la causa raíz del disturbio, siendo responsabilidad del TIU el área que lo generó.
- Cuando la interrupción sea causada por disturbios en las instalaciones de terceros (particulares), el cargo del TIU será para la entidad propietaria de la instalación.
- Si la interrupción se origina por una falla provocada por terceros contratados para el mantenimiento o construcción de instalaciones de CFE, el cargo será para la entidad responsable del contrato.

### k) Responsabilidad de TIU, atribuible a fenómenos meteorológicos, sismos y robos de conductor.

- Existen casos de disturbios causadas por fenómenos meteorológicos (Tormentas tropicales, Depresión Tropical, Ciclones y Huracanes), así como las derivadas de la presencia de sismos que se registran en diversas partes de la república y que son aspectos que afectan el Índice TIU y, que por su naturaleza están fuera del alcance y control del personal que atiende y tiene a su cargo las instalaciones de distribución, el monto que implica el TIU ocasionado por estos conceptos, debe incluirse en la Estadística general del TIU, haciendo las anotaciones pertinentes a la causa raíz que originó el TIU; y valorando por separado el monto del TIU, atribuible a fenómenos meteorológicos, sismos y robos de conductor, durante el período de análisis, con lo que se dispondrá de una Estadística con y sin la afectación atribuible a estos aspectos.





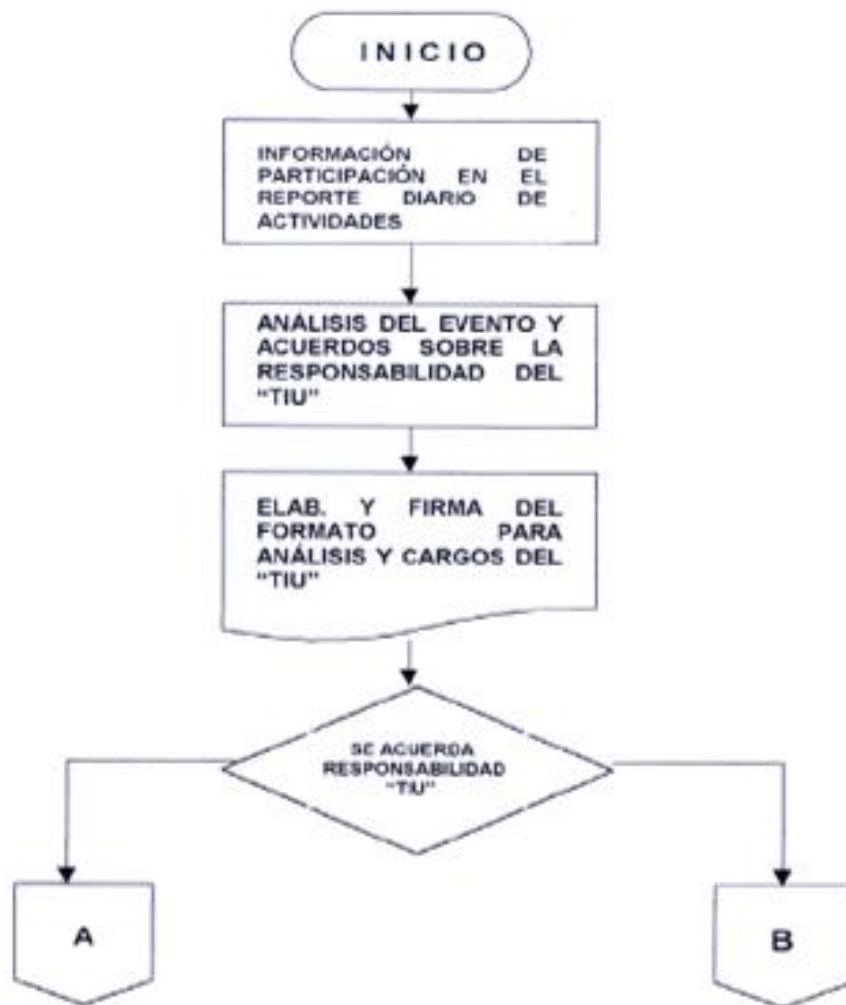
SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

## 7. DIAGRAMAS DE FLUJO



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

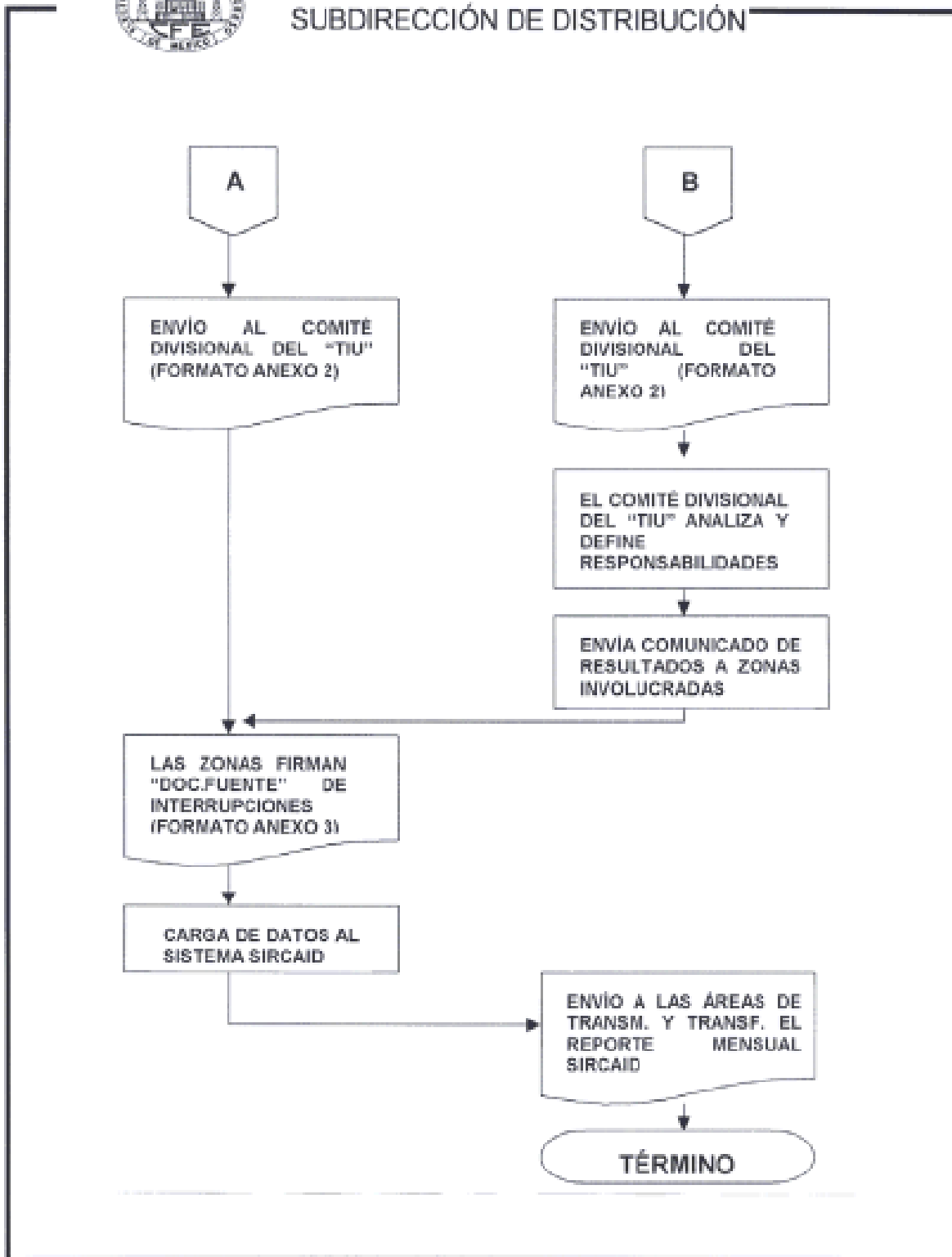
### DIAGRAMA DE FLUJO







### SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN





## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### 8. MECANISMOS DE CONTROL



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### MECANISMOS DE CONTROL

ACTIVIDAD DE CONTROL	INSTRUMENTO DE CONTROL	RESPONSABLE
A) Aplicación de la normatividad externa e interna	Documentos guía con los aspectos que emanen de la normatividad, que incidan en el proceso y que deban tomarse en cuenta para el desempeño del indicador.	Subdirección de Transmisión, Transformación y Control. Subdirección de Generación, Subdirección de Distribución
B) Detección de desviaciones relevantes en el	Medidas acordadas en función de las causas de desviación.	Áreas de Transmisión y Transformación, Gerencias de Producción y Divisiones de Distribución
C) Revisión periódica de la aplicación del índice.	Supervisión por el área responsable de evaluación de gestión.	Unidades responsables de evaluación de gestión de cada centro de trabajo



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### 9. ANEXOS



## SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN

### REPORTE DE NOVEDADES

CIRCUITO CRÍTICO

ZONA: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_  
 ÁREA: \_\_\_\_\_ CIRCUITO: \_\_\_\_\_  
 ATENDIDA POR ING. \_\_\_\_\_ NOMBRE: \_\_\_\_\_  
 RESP. ING. DE ÁREA: \_\_\_\_\_ HORARIO DE: A: \_\_\_\_\_ DURACIÓN: \_\_\_\_\_  
 PROTECCIÓN QUE OPERÓ: \_\_\_\_\_

CAUSA	MEDIDAS PARA RESTABLECER
ACCIONES PARA EVITAR REPETICIÓN	LOCALIZACIÓN DE LA FALLA

TOTAL	AFECTACIONES			
	1o. SECCIONAMIENTO	2o. SECCIONAMIENTO	3o. SECCIONAMIENTO	4o. SECCIONAMIENTO
HORARIO DE: _____ A: _____				
DURACIÓN: _____				
POBLACIÓN AFECTADA: _____				
USUARIOS AFECTADOS: _____				
DOMICILIO: _____				
POSICIÓN USUARIO REPORT: _____				

REPORTÓ: \_\_\_\_\_ HORA: \_\_\_\_\_ RECIBÍÓ: \_\_\_\_\_





**SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN**

**ANÁLISIS Y ACUERDOS DE LOS CARGOS DEL "TM" EN QUE INTERVIENEN DOS O MÁS ENTIDADES**

Nº. DE FALLA: \_\_\_\_\_ FECHA: \_\_\_\_\_

ZONA: \_\_\_\_\_ INSTALACIÓN: \_\_\_\_\_

ENTIDAD	INTERVENIENDO	SERVIDO		TOTAL MINUTOS	PROTECCIÓN OPERACIÓN	SERVICIOS AFECTOS	CARGA EN EL	LIBERADOS AFECTADOS	MINUTOS LIBERADOS
		EN EL	OTRA						

MEDIDAS CORRECTIVAS Y/O REPARACIONES	E.F.C. EN		REPARACIONES	
	DEMANDADO	REALIZADO	MINUTOS	EN LA ZONA

**AFECTACIÓN MINUTOS - LIBERADOS**

POR SERVIDO: \_\_\_\_\_ CARGO OTRA DIVISION: \_\_\_\_\_  
 POR INST. PROP.: \_\_\_\_\_ CARGO OTRA ZONA: \_\_\_\_\_  
 CARGO DEMANDADO: \_\_\_\_\_ CARGO DIST. ZONA: \_\_\_\_\_  
 CARGO DL Y FC: \_\_\_\_\_

OBSERVACIONES: \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

POR ZONA DISTRIBUCIÓN: \_\_\_\_\_ Vc. En. AMBAS PARTES: \_\_\_\_\_ OTRAS ENTIDADES: \_\_\_\_\_



# **ANEXO C.**

## **TABLAS Y GRÁFICAS DE DATOS DE ÍNDICES DEL TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE LA CFE.**

**CFE**

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION  
TIU POR ZONA  
PERIODO ENERO DICIEMBRE 2007

DIVISION	ZONA	TIU DISTRIBUCIÓN	
		CON EVENTOS	SIN EVENTOS
		TIU	
BAJA CALIFORNIA	TIJUANA	84.869	57.038
	LA PAZ	319.914	21.063
	ENSENADA	98.425	51.284
	CONSTITUCION	128.665	56.239
	MEXICALI	28.393	27.908
	SAN LUIS	79.701	79.701
	<b>TOTAL</b>	<b>103.197</b>	<b>47.743</b>
		TIU	
NOROESTE	HERMOSILLO	83.289	83.289
	GUAYMAS	50.672	50.672
	OBREGON	49.129	49.129
	NAVOJOA	75.356	75.356
	MAZATLAN	66.329	66.329
	LOS MOCHIS	58.858	58.858
	GUASAVE	83.334	83.334
	CULIACAN	58.269	58.269
	CABORCA	78.993	78.993
	NOGALES	93.59	93.59
	<b>TOTAL</b>	<b>69.079</b>	<b>69.079</b>
		TIU	
NORTE	CHIHUAHUA	59.883	53.982
	CUAUHTEMOC	69.922	63.927
	JUAREZ	64.332	61.566
	DELICIAS	49.436	49.436
	CASAS GRANDES	26.858	26.858
	TORREON	34.364	34.364
	PARRAL	71.516	71.516
	DURANGO	65.062	63.966
	GOMEZ PALACIO	53.675	53.675
	<b>TOTAL</b>	<b>58.177</b>	<b>56.028</b>

**INDICE**



COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
 SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION  
 TIU POR ZONA  
 PERIODO ENERO DICIEMBRE 2007

DIVISION	ZONA	TIU DISTRIBUCIÓN	
		CON EVENTOS	SIN EVENTOS
		TIU	
GOLFO NORTE	NUEVO LAREDO	95.545	91.624
	REYNOSA	136.24	113.171
	CERRALVO SABINAS	262.648	262.648
	MONTEMORELOS	149.325	122.381
	MATAMOROS	128.029	116.49
	NORTE	95.46	79.387
	ORIENTE	140.408	126.601
	PONIENTE	100.161	86.926
	PIEDRAS NEGRAS	1004.316	75.628
	SABINAS	141.005	141.005
	MONCLOVA	150.628	129.415
	SALTILLO	58.444	58.444
	<b>TOTAL</b>	<b>159.998</b>	<b>102.503</b>
		TIU	
GOLFO CENTRO	TAMPICO	131.922	65.565
	VICTORIA	79.369	67.017
	MATEHUALA	88.761	88.761
	SAN LUIS POTOSI	86.900	75.200
	RIO VERDE	194.686	78.724
	VALLES	177.960	120.938
	HUEJUTLA	531.696	91.972
	MANTE	136.398	96.737
		<b>TOTAL</b>	<b>169.174</b>
		TIU	
BAJIO	SAN JUAN DEL RIO	46.455	46.455
	IRAPUATO	55.918	55.918
	LEON	60.446	60.446
	CELAYA	59.028	59.028
	QUERETARO	61.959	61.959
	SALVATIERRA	70.624	70.624
	IXMIQUILPAN	72.42	69.766
	AGUASCALINETES	69.574	69.574
	FRESNILLO	84.756	84.756
	ZACATECAS	83.535	83.535
	<b>TOTAL</b>	<b>65.206</b>	<b>65.114</b>

**INDICE**



COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION  
TIU POR ZONA  
PERIODO ENERO DICIEMBRE 2007

DIVISION	ZONA	TIU DISTRIBUCIÓN	
		CON EVENTOS	SIN EVENTOS
		TIU	
JALISCO	ALTOS	66.269	66.269
	CIENEGAS	51.256	51.256
	ZAPOTLAN	81.36	81.36
	COSTA	58.61	58.61
	MINAS	196.62	82.941
	CHAPALA	74.518	74.518
	SANTIAGO	76.47	76.47
	TEPIC	87.516	68.122
	VALLARTA	63.118	63.118
	LIBERTAD	63.709	63.709
	REFORMA	71.321	70.361
	HIDALGO	67.272	67.272
JUAREZ	100.152	76.295	
	<b>TOTAL</b>	<b>79.839</b>	<b>69.611</b>
		TIU	
CENTRO OCCIDENTE	MORELIA	34.264	34.264
	URUAPAN	50.32	50.32
	ZAMORA	42.365	38.409
	COLIMA	35.8	30.218
	ZITACUARO	113.544	113.544
	LAZARO CARDENAS	52.469	52.469
	LA PIEDAD	40.974	37.676
	PATZCUARO	58.355	58.355
	APATZINGAN	57.878	50.701
	MANZANILLO	46.978	46.978
	<b>TOTAL</b>	<b>48.239</b>	<b>46.204</b>
		TIU	
CENTRO SUR	CHILPANCINGO	183.91	183.91
	IGUALA	97.321	97.321
	MORELOS	316.848	316.848
	TOLUCA	253.269	253.269
	ALTAMIRANO	262.063	262.063
	BRAVO	335.673	335.673
	ACAPULCO	211.183	206.444
	ZIHUATANEJO	201.929	179.168
	<b>TOTAL</b>	<b>248.229</b>	<b>245.848</b>

**INDICE**

**CFE**

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION  
TIU POR ZONA  
PERIODO ENERO DICIEMBRE 2007

DIVISION	ZONA	TIU DISTRIBUCIÓN	
		CON EVENTOS	SIN EVENTOS
TIU			
CENTRO ORIENTE	TLAXCALA	72.372	50.761
	TEHUACAN	56.051	53.705
	MATAMOROS	40.797	40.797
	SAN MARTIN	37.184	37.184
	TECAMACHALCO	40.8	38.409
	PUEBLA PONIENTE	33.084	33.084
	PUEBLA ORIENTE	42.325	41.441
	<b>TOTAL</b>	<b>47.012</b>	<b>42.139</b>
TIU			
ORIENTE	POZA RICA	1028.524	79.406
	XALAPA	253.733	55.742
	TEZIUTLAN	720.288	80.245
	VERACRUZ	94.86	76.327
	PAPALOAPAN	82.96	79.186
	LOS TUXTLAS	52.633	30.279
	COATZACOALCOS	128.18	106.711
	ORIZABA	69.476	43.562
	CORDOBA	92.612	63.323
	<b>TOTAL</b>	<b>340.495</b>	<b>74.668</b>
TIU			
SURESTE	SAN CRISTOBAL	67.535	64.287
	TUXTLA	92.215	45.414
	OAXACA	86.276	86.276
	HUATULCO	84.392	84.392
	HUAJUAPAN	62.254	62.254
	TAPACHULA	380.069	71.11
	TEHUANTEPEC	66.62	66.62
	VILLAHERMOSA	2802.577	107.057
	CHONTALPA	131.647	71.424
LOS RIOS	74.324	68.808	
	<b>TOTAL</b>	<b>421.027</b>	<b>72.497</b>

**INDICE**

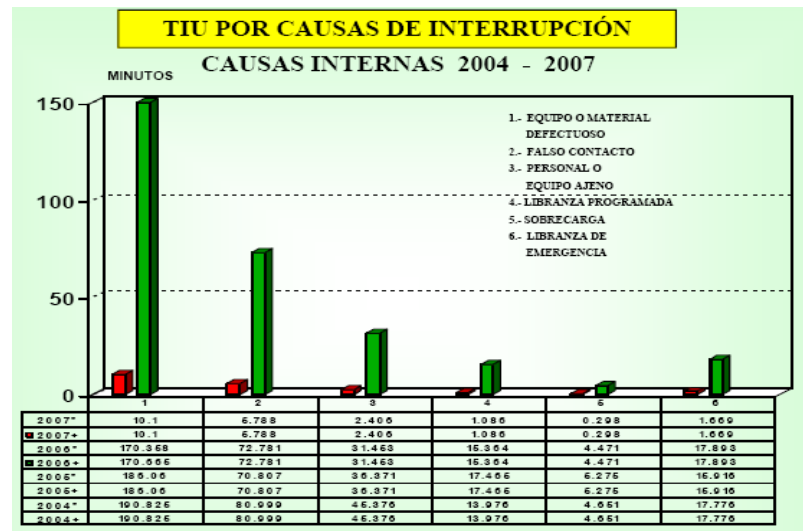
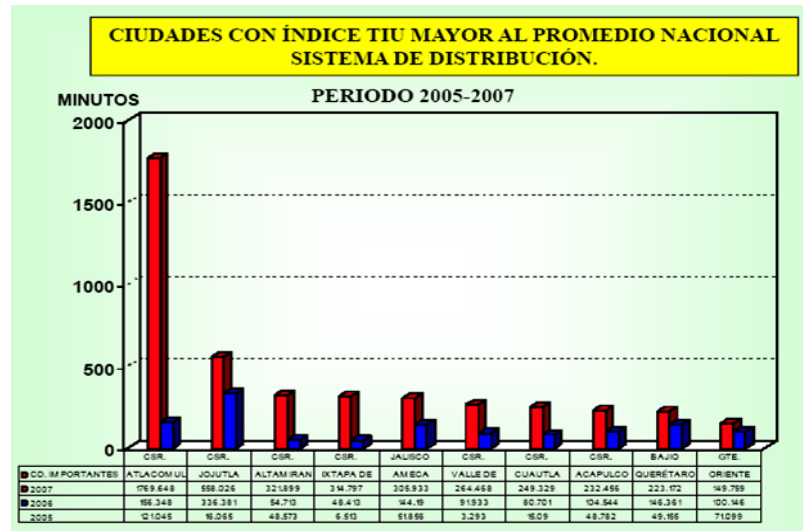
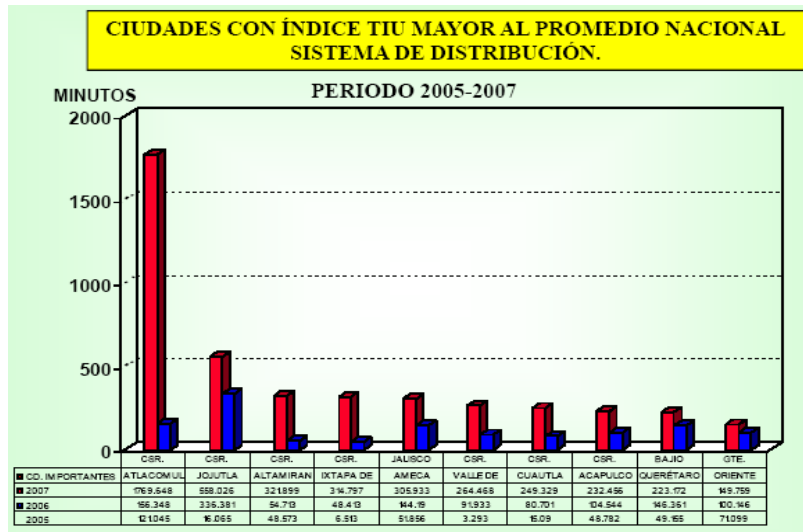


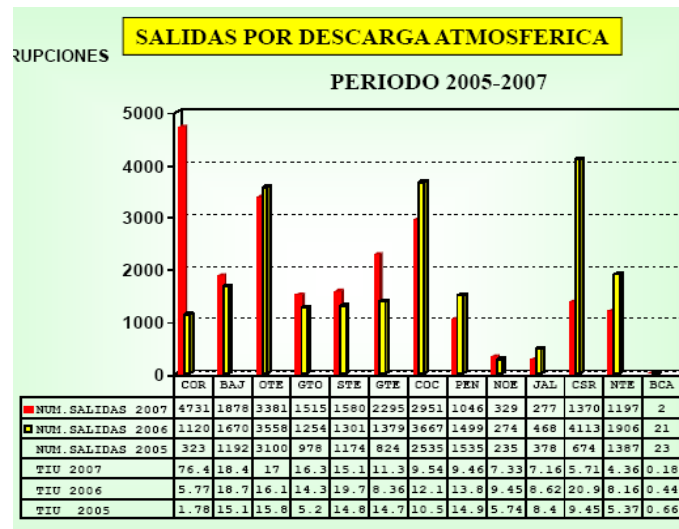
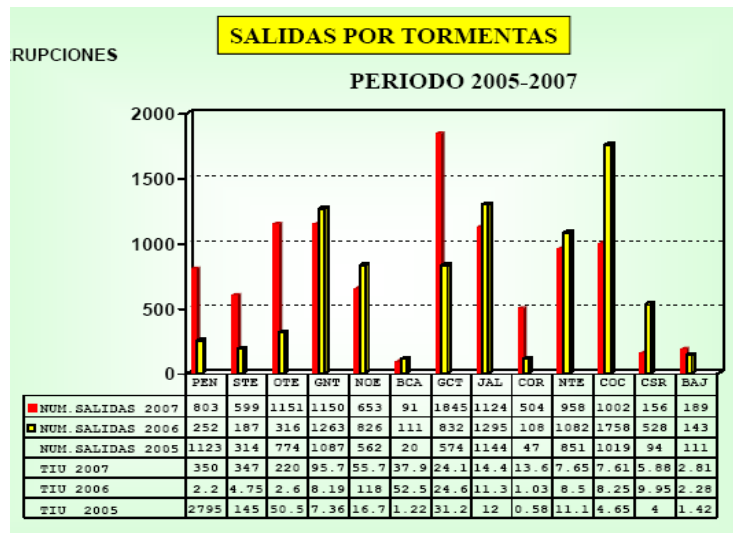
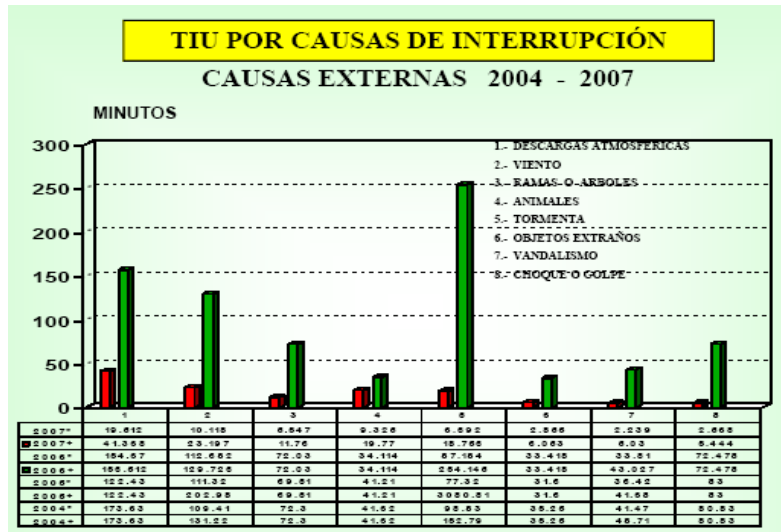
COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
SUBDIRECCION DE DISTRIBUCION  
TIU POR ZONA  
PERIODO ENERO DICIEMBRE 2007

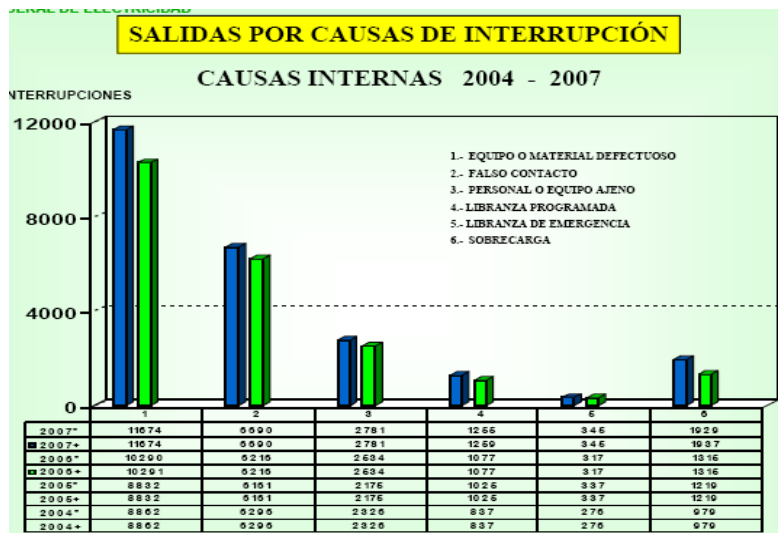
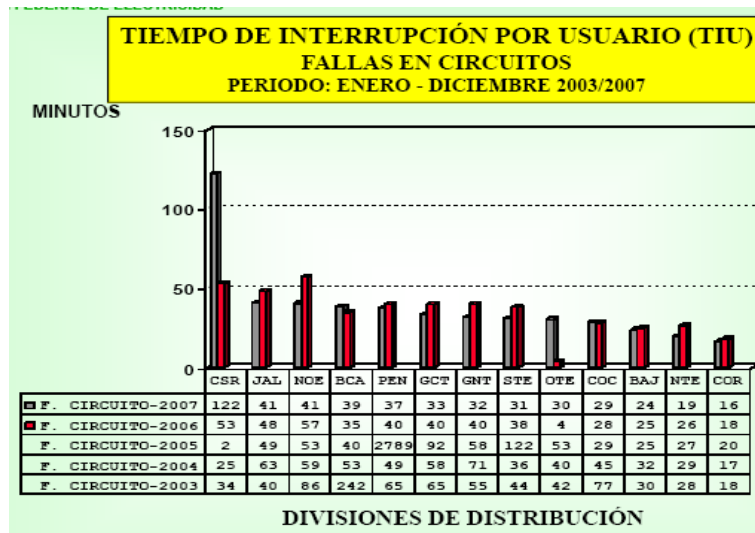
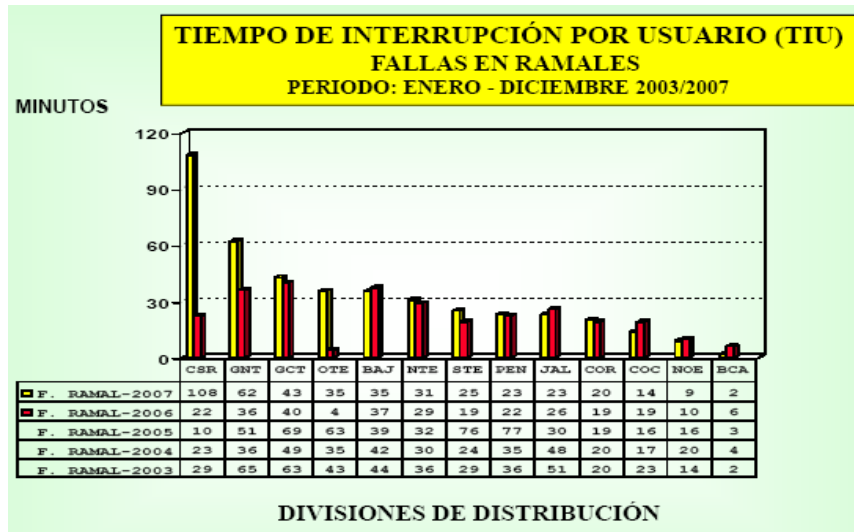
DIVISION	ZONA	TIU DISTRIBUCION	
		CON EVENTOS	SIN EVENTOS
PENINSULAR	MERIDA	100.59	81.089
	TICUL	598.952	55.451
	CAMPECHE	379.033	83.225
	CARMEN	1229.769	60.309
	CHETUMAL	2896.515	73.895
	TIZIMIN	143.426	77.24
	MOTUL	78.896	61.468
	CANCUN	88.894	75.376
	RIVIERA MAYA	286.59	58.084
	<b>TOTAL</b>	<b>441.047</b>	<b>71.621</b>

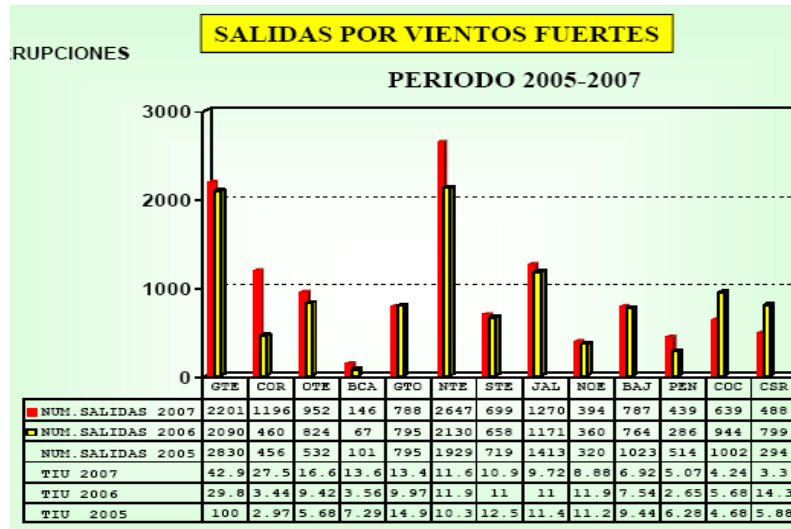
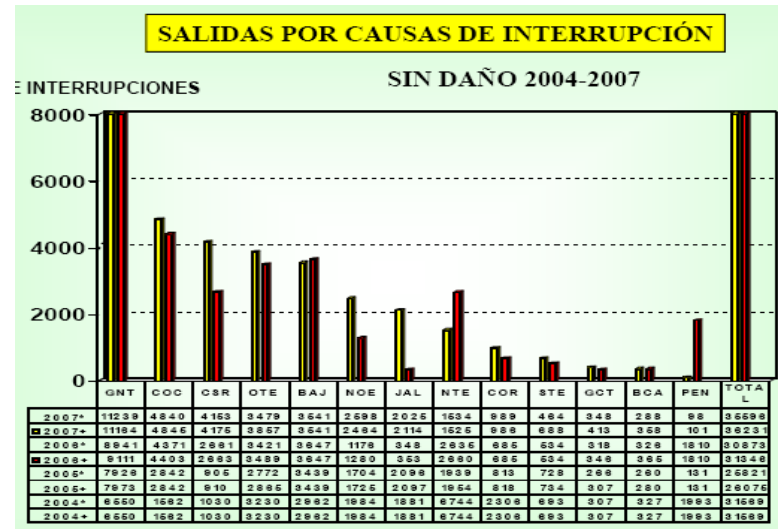
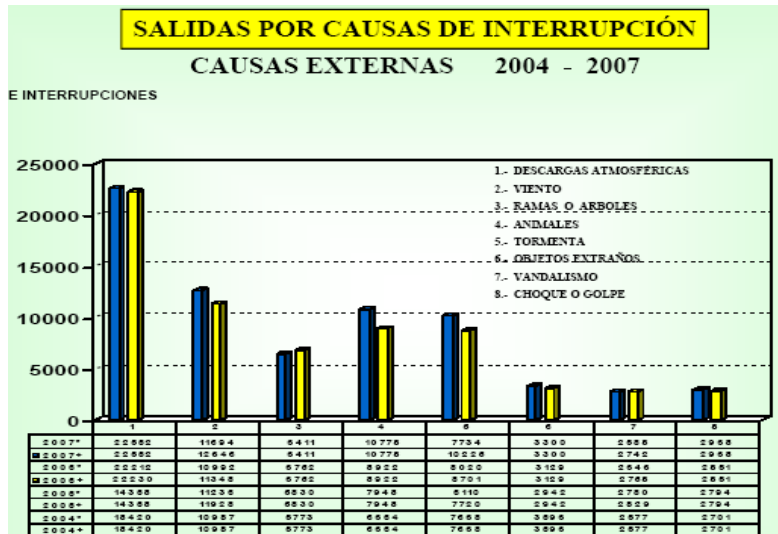
**INDICE**

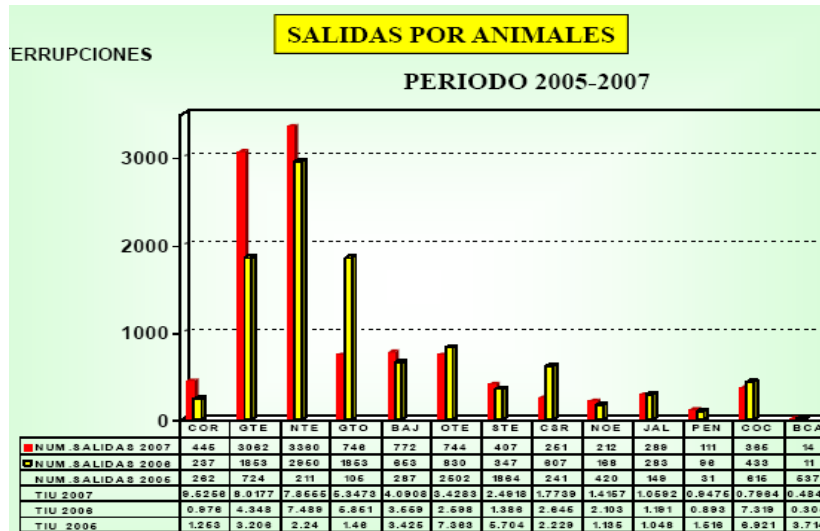
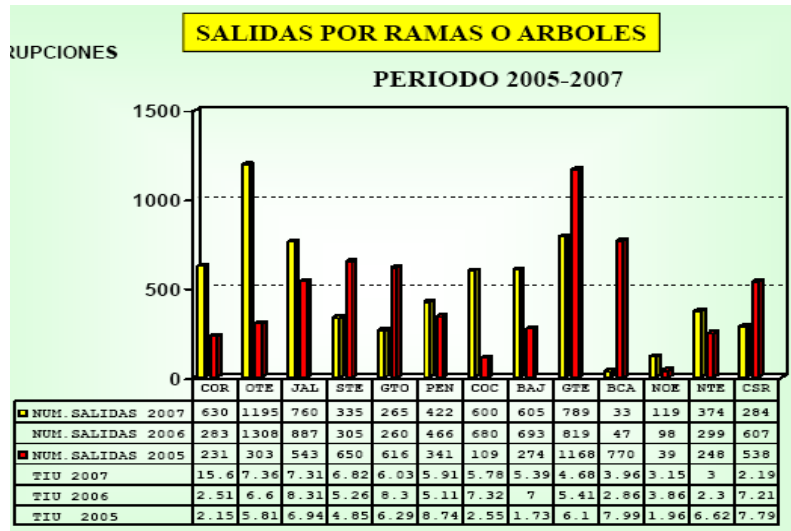
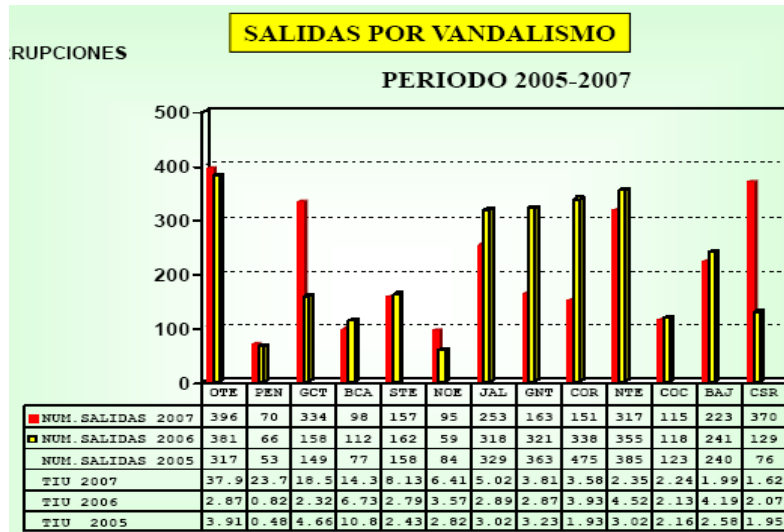


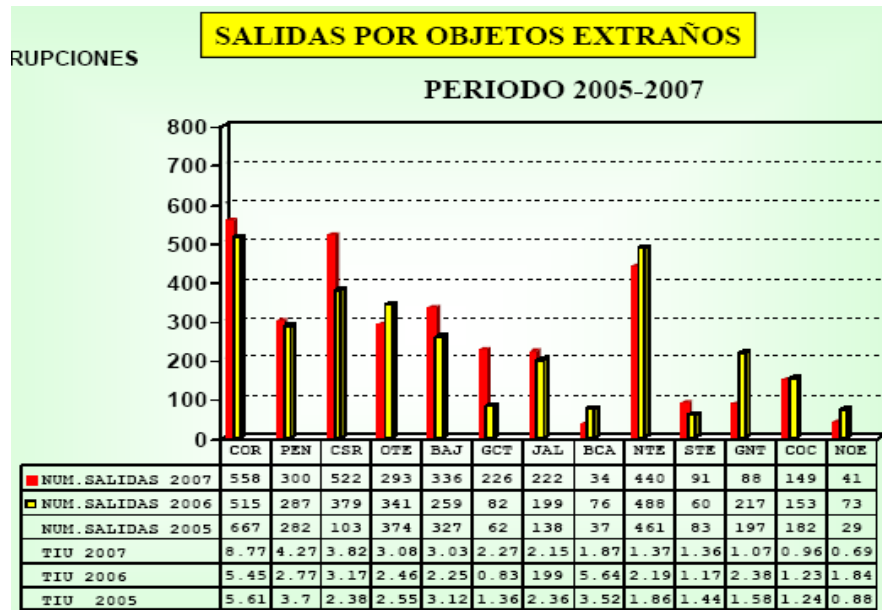












# Bibliografía y Referencias.

1. Peter Chekland, Pensamiento de Sistemas, Práctica de Sistemas, Editorial Limusa, S.A. de C.V., Tercera impresión.
2. Dr. Leopoldo Galindo Soria, "Una metodología para el desarrollo y redacción de un proyecto de tesis de maestría", 3er Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica y de Sistemas. Instituto Politécnico Nacional, México D.F. 2005.
3. Peón Escalante, I.E., 2001, Apuntes de Teoría General de Sistemas, Maestría en Ingeniería de Sistemas, SEPI – ESIME – IPN, México D.F.
4. Horacio Torres Sánchez et al, LA CALIDAD DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, CEL. Bogotá, Colombia: ACIEM Cundinamarca, edición 2001.
5. J. J. Burke, POWER DISTRIBUTION ENGINEERING – FUNDAMENTALS AND APPLICATION, New York, NY: Marcel Dekker, 1994.
6. E. V. Geert et al, QUALITY OF SUPPLY CUSTOMER REQUIREMENTS, Paris, FR: CIGRE, WG 37.28, Núm. 188, jun. 2001
7. M. H. J. Bollen, WHAT IS POWER QUALITY? Electric Power System Research, vol. 66, núm. 1, jul. 2003, pp. 5-14
8. J. River y T Gomez, A CONCEPTUAL FRAMEWORK FOR QUALITY REGULATION, International Conference Harmonics and Quality of Power, 9, 2000, vol. 2, Orlando, FL: IEEE.
9. N. G. Hingorani, CUSTOM POWER – STATE OF THE ART, Paris, FR: CIGRE, WG14. 31, mar 2002.
10. IEEE GUIDE FOR ELECTRIC POWER DISTRIBUTION RELIABILITY INDICES, New York, NY: IEEE, std 1366, edición 2001.
11. A. G. Arriagada Mass, EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE DISTRIBUCIÓN, Santiago de Chile: PUC, 1994
12. A. Martínez Cruz, DISEÑO DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN DE ALTA CONFIABILIDAD, Cuernavaca, Mor: IIE, 932558
13. L. M. Tamayo, SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE LA CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN SISTEMAS DESREGULADOS, Cuernavaca, Mor: CENIDET, IEEE, 2001
14. SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA – SUMINISTRO TENSIONES ELÉCTRICAS NORMALIZADAS, México: ANCE, NMX – J 098 – 1999.
15. F. Martínez Cruz et al, PARÁMETROS DE CONFIABILIDADES DE LOS ALIMENTADORES DE MAYOR Y MENOR CONTINUIDAD DE LAS ZONAS DE TOLUCA Y TENANGO, Reunión de

Verano de Potencia, aplicaciones industriales y exposición industrial, 16, 2003, Acapulco, Gro: IEEE Sección México, RVP – AI.

16. Billinton, R. Wacker, G., Wojczynski, E., “Comprehensive bibliography of electrical service interruption costs” IEEE Transaction, 1983, PAS-102, pp. 1831-1837.
17. Billinton, R., Allan, R.N., “Reliability evaluation of power systems” Pitman Books, New York and London, 1984.
18. Dr. Luis Manuel Hernández Simón “Diseño e Implementación de un Sistema de Calidad, caso: Área de Transmisión y Transformación Central de C.F.E.” Tesis de Grado.
19. Dr. Luis Manuel Hernández Simón “Proyecto para el Abatimiento de Pérdidas No Técnicas de Energía Eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad en Zona Tijuana.” Tesis de Grado.
20. Consejo de la CEE (Comunidad Económica Europea) “Directiva del Consejo relativa a la aproximación de las disposiciones legales, reglamentarias y administrativas de los Estados miembros en materia de responsabilidad por los daños causados por productos defectuosos” Directiva 85/374/CEE, Diario Oficial de las Comunidades Europeas 13/Vol. 19, N° L210/29, 25 de julio de 1985.
21. Comisión Nacional de Energía - Chile, “Proyecto de reglamento de la ley general de servicios eléctricos”, Septiembre de 1994.
22. Gómez San Román, T., Román Úbeda, J., de la Fuente León, J.I., Rivier Abbad, J., Arcéluz, J., Marín, J., Tejedas; R., “Aspectos regulatorios de la calidad del servicio” Preparado por el IIT para IBERDROLA, Junio 1997.
23. Secretaría General de la Energía y Recursos Minerales, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo de España, “Plan Energético Nacional 1991-2000” Promoción de calidad de servicio en el suministro de energía eléctrica, pág. 77, 1991.



# Referencias Bibliográficas.

## **[Chekland, 1993]**

Peter Chekland, Pensamiento de Sistemas, Práctica de Sistemas, Editorial Limusa, S.A. de C.V., Tercera impresión.

## **[Galindo, 2005]**

Dr. Leopoldo Galindo Soria, “Una Metodología para el Desarrollo y Redacción de un Proyecto de Tesis de Maestría”, Memorias del 1er Congreso **Internacional** de Metodología de la Ciencia y de la Investigación para la Educación, Instituto Tecnológico de Sonora y Asociación Mexicana de Metodología de la Ciencia y de la Investigación A.C., 12 de Enero de 2005, Cd. Obregón, Sonora.

## **[Galindo, 2007]**

Dr. Leopoldo Galindo Soria, “Una Metodología Básica para el Desarrollo de Sistemas”, Memorias del 3er Congreso **Internacional** de Metodología de la Ciencia y de la Investigación para la Educación, Asociación Mexicana de Metodología de la Ciencia y de la Investigación, A.C. e Instituto Campechano; 23 de Marzo de 2007, Campeche, Camp.

## **[Galindo, 2008]**

Dr. Leopoldo Galindo Soria, “Metodología para la Creación de la Tabla Metodológica o Solución Integral” como apoyo al Desarrollo de Sistemas, Memorias del 4o Congreso **Internacional** de Metodología de la Ciencia y de la Investigación para la Educación, Asociación Mexicana de Metodología de la Ciencia y de la Investigación, A.C. y CFIE del IPN, 25 de Junio de 2008, México D.F.

## **[Hernández, 2005]**

Dr. Luis Manuel Hernández Simón “Proyecto para el Abatimiento de Pérdidas No Técnicas de Energía Eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad en Zona Tijuana.” Tesis de Grado.

## **[Hernández, 2008]**

Dr. Luis Manuel Hernández Simón “Diseño e Implementación de un Sistema de Calidad, caso: Área de Transmisión y Transformación Central de C.F.E.” Tesis de Grado.

# Referencias de Internet.

***www.cfe.gob.mx*** – Comisión Federal de Electricidad.

***www.lfc.gob.mx*** – Luz y Fuerza del Centro.

***www.cre.gob.mx*** – Comisión Reguladora de Energía.

***www.sener.gob.mx*** – *Secretaría de Energía.*

***www.ahorraenergiaya.com*** – CFE Ahorra energía YA

***www.fide.org.mx*** - Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica.

***www.conae.gob.mx*** – Comisión Nacional para el Ahorro de Energía.

***www.ieee.org.mx*** - Instituto de Ingenieros en Electricidad y Electrónica

***www.iie.org.mx*** – Instituto de Investigaciones Eléctricas.