

**CALIDAD DEL SERVICIO: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA  
ESTIMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO DES Y FES  
A PARTIR DE INFORMACIÓN DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS**

**DIEGO ARMANDO BELTRÁN BARÓN  
ANGÉLICA PATRICIA ROMERO GÓMEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES**

**BUCARAMANGA**

**2006**

**CALIDAD DEL SERVICIO: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA  
ESTIMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO DES Y FES  
A PARTIR DE INFORMACIÓN DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS**

**DIEGO ARMANDO BELTRÁN BARÓN  
ANGÉLICA PATRICIA ROMERO GÓMEZ**

**Trabajo de grado para optar al título de:  
Ingeniero Electricista**

**Director**

**Doctor Gabriel Ordóñez Plata**

**Codirector**

**Magíster en Ingeniería Eléctrica (C) Jorge Andrés Cormane Angarita**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS**

**ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE  
TELECOMUNICACIONES**

**BUCARAMANGA**

**2006**

A mi madre, mis abuelos y mi novia  
Gracias por el cariño, la comprensión y  
el apoyo cuando más lo necesite

D. B.

A Dios  
A mi abuelo Ignacio que me cuida y me guía desde el cielo  
A mi abuela Elena, por ser mi cómplice  
A mis padres Sergio y Ruth, a quienes les debo todo lo que soy  
A mis hermanos Andrés y Camila, por quererme tanto  
A mis amigos por su apoyo incondicional

A. R.

# **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos:

A Jorge Andrés Cormane, Magíster en Ingeniería Eléctrica (C) y Codirector del trabajo de grado, persona absolutamente clave en nuestro proyecto, gracias por su tiempo, sus ideas, su paciencia y dedicación para que este trabajo se llevara a cabo de la mejor forma. Gracias por su preocupación y por sus consejos en los momentos difíciles.

A Gabriel Ordóñez Plata, Doctor Ingeniero Industrial en Ingeniería Eléctrica, Profesor Titular de la Universidad de Santander y Director del trabajo de grado, por su tiempo y sus valiosas orientaciones, porque a pesar de tener múltiples ocupaciones siempre nos abrió un espacio.

A Gilberto Carrillo Caicedo, Doctor Ingeniero Industrial, Profesor Titular de la Universidad de Santander, por su invaluable aporte al desarrollo de esta tesis.

Al Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica -GISEL- por permitirnos participar en el desarrollo del proyecto **MODELOS HÍBRIDOS PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.**

# Índice general

<b>1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>3</b>
1.1. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS . . . . .	4
<b>2. MARCO TEÓRICO</b>	<b>5</b>
2.1. CONCEPTOS GENERALES DE CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA . . . . .	5
2.2. REGULACIÓN COLOMBIANA . . . . .	7
2.2.1. Marco regulatorio . . . . .	7
2.2.2. Índices de calidad . . . . .	8
2.2.3. Compensaciones . . . . .	8
2.2.4. Proyecto de resolución . . . . .	10
2.3. REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO A NIVEL MUNDIAL . . . . .	12
2.3.1. Brasil . . . . .	12
2.3.2. Argentina . . . . .	14
2.3.3. Canadá . . . . .	15
2.3.4. Chile . . . . .	16
2.3.5. España . . . . .	17
2.4. ESTADO DEL ARTE . . . . .	18
2.4.1. Revisión bibliográfica . . . . .	19
<b>3. METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO DES Y FES A PARTIR DE INFORMACIÓN DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS</b>	<b>22</b>
3.1. INTERVALOS DEL TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN . . . . .	24
3.2. SELECCIÓN DE CIRCUITOS . . . . .	25
3.2.1. Circuito típico de grupo de calidad I . . . . .	25
3.2.2. Circuito típico de grupo de calidad II . . . . .	27
3.2.3. Circuito típico de grupo de calidad III . . . . .	27
3.2.4. Circuito típico de grupo de calidad IV . . . . .	28
3.3. LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN . . . . .	28
3.3.1. Influencia de la localización en los índices de calidad DES y FES . . . . .	30
3.4. MÉTODO PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD . . . . .	32

<b>4. ACTIVIDADES ASOCIADAS A LOS TIEMPOS DE RECUPERACIÓN DE FALLAS</b>	<b>40</b>
4.1. TIEMPO DE DETECCIÓN (Td)	40
4.1.1. Reportes telefónicos de anomalías en el servicio por parte de los usuarios	40
4.1.2. Reporte de fallas por indicadores de las protecciones	43
4.2. TIEMPO DE ESTIMACIÓN DEL LUGAR DE LA FALLA (Te)	44
4.2.1. Estimación a partir de la base de datos	44
4.2.2. Según antecedentes históricos	45
4.3. TIEMPO DE PLANEACIÓN (Tp)	45
4.3.1. Ordenes de trabajo	46
4.3.2. Herramientas más comunes	46
4.4. TIEMPO DE TRASLADO (Tt)	46
4.5. TIEMPO DE LOCALIZACIÓN (TI)	48
4.6. TIEMPO DE SECCIONAMIENTO (Tsc)	48
4.7. TIEMPO DE MANIOBRA PARA LA TRANSFERENCIA (Tmt)	50
4.8. TIEMPO DE SEGURIDAD (Ts)	50
4.9. TIEMPO DE LOGÍSTICA (Tlg)	50
4.10. TIEMPO DE REPARACIÓN Y MONTAJE (Trm)	51
4.11. TIEMPO DE DESCONEXIÓN DE SEGURIDAD (Tds)	51
4.12. TIEMPO DE PRUEBA (Tp)	51
4.13. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO (Trs)	52
4.14. TIEMPO DE DESCONEXIÓN DE LAS SUPLENCIAS (Tv)	52
<b>5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA</b>	<b>53</b>
5.1. TOPOLOGÍA DE LOS CIRCUITOS MODELO	53
5.1.1. Nomenclatura	53
5.2. ANÁLISIS DE CIRCUITOS	53
5.2.1. Sistema con varias suplencias	53
5.2.2. Sistema radial con suplencia	61
5.2.3. Sistema radial puro	64
5.2.4. Sistema rural	68
5.3. DISMINUCIÓN DEL ÍNDICE FES	70
5.3.1. Uso de reconectores y seccionalizadores	71
5.3.2. Circuito radial con varias suplencias con seccionalizadores y reconectores	73
<b>6. ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>77</b>
6.1. VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES	77
6.2. ANÁLISIS DE CIRCUITOS	78
6.2.1. Grupo de calidad I	78
6.2.2. Grupo de calidad II	84

6.2.3. Grupo de calidad III . . . . .	89
6.2.4. Grupo de calidad IV . . . . .	93
6.3. ANÁLISIS DE LA DISMINUCIÓN DEL FES . . . . .	97
<b>7. CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS</b>	<b>100</b>
7.1. TRABAJOS FUTUROS . . . . .	102
<b>A. PROCEDIMIENTO PARA ATENCIÓN DE LLAMADAS</b>	<b>106</b>
<b>B. REGLAS DE ORO DE LA SEGURIDAD PARA EL TRABAJO EN LÍNEAS DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN</b>	<b>108</b>

# Lista de figuras

2.1. Esquema de la calidad del servicio de energía eléctrica . . . . .	6
3.1. Diagrama de flujo de la metodología . . . . .	23
3.2. Intervalos del tiempo total de interrupción . . . . .	24
3.3. Circuito típico del grupo de calidad I . . . . .	26
3.4. Circuito típico del grupo de calidad II . . . . .	27
3.5. Circuito típico del grupo de calidad III . . . . .	28
3.6. Circuito típico del grupo de calidad IV . . . . .	29
3.7. Circuito fallado . . . . .	30
3.8. Zona de falla obtenida por métodos de localización convencionales . . . . .	31
3.9. Puntos posibles de falla obtenidos con los métodos algorítmicos . . . . .	31
3.10 Zona de falla obtenida con las técnicas basadas en inteligencia artificial . . . . .	32
3.11 Red de distribución y modelo de red . . . . .	33
4.1. Esquema del proceso desde la recepción de llamadas hasta la emisión de la orden de trabajo . . . . .	41
4.2. Esquema de actividades realizadas en los tiempos . . . . .	45
4.3. Procedimiento para la localización . . . . .	49
5.1. Elementos que conforman los circuitos . . . . .	54
5.2. Circuito grupo de calidad I . . . . .	54
5.3. Circuito para el grupo de calidad II . . . . .	61
5.4. Circuito para el grupo de calidad III . . . . .	65
5.5. Circuito para grupo de calidad IV . . . . .	67
5.6. Circuito del grupo de calidad I considerando la instalación de seccionadores y reconector . . . . .	73
6.1. Porcentaje de intervalos de tiempo para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	79
6.2. Porcentaje de intervalos de tiempo contando con la localización de la falla para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	79
6.3. Comparación de los estados en horas para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	80
6.4. Comparación de los DESc con y sin localización y VMA para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	82

6.5. Comparación DES con y sin localización para cada tramo del circuito del grupo de calidad I . . . . .	82
6.6. Porcentaje de intervalos de tiempo para el circuito del grupo de calidad II . . .	85
6.7. Porcentaje de intervalos de tiempo contando con la localización de la falla para el circuito del grupo de calidad II . . . . .	86
6.8. Comparación de los estados en horas para el circuito del grupo de calidad II .	86
6.9. Comparación de los DESc con y sin localización y VMA para el circuito del grupo de calidad II . . . . .	87
6.10.Comparación DES con y sin localización para cada tramo del circuito del grupo de calidad II . . . . .	88
6.11.Porcentaje de intervalos de tiempo para el circuito del grupo de calidad III . . .	89
6.12.Porcentaje de intervalos de tiempo contando con la localización de la falla para el circuito del grupo de calidad III . . . . .	90
6.13.Comparación de los estados en horas para el circuito del grupo de calidad III .	90
6.14.Comparación de los DESc con y sin localización y VMA para el circuito del grupo de calidad III . . . . .	91
6.15.Comparación DES con y sin localización para cada tramo del circuito del grupo de calidad III . . . . .	92
6.16.Porcentaje de intervalos de tiempo para el circuito del grupo de calidad IV . . .	93
6.17.Porcentaje de intervalos de tiempo con datos de localización para el circuito del grupo de calidad IV . . . . .	94
6.18.Comparación de los estados en horas para el circuito del grupo de calidad IV .	94
6.19.Comparación de los DESc con y sin localización y VMA para el circuito del grupo de calidad IV . . . . .	95
6.20.Comparación DES con y sin localización para cada tramo del circuito del grupo de calidad IV . . . . .	96
6.21.Comparación de DESc con R y SC y sin ellos contra el VMA para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	97
6.22.Comparación de los valores del DES por tramos aplicando localización y reconectores y seccionadores y sin estos para el circuito del grupo I . . . .	98
6.23.Interrupciones por tramo ante una falla en todos los tramos con y sin R y Sc para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	98
6.24.Comparación de los índices FES con la implementación de R y SC y sin estos para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	99
B.1. Reglas de oro para la seguridad . . . . .	108

# Lista de cuadros

2.1. Zonificación según el número de habitantes . . . . .	9
2.2. Factor de costo por interrupción . . . . .	11
2.3. Factor de ponderación . . . . .	12
3.1. Datos del circuito del grupo de calidad I . . . . .	26
3.2. Datos del circuito del grupo de calidad II . . . . .	27
3.3. Datos del circuito del grupo de calidad III . . . . .	27
3.4. Datos del circuito del grupo de calidad IV . . . . .	28
3.5. Matriz de estados . . . . .	34
3.6. Tiempos de interrupción . . . . .	35
3.7. Matriz de tiempos de interrupción por tramos . . . . .	35
3.8. Interrupciones aportadas según estado . . . . .	37
3.9. Matriz de interrupciones . . . . .	37
3.10. Matriz de indisponibilidades . . . . .	38
4.1. Herramientas utilizadas en reparaciones de media y baja tensión . . . . .	47
5.1. Datos del circuito del grupo de calidad I . . . . .	55
5.2. Tiempos para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	56
5.3. Tiempos de interrupción asociados a los estados del circuito del grupo de calidad I . . . . .	56
5.4. Matriz de estados del circuito del grupo de calidad I . . . . .	57
5.5. Duración de la interrupción por tramos [h] . . . . .	57
5.6. Matriz de interrupciones (falla/año) para el circuito del grupo de calidad I con los valores del índice FES anuales por tramo . . . . .	57
5.7. Tiempo de indisponibilidad anual para el circuito del grupo de calidad I [h] . . . . .	58
5.8. Valores de DES por tramo del circuito del grupo de calidad I . . . . .	59
5.9. Tiempos de interrupción asociados a los estados del circuito del grupo de calidad I, contando con datos de localización . . . . .	59
5.10. Duración de la interrupción por tramos [h] con los datos de localización para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	60
5.11. Tiempo total de indisponibilidad anual [h] con datos de localización para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	60

5.12.Valores DES por tramo con datos de localización para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	61
5.13.Datos del circuito del grupo de calidad II . . . . .	61
5.14.Tiempos para el circuito del grupo de calidad II . . . . .	62
5.15.Matriz de estados del circuito del grupo de calidad II . . . . .	62
5.16.Matriz de interrupciones (falla/año) para el circuito del grupo de calidad II con los valores del índice FES anuales por tramo . . . . .	63
5.17.Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad II con los valores del índice DES por tramo . . . . .	63
5.18.Duración de la interrupción por tramos [h] para el grupo de calidad II aplicando datos de localización . . . . .	63
5.19.Tiempo de indisponibilidad anual para el circuito del grupo II con los valores del índice DES por tramo aplicando datos de localización . . . . .	64
5.20.Datos del circuito del grupo de calidad III . . . . .	64
5.21.Tiempos para el circuito del grupo de calidad III . . . . .	65
5.22.Matriz de estados del circuito del grupo de calidad III . . . . .	65
5.23.Matriz de interrupciones (falla/año) del circuito del grupo de calidad III con los valores del índice FES anuales por tramo . . . . .	66
5.24.Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad III con los valores del índice DES por tramo . . . . .	67
5.25.Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad III con los valores del índice DES por tramo usando datos de localización . . . . .	67
5.26.Datos del circuito grupo de calidad IV . . . . .	68
5.27.Tiempos para el circuito grupo de calidad IV . . . . .	68
5.28.Matriz de estados del circuito del grupo de calidad IV . . . . .	68
5.29.Matriz interrupciones (falla/año) del circuito del grupo de calidad IV con los valores del índice FES anuales por tramo . . . . .	69
5.30.Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad VI con los valores del índice DES por tramo . . . . .	69
5.31.Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad IV con los valores del índice DES por tramo usando datos de localización . . . . .	70
5.32.Funcionamiento del reconectador y seccionalizador ante fallas permanentes y transitorias . . . . .	72
5.33.Matriz de estados contando con que se dispone de seccionalizadores y reconectadores . . . . .	74
5.34.N° de interrupciones por tramos para el circuito del grupo de calidad I contando con reconectadores y seccionalizadores . . . . .	74
5.35.N° de interrupciones por tramos para el circuito del grupo de calidad I usando interruptores y seccionadores . . . . .	75

5.36. Matriz de interrupciones (falla/año) circuito del Grupo de calidad I con los valores del índice FES anuales por tramo, usandoii reconectores y secciona- lizadores (3min) . . . . .	75
5.37. Tiempo total de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad I con datos de localización y usando reconectores y secciona- lizadores (3min) . . . . .	75
5.38. Tiempo total de indisponibilidad anual con datos de localización y usando reconectores y secciona- lizadores (1min) . . . . .	76
6.1. VMA de índices de calidad . . . . .	77
6.2. Valores de DES por tramo con y sin localización para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	81
6.3. Porcentaje de disminución por tramos para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	82
6.4. Consumo mensual para un circuito del grupo de calidad I . . . . .	83
6.5. Valor en pesos de la compensación con y sin datos de localización por tramos para el circuito del grupo de calidad I . . . . .	84
6.6. Valores de DES por tramo con y sin localización para el circuito del grupo de calidad II . . . . .	87
6.7. Valor en pesos de la compensación con y sin datos de localización por tramos para el circuito del grupo de calidad II . . . . .	88
6.8. Porcentaje de disminución de los estados para el circuito del grupo de calidad III . . . . .	91
6.9. Valor en pesos de la compensación con y sin datos de localización por tramos para el circuito del grupo de calidad III . . . . .	92
6.10. Porcentaje de disminución . . . . .	95
6.11. Compensación por tramos sin localización para el circuito del grupo de calidad IV . . . . .	96
6.12. Compensación por tramos con localización para el circuito del grupo de calidad IV . . . . .	96

TITULO: CALIDAD DEL SERVICIO: PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO DES Y FES A PARTIR DE INFORMACIÓN DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS<sup>1</sup>

AUTORES:

Beltrán Barón, Diego Armando. Romero Gómez, Angélica Patricia<sup>2</sup>

PALABRAS CLAVES:

Índices de calidad; información de localización de fallas; clientes; circuito de distribución; operación normal del sistema; incidencia; localización de fallas.

CONTENIDO

En este documento se presenta una metodología alternativa para la estimación de los índices de calidad DES (Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio) y FES (Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio) con información de la localización de fallas en redes eléctricas de distribución radial de media y baja tensión. La metodología permite estimar los índices de frecuencia y duración tanto para usuarios individuales (tramos de la red) como para la totalidad de usuarios conectados al circuito de distribución.

La metodología consta de tres etapas: la primera etapa trata la división del tiempo total de interrupción en intervalos asociados a las actividades propias de la restauración de la operación normal del sistema. La segunda comprende el análisis de la incidencia de los datos de la localización en los intervalos del tiempo total de interrupción. Finalmente, en la tercera etapa, se estiman los índices para circuitos típicos de cada grupo de calidad comparando los resultados con los valores máximos admisibles presentados por la Comisión Reguladora de Energía y Gas -CREG- en su resolución 113 de 2003. Posterior a revisar este documento se podrá emprender una discusión en relación con la efectividad de esta metodología.

---

<sup>1</sup>Trabajo de grado (Investigación)

<sup>2</sup>Facultad de ciencias físico-mecánicas, Ingeniería eléctrica, Director: Gabriel Ordóñez Plata, Codirector: Jorge Andrés Cormane Angarita

TITLE: SERVICE QUALITY: METHODOLOGICAL PROPOSAL FOR THE ESTIMATION OF THE SERVICE QUALITY INDICES DES AND FES BASED ON FAULTS LOCALIZATION INFORMATION<sup>3</sup>

AUTHORS:

Beltrán Barón, Diego Armando. Romero Gómez, Angélica Patricia<sup>4</sup>

KEYWORDS:

Reliability indices; Fault location information; customers; distribution networks; system restoration activities; impact or incidence.

CONTENT

It is presented in this document an alternate methodology for the estimation of the reliability indices DES (abbreviation for Equivalent Duration for Service Interruption) and FES (abbreviation for Equivalent Frequency of Service Interruption) based on fault location information for low and medium voltage radial distribution power systems. This methodology allows estimations of the indices of frequency and duration for individual customers (network segments) and for the total number of customers connected to the distribution network.

The methodology comprises three stages: The first stage covers the translation of the total time of interruption into intervals associated with system restoration activities. The second stage comprises the analysis of the impact or incidence of the fault location data in the intervals of total time of interruption. Finally, in the third stage, the estimation of the indices in typical circuits for each one of the quality groups is undertaken, comparing the results with the maximum admissible values presented by CREG (abbreviation in Spanish for Commission for Energy and Gas Regulation) in its resolution 113 of 2003. After reviewing this document, a discussion regarding the efficacy of this methodology could be approached.

---

<sup>3</sup>Thesis of grade(investigation)

<sup>4</sup>Faculty of Physics-Mechanics Sciences, Electrical engineering, Directors: Gabriel Ordóñez Plata. Co-director: Jorge Andrés Cormane Angarita

# Capítulo 1

## INTRODUCCIÓN

La función de las empresas del sector eléctrico es generar, transportar, distribuir y comercializar la energía eléctrica en forma segura, a un costo razonable y con un nivel de calidad adecuado a los requerimientos de los usuarios. Los aspectos técnicos que componen la calidad del servicio eléctrico son la calidad de la onda y la continuidad del suministro, este último, en Colombia es cuantificado mediante los índices de calidad DES y FES. El suministro de energía eléctrica no sólo es considerado una necesidad básica, sino que su continuidad cobra importancia debido al impacto económico generado sobre los procesos, la producción y el bienestar de los usuarios.

Las interrupciones del suministro pueden surgir como consecuencia de fallas sobre las redes y en los equipos, por lo tanto, debido a los riesgos existentes, las fallas e interrupciones aparecen como inevitables, generando pérdidas económicas en los procesos y la producción. Adicionalmente se ve afectado el bienestar de los usuarios, quienes requieren de este servicio para realizar muchas de sus actividades cotidianas. En teoría, si las empresas realizaran mayor inversión en la confiabilidad de sus redes, los riesgos se podrían eliminar en un alto porcentaje, pero en la práctica, las inversiones realizadas para reducir las interrupciones están restringidas [3]. Por esta razón, es necesario contemplar estrategias para la disminución del impacto de las interrupciones garantizando niveles de confiabilidad aceptables a bajo costo.

En consecuencia en este trabajo de grado se planteará una metodología para la estimación de los índices de calidad del servicio DES y FES basada en la división del tiempo total de la interrupción y en el análisis de la incidencia de la información de localización en las actividades asociadas a estos tiempos.

## **1.1. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS**

En el Capítulo 2 se hace una revisión de la regulación nacional e internacional que enmarca el trabajo realizado. De igual manera se presenta el estado del arte en este tema.

El Capítulo 3 describe la metodología propuesta para la estimación de los índices de calidad afectados por los datos de localización de fallas, la cual contempla los tiempos de interrupción al igual que la selección de los circuitos a utilizar, el método de cálculo y estimación de los índices de calidad. Junto a esto se exponen algunas de las ventajas y desventajas de los métodos de localización de la fallas en sistemas de distribución y adicionalmente se analiza la influencia de la información de localización en la estimación de los índices de calidad DES y FES.

En el Capítulo 4 se establecen las actividades asociadas a cada uno de los intervalos de tiempo determinados durante las interrupciones del suministro de energía eléctrica.

La aplicación de la metodología a los circuitos seleccionados para cada uno de los grupos de calidad, junto a una propuesta para la estimación del DES y FES con la ayuda de la información de localización y la implementación de tecnología en elementos de corte y seccionamiento se presenta en el Capítulo 5.

El análisis de los resultados obtenidos junto con una estimación de las posibles compensaciones a los usuarios al exceder los índices de calidad se presentan en el Capítulo 6.

Finalmente, en el Capítulo 7, se presentan las conclusiones relevantes de este trabajo, así como los futuros trabajos que permitirán continuar avanzando en este tema.

## Capítulo 2

# MARCO TEÓRICO

En el mundo, cada vez es más importante ofrecer a los clientes productos de calidad en cualquier actividad. Bajo esta premisa el negocio de la energía eléctrica no es indiferente a esta tendencia, y por tal razón el sector se ha venido reestructurando con el fin de satisfacer las nuevas necesidades del mercado. Durante la década de los 90s, se inició un proceso de cambio generalizado en la regulación de las actividades relacionadas con el tema de la energía eléctrica. Estos cambios buscan generar las condiciones necesarias para establecer un mercado de libre competencia, con una mayor eficiencia, calidad y seguridad.

Basado en esto se mostrará, de una manera simple y clara los conceptos generales de la calidad del servicio de energía eléctrica, así como los índices de calidad y entidades regulatorias de Colombia y algunos de los países, cuyo desarrollo en el sector eléctrico es destacado a nivel mundial

### 2.1. CONCEPTOS GENERALES DE CALIDAD DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los aspectos que componen la calidad del servicio eléctrico son la calidad de la potencia suministrada y la calidad del servicio prestado, los cuales se presentan en la figura 2.1. [12]. El término calidad de la energía suministrada se refiere a las perturbaciones y variaciones de estado estacionario de la tensión y corriente suministrada por el operador de red -OR-, es decir, a los aspectos técnicos del suministro de energía.

Entre estos aspectos técnicos, los cuales son definidos en la norma NTC 5000 [10], se tienen:

- Variación de la frecuencia
- Variaciones de tensión de corta duración (sags, swells)

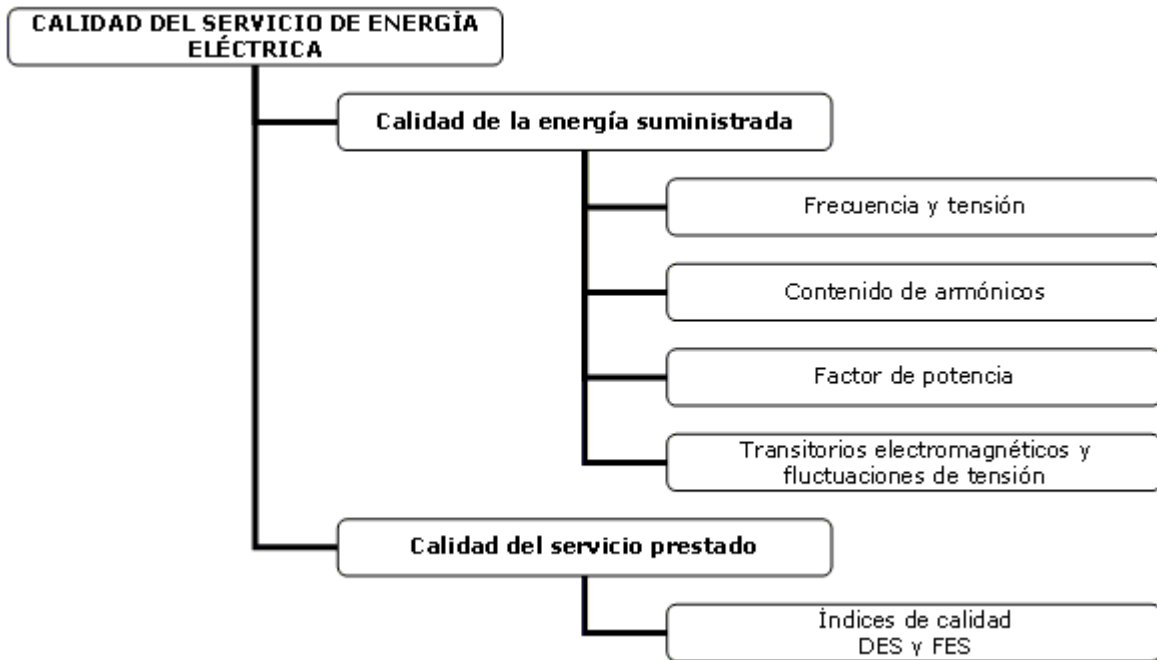


Figura 2.1: Esquema de la calidad del servicio de energía eléctrica

- Variaciones de tensión de larga duración (sobretensiones, subtensiones)
- Contenido de armónicos
- Fluctuaciones (flicker)
- Variación del factor de potencia
- Transitorios electromagnéticos
- Desbalance de tensión

El término calidad del servicio prestado se refiere a los criterios de confiabilidad del servicio, los cuales están asociados con la continuidad del suministro.

La continuidad del suministro hace referencia a la ausencia o no de tensión en el punto de conexión. Cuando hay una falla en la continuidad del servicio, es decir, cuando la tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que hay una interrupción del suministro. En Colombia, la norma NTC 5000 define interrupción como ausencia de tensión. Se considera como tal, cuando la señal de tensión decrece a menos de 0,1 p.u. del valor nominal, para un tiempo mayor a 0,5 [s].

Teniendo presente el origen, las interrupciones se clasifican así: No Programadas: son aquellas interrupciones que obedecen a eventos no programados. Programadas: son aquellas interrupciones que obedecen a eventos programados.

De acuerdo con la duración de las interrupciones, estas se clasifican así: Instantáneas: son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es inferior o igual a un (1) minuto. Transitorias: son aquellas suspensiones del servicio cuya duración es superior a un (1) minuto y menor o igual a cinco (5) minutos. Temporales: son aquellas suspensiones del servicio de energía cuya duración es mayor a cinco (5) minutos.

## **2.2. REGULACIÓN COLOMBIANA**

A principios de la década de los 90, se comenzó a hablar de la necesidad de incluir leyes de regulación de los servicios públicos domiciliarios; es así como en 1994 se desarrolló un marco jurídico y legal que dio bases sólidas a una reforma del sector, creándose las leyes de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) referente a la prestación de los servicios públicos, y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994) referente a la creación de un mercado eléctrico bajo principios de competencia, calidad y eficiencia.

Con la creación de estas leyes, la participación del sector privado y la situación de competencia que comenzaba a generarse entre las diferentes empresas del sector eléctrico, la energía eléctrica pasó de ser únicamente un servicio y comenzó a considerarse como un producto que requiere altos niveles de calidad.

### **2.2.1. Marco regulatorio**

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) son las entidades colombianas encargadas respectivamente de regular y vigilar que las empresas distribuidoras de energía ofrezcan a los usuarios un servicio con niveles aceptables de calidad.

La CREG, elaboró un proyecto de Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica que fue discutido, aprobado y adoptado en 1998 como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, bajo la resolución CREG070\_1998. Los parámetros y procedimientos para la evaluación de la calidad del servicio han sido ajustados y modificados por medio de las resoluciones 025 y 089 de 1999, la 096 de 2000, la 159 de 2001, la resolución 084 de 2002 y la resolución 113 de 2003. Este reglamento contiene, entre otros, los temas relacionados con la calidad del servicio de los sistemas de transmisión regional y/o de distribución local que son tratados en el capítulo seis de dicho reglamento. La SSPD es un organismo técnico creado en el año de 1991 con el objetivo de controlar, inspeccionar y vigilar a cualquier entidad prestadora de un servicio público domiciliario. Es la encargada

de llevar el control del cumplimiento de los indicadores DES y FES, para ello, los diferentes OR deben presentarles informes trimestrales donde se reporten los egresos producto de las compensaciones hechas a los usuarios.

### 2.2.2. Índices de calidad

La resolución CREG070\_1998 presenta los indicadores para la medición de la Calidad del servicio y establece definiciones únicas para esos indicadores:

#### ▪ Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio -DES-

$$DES_c = \sum_{i=1}^{NTI} t(i) \quad (2.1)$$

Donde,

DESc: Sumatoria del tiempo en horas de las interrupciones del servicio en un circuito; calculado anualmente.

i: Interrupción i-ésima.

t(i): Tiempo en horas de la interrupción iésima.

NTI: Número total de interrupciones ocurridas en el circuito; calculado anualmente.

#### ▪ Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio -FES-

$$FES = NTI \quad (2.2)$$

Donde,

FESn: Frecuencia promedio por usuario, de las interrupciones del servicio en el nivel de tensión n, durante los últimos 12 meses.

Con el fin de asignar de una manera más justa los límites de estos indicadores, la CREG realizó una zonificación por grupos dependiendo del número de habitantes de la zona de ubicación del circuito. Esta clasificación se muestra en la tabla 2.1.

### 2.2.3. Compensaciones

El valor a compensar a los usuarios afectados (según la resolución CREG096\_2002) en caso del incumplimiento de al menos uno de los índices de calidad DES y FES se determinará de acuerdo con las siguientes expresiones.

#### ▪ Para el indicador DES

Si  $[DES_c - VMDESc] \leq 0$ , entonces

$$VCD_c = 0 \quad (2.3)$$

GRUPO	HABITANTES
1	Usuarios ubicados en cabeceras municipales con una población superior o igual a 100 000 habitantes.
2	Usuarios ubicados en cabeceras municipales con una población menor a 100 000 habitantes y superior o igual a 50 000 habitantes.
3	Usuarios ubicados en cabeceras municipales con una población inferior a 50 000 habitantes.
4	Usuarios ubicados fuera del área urbana.

Cuadro 2.1: Zonificación según el número de habitantes

si no,

$$VCDc = [DESc - VMDESc] * CI * DPc \quad (2.4)$$

donde,

VCDc: Valor a compensar al usuario por el incumplimiento del indicador DES en el circuito c, al cual se encuentra conectado.

DESc: Indicador DES del circuito c, reportado al comercializador por el OR.

VMDESc: Valor máximo admisible para el indicador DES fijado por la CREG.

CI: Costo estimado de la energía no servida. Este valor se deberá actualizar al mes en el cual se efectúa la compensación utilizando el Índice de Precios al Consumidor nacional - IPC reportado por el DANE.

DPc: Demanda promedio. Demanda promedio (en kW) del usuario durante los últimos doce (12) meses. Se entiende la demanda promedio del usuario como el cociente entre la energía facturada (kWh) a éste durante los doce meses anteriores al momento de calcular la compensación y el número total de horas del año.

■ **Para el indicador FES**

Si  $FESc - VMFESc \leq 0$ , entonces

$$VCFc = 0 \quad (2.5)$$

si no,

$$VCF_c = [FES_c - VMFES_c] * \left[ \frac{DES_c}{FES_c} \right] * CI * DP_c \quad (2.6)$$

donde,

VCF<sub>c</sub>: Valor a compensar al usuario por el incumplimiento del indicador FES en el circuito c, al cual se encuentra conectado el usuario.

FES<sub>c</sub>: Indicador FES del circuito c, reportado al comercializador por el OR.

VMFES<sub>c</sub>: Valor máximo admisible para el indicador FES fijado por la CREG. Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

El valor total a compensar a cada usuario corresponde al mayor valor entre VCD<sub>c</sub> y VCF<sub>c</sub>.

Para efectos de penalización no se tienen presentes las interrupciones instantáneas, (inferiores a un minuto), ni de fuerza mayor, tales como racionamientos de emergencia, interrupciones por seguridad ciudadana o incumplimientos de contrato.

#### **2.2.4. Proyecto de resolución**

En la resolución CREG\_91 de 2004, la CREG publicó el proyecto de resolución con el cual pretende modificar y complementar algunas disposiciones del reglamento de distribución de energía eléctrica relacionadas con la calidad del servicio prestado [22].

En este proyecto la CREG propone:

- Que los ORs realicen una única clasificación de sus circuitos conforme a los planes de mantenimiento de los mismos, en cuatro (4) subgrupos, correspondientes a los trimestres del año.
- Que la Calidad del Servicio Prestado sea medida para cada usuario, con base en los siguientes indicadores:

- **Indicador de Frecuencia de las Interrupciones del Servicio(Fj)**

Mide el número de interrupciones del servicio a un usuario j. Fj corresponde a la sumatoria del número de veces que el servicio es interrumpido a un usuario j, mediante una falla temporal, acumulada durante el período del grupo de mantenimiento del circuito al que pertenece el usuario.

- **Indicador de Duración de las Interrupciones del Servicio (Dj)**

Grupo de calidad	F
GRUPO DE CALIDAD 1	15
GRUPO DE CALIDAD 2	12
GRUPO DE CALIDAD 3	11
GRUPO DE CALIDAD 4	4

Cuadro 2.2: Factor de costo por interrupción

Es el tiempo total medido en horas o fracción de horas con precisión de minutos, sobre un periodo de doce (12) meses, en que el servicio es interrumpido a un usuario. Dj corresponde a la sumatoria del tiempo en horas o fracción de horas, de las interrupciones del servicio al usuario j, acumuladas durante el año del periodo de mantenimiento del circuito al que pertenece el usuario.

- Que los ORs compensen a los usuarios por las interrupciones que superen los límites de Fm y Dm establecidos por la regulación. El valor a compensar a los usuarios afectados por el incumplimiento de los índices de calidad del servicio prestado, se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$VC = F * CU * DI * \left( k * \Delta D + (1 - k) * \Delta F * \frac{Dm}{Fm} \right) \quad (2.7)$$

donde,

VC: Valor a compensar al usuario (\$).

F: Factor de costo por interrupción, para el grupo de calidad. Los valores de f para cada grupo se presentan en la tabla 2.2.

CU: Costo Incremental Operativo de Racionamiento de Energía, Umbral CRO1 (Estrato 4).

DI: Demanda promedio interrumpida al usuario (kW).

Dm: Duración máxima anual permitida para las interrupciones (h).

DeltaD: Desviación de horas de interrupción reales no compensadas al usuario, por encima de la máxima permitida anual (h).

$$\Delta D = D - (Dm + Dc)$$

Donde, D es el número acumulado de interrupciones reales en el año, Dm es el número de interrupciones máximas permitidas para el año, y Dc, es el número de interrupciones que han sido compensadas en ese año.

Sector	k
RESIDENCIAL	0.9
COMERCIAL	0.75
INDUSTRIAL	0.6

Cuadro 2.3: Factor de ponderación

F<sub>m</sub>: Número máximo anual de interrupciones permitidas.

DeltaF: Desviación por encima del número máximo de interrupciones anuales permitidas, que aún no han sido compensadas al usuario.

$$\Delta F = F - (F_m + F_c)$$

Donde, F es el número acumulado de interrupciones reales en el año, F<sub>m</sub> es el número de interrupciones máximas permitidas para el año, y F<sub>c</sub>, es el número de interrupciones que han sido compensadas en ese año.

k: Factor de ponderación que establece el peso de la duración de las interrupciones frente al número de las mismas (0 < k < 1). En la tabla 2.3 se muestran los valores de k para cada sector.

Si DD<sub>j</sub> y DF<sub>j</sub> son menores que cero en algún período de facturación, no hay lugar a compensación en ese período.

## 2.3. REGULACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO A NIVEL MUNDIAL

Países como Brasil, Argentina, Canadá, Chile y España, entre otros, también han ido transformando la regulación relacionada con el servicio de energía eléctrica, motivados por los grandes cambios en la estructura del sector eléctrico.

### 2.3.1. Brasil

El sector eléctrico brasileño ha sido uno de los últimos en someterse al proceso de desregulación. Una profunda crisis de abastecimiento y financiación aceleraron el cambio en las políticas energéticas del país y con esto se abrió el camino para que uno de los mercados eléctricos más importantes de Suramérica iniciara su reestructuración.

El ente regulador y de control de las empresas distribuidoras y comercializadoras de energía en Brasil es ANEEL - AGENCIA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, el cual establece por medio de resoluciones los límites máximos o metas establecidas por año para cada una de dichas empresas o Concesionarias de energía eléctrica.

La ANEEL publicó en la resolución N° 568 del 22 de Diciembre de 2000, el texto general en el cual se establecen estándares de calidad a cumplir por parte de las empresas, así como los valores máximos de los indicadores establecidos para cada Conjunto de unidad consumidora o subestación de cada distribuidora. También se establecen los índices de calidad de Duración Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora DEC y la Frecuencia Equivalente de Interrupción por Unidad Consumidora FEC así como las metas mensuales y trimestrales de los indicadores de continuidad (DEC e FEC).

La definición de estos dos índices es la siguiente [9]:

▪ **Duración Equivalente de Interrupción por Consumidor -DEC-**

Es el intervalo de tiempo continuo o no, que en promedio un consumidor de un área evaluada es privado del suministro de energía eléctrica.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^N C_a(i) * t(i)}{C_s} \left[ \frac{\text{horas}}{\text{consumidor}} \right] \quad (2.8)$$

Donde,

- DEC: Duración Equivalente de Interrupción por consumidor, expresada en horas y centésimos de hora, por cliente.
- Ca(i): Número de consumidores del área considerada, implicados en la interrupción (i).
- t(i): Tiempo de duración, en horas y centésimos de hora, de la interrupción (i).
- i: Número de interrupciones consideradas, variando de 1 a N, siendo N el número de interrupciones ocurridas durante un período de aplicación.
- Cs: Número total de consumidores del universo considerado, entendido como cierto número de consumidores existentes en el último día de cada mes en el caso de aplicación mensual en promedio aritmético, de la cantidad de consumidores existentes en los últimos días de cada mes del período, en el caso de aplicación trimestral o anual.

▪ **Frecuencia Equivalente de Interrupción por Consumidor -FEC-**

Es el número de interrupciones que en promedio cada consumidor de un área evaluada es privado del suministro de energía eléctrica.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^N C_a(i)}{C_s} \left[ \frac{\text{interrupciones}}{\text{consumidor}} \right] \quad (2.9)$$

Donde,

FEC: Frecuencia equivalente de interrupciones por consumidor.

Las otras variables mantienen el mismo significado que en la expresión anterior.

### 2.3.2. Argentina

En Argentina el ENRE (Ente Nacional Regulador de la Electricidad) regula la distribución, limitando precios, con un control exhaustivo de la calidad. Tiene entre otras funciones la labor de dictar reglamentos en materia de seguridad, protección ambiental y calidad del servicio. En su estructura orgánica figura el área operativa de control, que entre otras tareas tiene a su cargo el control de la calidad de servicio y la atención de las reclamaciones de los usuarios.

Los índices de calidad establecidos por la ENRE son [9]:

#### ▪ Índices de interrupción por transformador

- **FMIT**: Frecuencia media de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el transformador promedio sufrió una interrupción de servicio).

- **TTIT**: Tiempo total de interrupción por transformador instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el transformador promedio no tuvo servicio).

#### ▪ Índices de interrupción por KVA instalado

- **FMIK**: Frecuencia media de interrupción por kVA instalado (en un período determinado representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio).

$$FMIK = \frac{SUMi kVA f_{si}}{kVA_{inst}} \quad (2.10)$$

Donde,

SUMi: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

KVAfsi: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en cada una de las contingencias (i).

KVAinst: Cantidad de kVA nominales instalados.

- **TTIK**: Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (en un período determinado representa el tiempo total en que el kVA promedio no tuvo servicio).

$$TTIK = \sum_i kVA_{fsi} * T_{fsi} / kVA_{inst} \quad (2.11)$$

Donde,

SUMi: Sumatoria de todas las interrupciones del servicio (contingencias) en el semestre que se está controlando.

Tfsi: Tiempo que han permanecido fuera de servicio los kVA nominales kVAfsi, durante cada una de las contingencias (i).

### 2.3.3. Canadá

Bajo la constitución de Canadá, la energía eléctrica está principalmente dentro de la jurisdicción de las provincias. En la mayoría de las provincias, el volumen de generación, transmisión y distribución es proporcionado por unas pocas empresas dominantes; aunque algunas de estas empresas de energía son privadas, la mayoría son posesión de las provincias.

La Asociación Eléctrica Canadiense (CEA), creó una metodología para aliviar la incertidumbre que rodeaba el desempeño de los equipos y sistemas eléctricos extremadamente grandes y complejos. El Sistema de Información de Confiabilidad de Los Equipos (ERIS, establecido en 1975) y el Sistema de Valoración de la Confiabilidad del Sistema de Potencia Eléctrico (EPSRA, establecido en 1985), proveen información de desempeño y confiabilidad del servicio prestado por las empresas de energía Canadiense a sus usuarios y adicionalmente provee datos para la predicción futura del comportamiento del sistema.

- ERIS, provee estadísticas que son usadas, para la monitorización del desempeño de equipos, y provee los datos básicos para el planeamiento probabilístico.

- EPSRA, Provee estadísticas de la continuidad del servicio para sistemas de distribución y para la construcción de nuevos sistemas eléctricos. Estos datos relacionan el funcionamiento de todo el sistema y de las empresas, y arroja datos de cómo éstas obtendrían su mejor desempeño.

En cuanto a los aspectos regulativos, la Board es el órgano regulatorio y de vigilancia de cada provincia (en cada provincia hay una Board regional independiente).

Las empresas locales (utilities) deben monitorizar los indicadores de calidad del servicio mensualmente y reportarlos anualmente a su board correspondiente. Se emiten anualmente unos valores máximos para los índices calculados, si estos son superados, las empresas locales deben realizar reposiciones a los usuarios por la baja calidad de la energía. En adición a lo anterior la Board puede dirigir encuestas para determinar el grado de satisfacción del usuario referente a la calidad de servicio de energía eléctrica.

Los indicadores de confiabilidad de la calidad del servicio miden estadísticamente las salidas del sistema y son los siguientes [9]:

- **SAIDI (System Average Interruption Duration Index)**

Es un indicador de confiabilidad del sistema, y expresa la duración de las interrupciones promedio por usuario, por año. Este es el homólogo del DES Para Colombia, con las siguientes diferencias:

Para el cálculo se tienen presentes las interrupciones programadas y no programadas y aquí se introduce un factor de ponderación que depende del número de usuarios.

$$SAIDI = \frac{\text{Total customer} - \text{Hours of interruption}}{\text{Total number of customer served}} \quad (2.12)$$

- **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)**

Este muestra el número de interrupciones promedio, por usuario por año. Este es el homólogo del FES Para Colombia con las siguientes diferencias:

Al igual que el anterior para el cálculo se tienen presentes las interrupciones programadas y no programadas y con el factor de ponderación de los usuarios.

$$SAIFI = \frac{\text{Total customer interruption}}{\text{Total number of customer served}} \quad (2.13)$$

- **CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)**

Este es el indicador de la rapidez con que se restablece el servicio. Está definido como la duración promedio de interrupciones por año, y está expresado como:

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.14)$$

### 2.3.4. Chile

En Chile la Comisión Nacional de Energía -CNE- es un ente jurídico de derecho público, funcionalmente descentralizado y autónomo, que se relaciona directamente con el presidente de la república. Su función es elaborar y coordinar los planes, políticas y normas

necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional, velar por su cumplimiento y asesorar a los organismos de gobierno en todas aquellas materias relacionadas con la energía.

Particularmente en el sector eléctrico, la CNE es responsable de diseñar las normas del sector y de calcular los precios regulados que la legislación ha establecido. Actúa como ente técnico, informando al Ministerio de Economía cuando se plantean divergencias entre los miembros de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC) encargado de la generación, a objeto que dicho ministerio resuelva.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) es el organismo encargado de fiscalizar y vigilar el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad; es el responsable técnico de otorgar concesiones provisionales y de informar al ministerio de economía, fomento y reconstrucción sobre las solicitudes de concesión definitivas que se refieran a distribución de electricidad y a la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones eléctricas y líneas de transmisión. Asimismo, la SEC es responsable de verificar la calidad de los servicios prestados, es un organismo descentralizado, que se relaciona con el gobierno por intermedio del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción.

Los índices de calidad considerados en Chile son los mismos establecidos anteriormente para Argentina [23]:

- Frecuencia media de interrupción por transformador, FMIT
- Frecuencia media de interrupción por kVA, FMIK
- Tiempo total de interrupción por transformador, TTIT
- Tiempo total de interrupción por kVA, TTIK;

### **2.3.5. España**

Hasta finales de los 90, España no tenía normas de calidad del servicio de energía, establecidas por la ley que conformaran un marco regulatorio sólido como los de otros países, únicamente contaba con leyes tales como la ley 22/94 la cual establece que la empresa de servicio eléctrico tienen que compensar a los usuarios si estos demuestran que debido a un exceso de tensión ha habido daños en sus instalaciones. Solo hasta 1997 se emite la ley 54 que regula, la calidad del suministro eléctrico, estableciendo que la Administración General del Estado determinará unos índices objetivos de calidad del servicio y que las empresas eléctricas estarán obligadas a facilitar a la Administración la información de sus índices de calidad. De esta manera La Administración General del Estado crea un marco legal que regula el transporte y distribución de la energía eléctrica marcando unos índices de calidad

por medio del Real Decreto 1955/2000 que han de cumplir las distribuidoras. Estos índices son el NIEPI y TIPEI los cuales cuantifican el número de interrupciones y la duración de las mismas respectivamente, tanto a nivel individual como zonal. El incumplimiento de estos mínimos implica penalizaciones a las distribuidoras. Estos índices se evalúan teniendo presente las ecuaciones 2.15 y 2.16.

$$TIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI(i) * H(i)}{\sum PI} \quad (2.15)$$

Donde,

- k: Es el número total de interrupciones durante el período considerado.
- H(i): Es el tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia P<sub>i</sub> (en horas).
- PI: Es el potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H<sub>i</sub> (en kVA).
- ∑PI: Es el suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

$$NIEPI = \frac{\sum_{i=1}^k PI(i)}{\sum PI} \quad (2.16)$$

Donde,

- k: Es el número total de interrupciones durante el período considerado.
- PI: Es el potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción i de duración H<sub>i</sub> (en kVA).
- ∑PI: Es el suma de la potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

## 2.4. ESTADO DEL ARTE

Para la elaboración de este proyecto ha sido necesario el recolectar y analizar diversos documentos con el fin de realizar un aporte a los estudios efectuados en el área de calidad del servicio de energía eléctrica, más exactamente en la obtención de los índices de calidad DES y FES. Por esta razón en este capítulo se mencionaran algunos de los estudios que dieron soporte al presente documento.

### 2.4.1. Revisión bibliográfica

Hace un par de décadas el tema de la calidad de energía en sistemas de distribución no era un aspecto prioritario, pero ante el crecimiento económico, social y tecnológico el cual demandaba cada vez más un servicio confiable y con calidad, se ha iniciado los estudios sobre este tema, proponiendo estrategias para mejorar los índices de calidad planteados por las entidades reguladoras de cada país. En esta revisión bibliográfica se encuentran algunos artículos que tratan dicho tema de una forma directa o contienen información útil para el desarrollo de este proyecto.

**“Metodología coste - beneficio aplicada a las instalaciones de equipos de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes de distribución”** [3]. En este artículo se presenta una forma de valorar económicamente la continuidad del suministro, y se propone su utilización para evaluar la rentabilidad de invertir en equipos de localización y seccionamiento en sistemas de distribución. Finalmente, se describe la metodología completa de análisis de inversiones para mejorar la cantidad del suministro. Este documento cuenta con una propuesta de tiempos a seguir para la recuperación oportuna de fallas sobre los cuales se realizan los análisis para evaluar la viabilidad del uso de la nueva tecnología, también presenta valores reales sobre la duración de dichos tiempos. Esta serie de tiempos y valores son tomados como base para este estudio, aplicándolos a diferentes grupos de calidad buscando con esto junto con los datos asociados a la localización de la falla una disminución en la duración de las interrupciones.

Otro de los documentos existentes y que cuenta con un alto grado de información acerca de normatividad internacional y en general sobre regulación del el suministro de energía es **“Calidad del servicio. Regulación y optimización de inversiones”** [23]. Este documento fue publicado en 1999 en Madrid España como Tesis Doctoral, y analiza el problema de la calidad del servicio en los sistemas de distribución de energía eléctrica haciendo especial hincapié en la continuidad del suministro, estudiando afondo el problema de calidad empezando por los aspectos regulatorios y técnicos, proponiendo una regulación conceptual acorde con la situación de la época. Este trabajo permitió revisar los aspectos regulatorios internacionales, obteniendo una idea clara de la importancia de los índices de calidad como medio para buscar un nivel aceptable de calidad adecuado tanto para las empresas como para los usuarios.

Se cuenta también con el documento **“Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución”** [1]. En este trabajo se presenta una metodología para el cálculo y evaluación de índices de confiabilidad para redes eléctricas de distribución radiales. Esta evaluación se refleja en índices de frecuencia y duración de fallas, tanto para consumidores y elementos parciales de la red, como globales para el sistema. Se modela el comportamiento de la red incluyendo interruptores, fusibles y elementos seccionadores. Esta metodología

ayuda a hallar el tiempo de interrupción y frecuencia en cada sección de donde se parte para la disminución de los tiempos de recuperación de fallas al contar con la localización.

El trabajo “**Norma para las actividades del área atención inmediata en empresas distribuidoras de energía eléctrica en Colombia**” [2], publicado en el 2002, difiere de los anteriores, en que no se encuentra directamente relacionado con los temas de regulación pero brinda una ayuda clave respecto a al procedimiento empleado para la recuperación de fallas en sistemas de distribución. En este documento se plantea de manera específica, pero a la vez flexible y adaptable a cada empresa distribuidora, un sistema que permite operar de manera correcta el área de atención inmediata encargada de solucionar fallas en el suministro. En este trabajo se da un manual de procedimientos, que puede brindar la ayuda necesaria para plantear una metodología de cálculo y disminución de índices de calidad, al conocer todos los aspectos claves y los pasos a seguir para realizar una recuperación segura buscando una optimización de esta para disminuir el tiempo total de interrupción ante una falla.

Entre los documentos publicados sobre calidad del suministro más específicamente sobre índices de calidad, la entidad reguladora colombiana ha jugado un papel muy importante en el transcurso de los años, no solo dando las normas y pautas a cumplir, sino recolectando información acerca de diversos aspectos que ayuden a las empresas de generación, transporte y distribución de energía eléctrica a mejorar sus servicios entre los cuales se encuentran:

Un artículo relacionado directamente con los índices de calidad colombianos como es “**Concepto técnico sobre procedimientos operativos, tiempos admisibles para solución de fallas**” [5], realizado por la Comisión Reguladores de Energía y Gas CREG, en el cual se establecen tiempos eficientes y reales para la reposición de una falla por grupos de calidad, presentando además un conjunto de recomendaciones técnicas para la recuperación de la falla. De este documento se analizaron algunos valores de tiempos reales, observando su variación según los grupos de calidad y la influencia que tienen en estos la longitud de los circuitos la igual que se tuvieron presentes los procedimientos establecidos.

También se cuenta con el documento “**Concepto técnico sobre procedimientos operativos, tiempos admisibles y frecuencia en la ejecución de mantenimientos programados**” [6]. En el que se efectúa un análisis de la información reportada a la CREG por los Operadores de Red sobre la duración y la frecuencia de los mantenimientos programados, clasificándolos por circuito y grupo de calidad, y posteriormente estableciendo los tiempos y número de interrupciones eficientes de mantenimiento que sirvan como base para determinar por los modelos de cálculo de la CREG unos indicadores de calidad del servicio acorde con la realidad del sistema colombiano. De este trabajo se resalta el planteamiento de circuitos típicos presentes en Colombia, los cuales se retomaron aunque con algunos cambios para el modelamiento de la metodología planteada en este trabajo.

Finalmente está el documento CREG llamado “**Índices de calidad para la continuidad en la prestación de servicio de energía eléctrica en sistemas de transmisión regional y/o distribución local**” [8]. En él cual se explica de forma detallada y con datos reales la metodología para la obtención de los valores máximos admisibles establecidos por la CREG tanto de continuidad como de los indicadores de calidad del servicio, así como el esquema de compensaciones a que habría lugar por parte de la empresa distribuidora al usuario, en caso del incumplimiento de las metas de calidad mencionadas. Este documento presenta datos estadísticos a partir de valores reales que son utilizados en el análisis de este trabajo.

## **Capítulo 3**

# **METODOLOGÍA PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO DES Y FES A PARTIR DE INFORMACIÓN DE LOCALIZACIÓN DE FALLAS**

Las exigencias del mercado hacen necesario que los operadores de red -ORs- den solución a los problemas debidos a las interrupciones ocasionadas por fallas en los sistemas de distribución. Los ORs cuentan con procedimientos operativos que deben realizarse en forma rápida y eficiente para la pronta restauración del servicio de energía. La metodología planteada en este estudio permitirá a los OR cuantificar los efectos de la implementación de software y/o equipos de localización en los índices de calidad del servicio.

La metodología está basada en el estudio titulado “Metodología coste-beneficio aplicada a las instalaciones de equipos de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes de distribución” [3], y consiste en la división del tiempo total de la interrupción en intervalos de tiempo asociados a las actividades realizadas en los procedimientos de atención y recuperación de fallas, posteriormente se realiza el análisis de estos intervalos de tiempo con el fin de determinar la incidencia de la información de localización de la falla en ellos (ver figura 3.1).

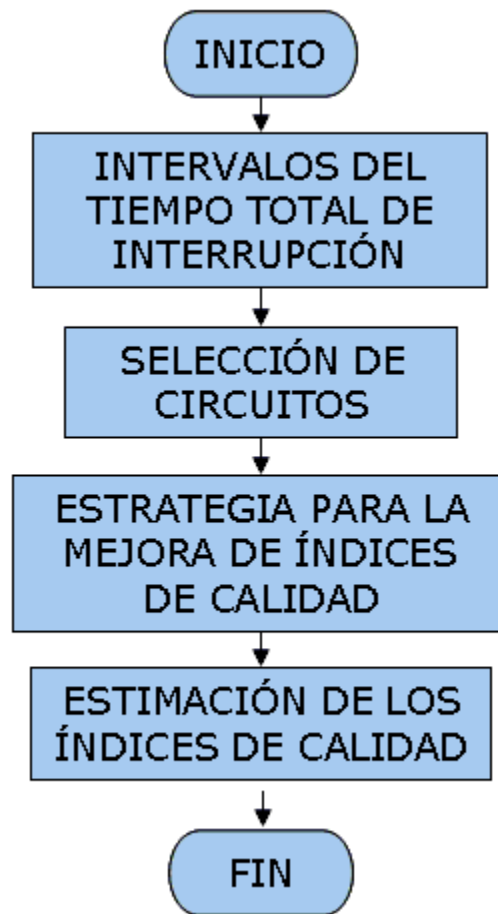


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología

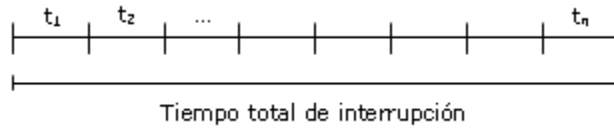


Figura 3.2: Intervalos del tiempo total de interrupción

### 3.1. INTERVALOS DEL TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN

Para establecer la influencia de la información de localización en los procedimientos de atención y recuperación de fallas, se tomó la duración total de una interrupción y se dividió en intervalos de tiempos asociados a las acciones realizadas durante la reparación, como se indica en la figura 3.2.

Dado que no todos los ORs tienen implementados los mismos procedimientos para la atención de las fallas que se presentan en las redes eléctricas, se deben plantear intervalos de tiempos generales que permitan abarcar todas las actividades de reparación y reposición del servicio. Se debe tener presente que esta división es flexible y que al momento de implementar la metodología los ORs pueden agregar o eliminar algunos tiempos, según su conveniencia.

En acuerdo a lo mencionado anteriormente, y habiendo revisado diferentes estudios sobre recuperación de fallas, se plantearon los siguiente intervalos de tiempo.

1. **Tiempo de detección (Td):** Tiempo que tarda el OR en reconocer la existencia de una falla.
2. **Tiempo de estimación del lugar de la falla (Te):** Tiempo necesario para encontrar el área donde se estima la falla.
3. **Tiempo de planeación (Tp):** Tiempo transcurrido entre la confirmación de existencia de falla y la emisión de la orden de trabajo.
4. **Tiempo de traslado (Tt):** Tiempo utilizado para llegar a la zona de falla.
5. **Tiempo de localización (Tl):** Tiempo necesario para realizar pruebas en el circuito o recorridos para determinar el lugar preciso de la falla.
6. **Tiempo de seccionamiento (Tsc):** Tiempo que se tarda en aislar el lugar de la falla.
7. **Tiempo de maniobra para la transferencia (Tmt):** Tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde sea posible.

8. **Tiempo de seguridad (Ts):** Tiempo requerido para instalar las puestas a tierra y los equipos de seguridad.
9. **Tiempo de logística (Tlg):** Tiempo necesario para el despacho y transporte de materiales y equipos requeridos.
10. **Tiempo de reparación y montaje (Trm):** Tiempo para la reparación o reemplazo y montaje de los elementos.
11. **Tiempo de desconexión de seguridad (Tds):** Tiempo para retirar las puestas a tierra instaladas.
12. **Tiempo de prueba (Tpr):** Tiempo para realizar las pruebas de funcionamiento y revisión final del trabajo.
13. **Tiempo de restablecimiento (Trs):** Tiempo que se tarda en restablecer el servicio en la parte aislada de la línea.
14. **Tiempo de desconexión de suplencias (Tv):** Tiempo necesario para recuperar la configuración normal de los tramos alimentados por suplencias, una vez ejecutadas las tareas de reparación en el tramo fallado.

## **3.2. SELECCIÓN DE CIRCUITOS**

La metodología propuesta en este trabajo se implementó sobre modelos de circuitos típicos que se seleccionaron teniendo presente los diferentes grupos de calidad y basados en los circuitos propuestos por la CREG en su estudios sobre indicadores de calidad [8] y procedimientos operativos para mantenimientos programados [6].

El diagrama unifilar de estos circuitos típicos se divide por tramos, siendo un tramo la sección que se encuentra entre dos nodos. Cada tramo tiene asociada una longitud, un número de usuarios por kilómetro, una configuración (monofásica, bifásica ó trifásica) y un tipo de protección (fusible o recierre interruptor). De esta manera se tienen circuitos típicos para cada uno de los grupos de calidad.

### **3.2.1. Circuito típico de grupo de calidad I**

Este circuito (ver figura 3.3) esta conformado por seis tramos separados por seccionadores además presenta un interruptor principal en la cabecera del circuito. Este circuito cuenta con varias ramificaciones que pueden alimentar a usuarios con cargas considerables o se dirigen a suplencias con otros circuitos. Dada la importancia y número de clientes no regulados que atienden los circuitos del grupo de calidad I, se presentan varios puntos de suplencia [6]. Los datos de este circuito se presentan en la tabla 3.1.

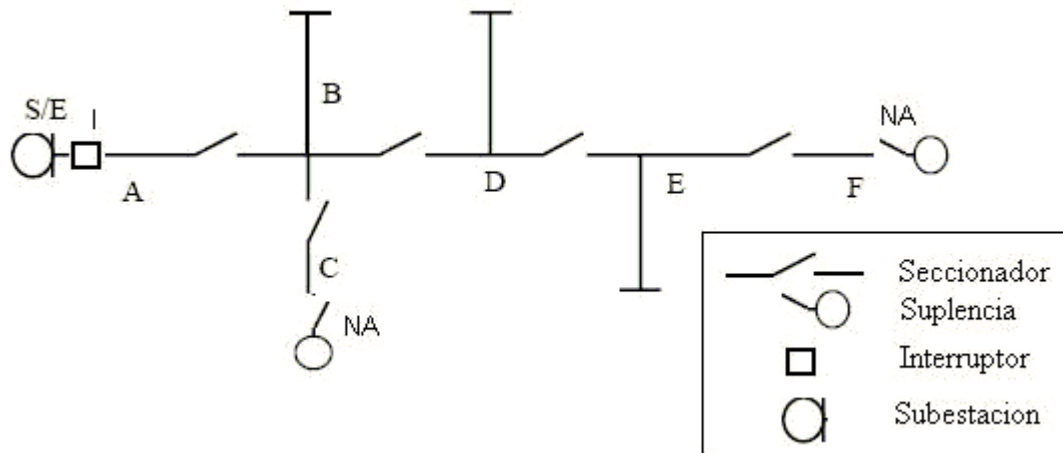


Figura 3.3: Circuito típico del grupo de calidad I

Tramo	A	B	C	D	E	F
Long [km]	0.25	0.5	0.25	0.5	1	0.25
Usuarios	65	91	46	90	182	40

Cuadro 3.1: Datos del circuito del grupo de calidad I

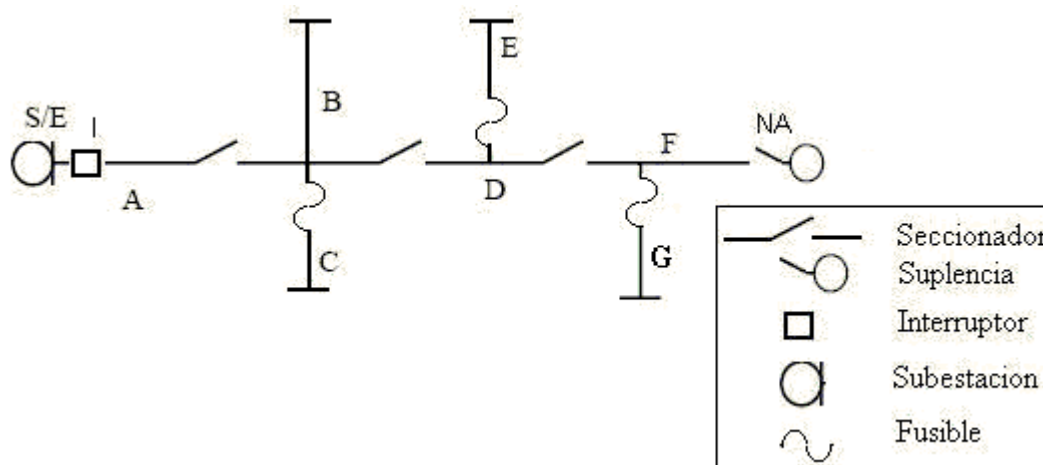


Figura 3.4: Circuito típico del grupo de calidad II

Tramo	A	B	C	D	E	F	G
Long [km]	0,5	1,5	1	0,25	0,5	0,5	0,25
Usuarios	95	380	510	345	250	120	150

Cuadro 3.2: Datos del circuito del grupo de calidad II

### 3.2.2. Circuito típico de grupo de calidad II

Este circuito (ver figura 3.4) a diferencia del circuito del grupo I, cuenta con fusibles en algunos de sus tramos, contando únicamente con una sola suplencia para restablecer los siete tramos que lo componen (ver tabla 3.2).

### 3.2.3. Circuito típico de grupo de calidad III

Los circuitos pertenecientes a este grupo (ver figura 3.5) se caracterizan porque rara vez presentan suplencias excepto cuando se encuentran conectadas a él cargas muy grandes o que requieran de un suministro confiable. Los datos del circuito se muestran en la tabla 3.3.

Tramo	A	B	C	D	E	F
Long [km]	0,5	1,5	1,5	2	1	0,5
Usuarios	83	95	65	170	65	52

Cuadro 3.3: Datos del circuito del grupo de calidad III

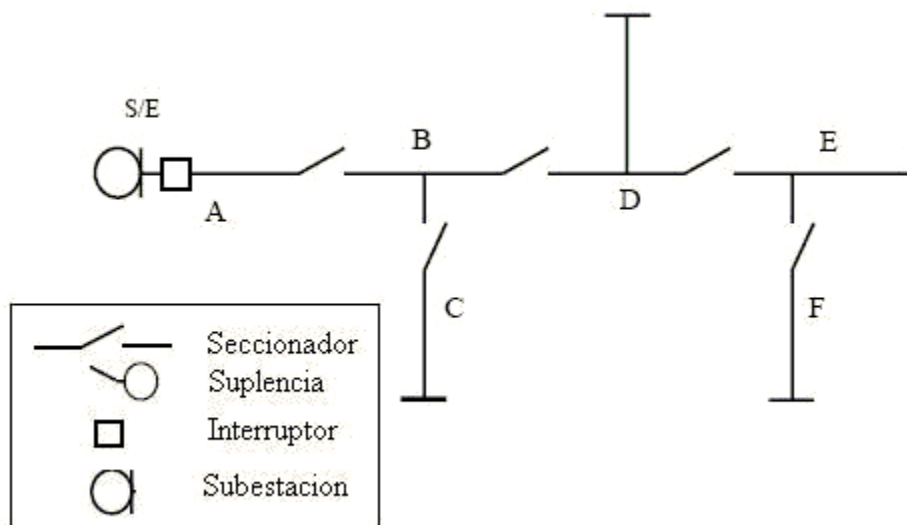


Figura 3.5: Circuito típico del grupo de calidad III

Tramo	A	B	C
Long [km]	8	3,5	2,5
Usuarios	96	42	30

Cuadro 3.4: Datos del circuito del grupo de calidad IV

### 3.2.4. Circuito típico de grupo de calidad IV

Este circuito (ver figura 3.6) es el más largo con respecto al de los demás grupos ya que al encontrarse en un área rural la separación entre usuarios es considerable, de igual manera el número de usuario conectados a este es muy bajo comparándolo con los circuitos anteriores (ver tabla 3.4).

## 3.3. LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Con el fin de proveer de alternativas económicas y de fácil implementación que den solución a los problemas de calidad del servicio, el Grupo de Investigación en Sistemas de Energía Eléctrica -GISEL- de la Universidad Industrial de Santander con el patrocinio de CONCIENCIAS e ISA, se encuentra realizando el proyecto de investigación titulado MODELOS HÍBRIDOS PARA LOCALIZACIÓN DE FALLAS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. El proyecto consiste en la selección de una estructura híbrida que integre métodos algorítmicos de localización de fallas y técnicas de clasificación basadas

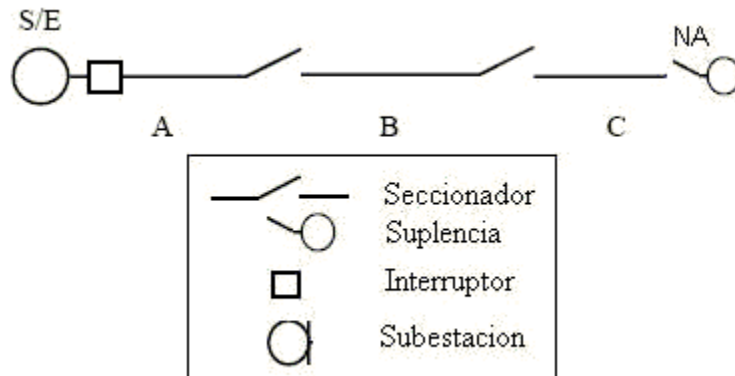


Figura 3.6: Circuito típico del grupo de calidad IV

en inteligencia artificial para ser implementada en un software con el cual se obtendrá la localización probable de la falla.

Los algoritmos y esquemas utilizados en la actualidad por las empresas de energía para la identificación y localización de fallas son poco precisos, arrojando como resultado zonas posibles de falla extensas en las cuales es necesario realizar recorridos y pruebas para determinar el lugar exacto de la falla, provocando con esto retardos en la reposición del servicio.

Los métodos algorítmicos para la localización de fallas, estiman una distancia eléctrica desde la subestación o sitio de medida hasta el lugar de falla con cierto nivel de precisión, pero debido a las características operativas (operación radial) y topológicas (alta ramificación de los circuitos y la no homogeneidad de las redes) que presentan los sistemas de distribución, se observa que la eficiencia del método se ve comprometida reflejándose en el incremento del tiempo empleado para localizar la falla, ya que presentan problemas de múltiple estimación, es decir, el método arroja posibles puntos de falla. Además son métodos basados en el modelo y requieren de una muy buena caracterización.

Las técnicas de clasificación basadas en inteligencia artificial eliminan el problema de múltiple estimación, pero dependen de la calidad de los datos suministrados por el sistema de información de la empresa. Adicionalmente, están sometidos a la influencia debido al volumen de información que utilizan, y su precisión no es tan alta como la de los métodos algorítmicos.

Con la unión de estas dos técnicas se puede obtener una mejor estimación, ya que una mejora las deficiencias de la otra y viceversa. Es así como interceptando los posibles puntos de fallas arrojados por el método basado en el modelo con la zona de falla obtenida con

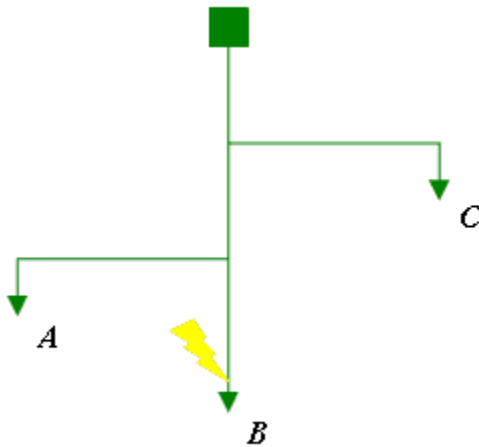


Figura 3.7: Circuito fallado

el método basado en el conocimiento se logra una respuesta de localización mucho más precisa que las anteriores.

Con esta nueva información de localización es posible reducir considerable el tiempo de reposición del servicio después de la reparación de la falla y por lo tanto el mejoramiento de los índices de calidad DES y FES.

### **3.3.1. Influencia de la localización en los índices de calidad DES y FES**

Por medio de un ejemplo gráfico se explicará la forma en que afecta la información de localización proporcionada por el método híbrido a los índices de calidad DES y FES.

Se considera el circuito de la figura 3.7 para el caso más desfavorable, una falla permanente al final del alimentador.

Los métodos de localización convencionales logran ubicar el circuito donde se presentó la falla (ver figura 3.8), ahora los operarios deben llegar a esta zona y comenzar el proceso de recorrido y pruebas para ubicar el ramal en el que se encuentra la falla y poder despejarla. El recorrido del circuito se realiza a una velocidad promedio de 3 km/h [3] y el tiempo que se requiere para realizarlo depende de la longitud del circuito y de la cantidad de ramales que lo conformen.

Al implementarse los métodos algorítmicos de localización se obtiene el sitio de falla como una distancia eléctrica desde el lugar de medida hasta el punto de falla. Como se observa en

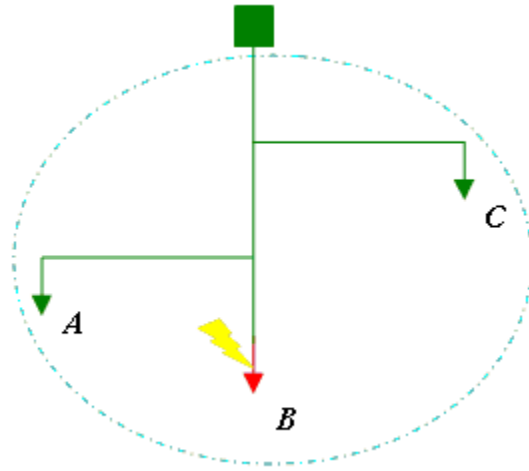


Figura 3.8: Zona de falla obtenida por métodos de localización convencionales

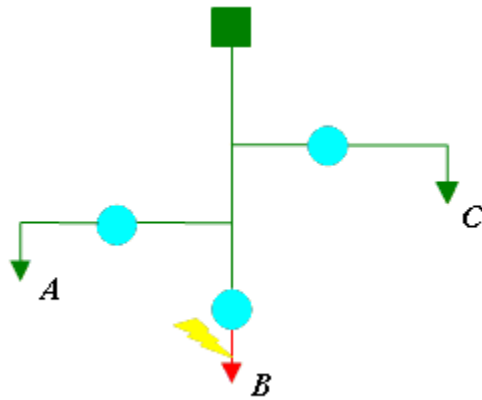


Figura 3.9: Puntos posibles de falla obtenidos con los métodos algorítmicos

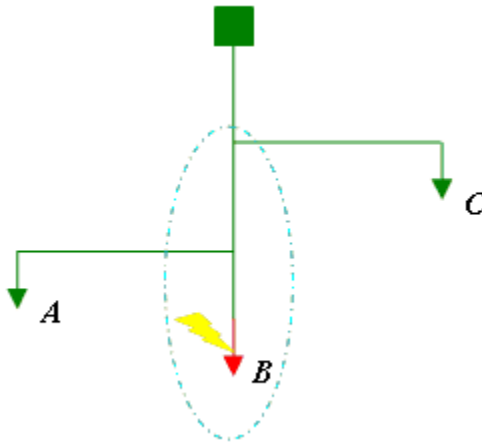


Figura 3.10: Zona de falla obtenida con las técnicas basadas en inteligencia artificial

la figura 3.9, existe un punto en cada uno de los ramales del circuito que cumple con esta distancia, en este caso también es necesario recorrer los ramales en los que posiblemente se encuentra la falla, lo cual no representa ninguna disminución considerable en el tiempo de localización.

Las técnicas de clasificación basadas en inteligencia artificial arrojan como resultado una zona de falla (ver figura 3.10) que al ser interceptada con los puntos posibles de fallas obtenidos con los algoritmos de localización, se obtiene una respuesta de localización de mayor precisión. Con esta respuesta es posible eliminar el tiempo empleado en el recorrido de todo el circuito para encontrar el punto con falla y sólo es necesario acceder a él y determinar el dispositivo que ha fallado.

### **3.4. MÉTODO PARA LA ESTIMACIÓN DE LOS ÍNDICES DE CALIDAD**

Para cuantificar el efecto de la información de localización, y por consiguiente estimar los índices de calidad del servicio DES y FES, se realizó una adaptación del método de evaluación de la confiabilidad propuesto en la tesis de maestría Evaluación de confiabilidad en sistemas eléctricos de distribución [1].

Para aplicar el método se deben seguir los siguientes pasos:

#### **Paso 1. Planteamiento de hipótesis**

- Las redes consideradas corresponden a las de distribución en media tensión.

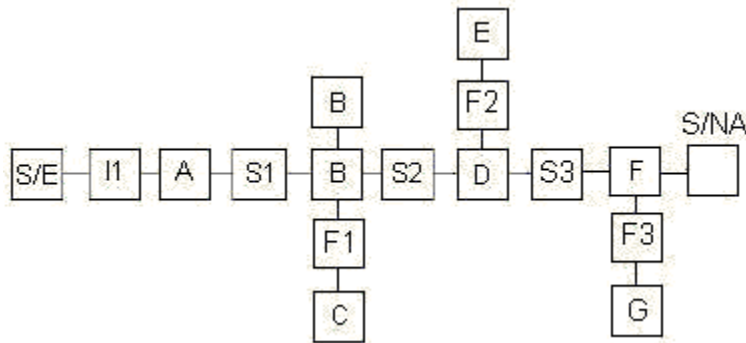
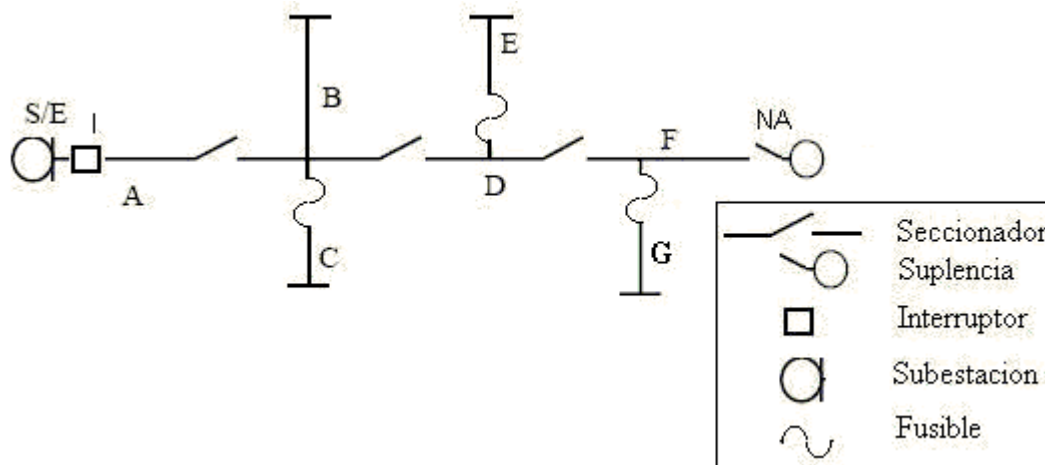


Figura 3.11: Red de distribución y modelo de red

- Las redes son operadas radialmente.
- Algunos tramos de alimentadores pueden alimentarse eléctricamente, desde más de un punto, manteniendo la operación radial de la red.
- Los tipos de fallas simulados corresponden a los denominados activos, es decir, requieren la operación de algún dispositivo de protección.

### Paso 2. Modelado de la red

Se modela la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluyen en este modelo: interruptores, fusibles y seccionadores. Cada tramo presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros, tasa de falla y tiempo de reparación. En la figura 3.11, se muestra el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.

Tramos	1	2	...	n
1	$E_{11}$	$E_{12}$	...	$E_{1n}$
2	$E_{21}$	$E_{22}$	...	$E_{2n}$
⋮	...	...	...	...
n	$E_{n1}$	$E_{n2}$	...	$E_{nn}$

Cuadro 3.5: Matriz de estados

### Paso 3. Determinación del estado de los tramos

En función de la protección asociada, las alternativas de alimentación y la existencia de una falla en otro tramo del alimentador o en sí mismo, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento, donde  $i$  representa el tramo a evaluar y  $j$  el tramo fallado, este comportamiento puede definirse de la siguiente manera:

- **Normal (N):** El estado del tramo del alimentador  $i$  se define como NORMAL, cuando su operación no se ve afectada por fallas en el tramo  $j$ .
- **Restablecible (R):** El estado del tramo de alimentador  $i$  es RESTABLECIBLE, cuando su servicio puede retornar a la normalidad conectado a la alimentación principal, antes de reparar el tramo  $j$  fallado, aislando  $j$  mediante algún elemento de maniobra.
- **Transferible (T):** El tramo del alimentador  $i$  será TRANSFERIBLE, cuando exista una maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el tramo fallado  $j$ .
- **Irrestablecible (I):** Son tramos IRRESTABLECIBLES aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser restablecidos.
- **Irrestablecible con espera (IE):** El tramo  $j$ , en falla y los tramos que no pueden ser restablecidos, se definen como IRRESTABLECIBLES CON ESPERA, cuando previo a las reparaciones debe realizarse alguna maniobra de transferencia.

Para organizar la información se construye una matriz como la que se observa en la tabla 3.5, donde las filas representan el tramo fallado y las columnas representan la condición del tramo ante una falla en el sistema.

El procedimiento de construcción de la matriz de estados puede sintetizarse de la siguiente forma:

- Definir una matriz de orden  $n \times n$  donde  $n$  es el número de tramos del modelo de red.

Estado	Tiempo interrupción (r)
Normal	0
Restablecible	$T_d+T_e+T_p+T_t+T_l+T_{sc}$
Transferible	$T_d+T_e+T_p+T_t+T_l+T_{sc}+T_{mt}+T_v$
Irrestablecible	$T_d+T_e+T_p+T_t+T_l+T_{sc}+T_s+T_{lg}+T_{rm}+T_{ds}+T_{pr}+T_{rs}$
Irrestablecible con espera	$T_d+T_e+T_p+T_t+T_l+T_{sc}+T_{mt}+T_s+T_{lg}+T_{rm}+T_{ds}+T_{pr}+T_{rs}$

Cuadro 3.6: Tiempos de interrupción

Tramos	1	2	...	n
1	$r_{11}$	$r_{12}$	...	$r_{1n}$
2	$r_{21}$	$r_{22}$	...	$r_{2n}$
⋮	...	...	...	...
n	$r_{n1}$	$r_{n2}$	...	$r_{nn}$

Cuadro 3.7: Matriz de tiempos de interrupción por tramos

- Suponer una falla en uno de los tramos.
- Analizar el efecto de la falla en los demás tramos del sistema y determinar su estado en la matriz de estados.

#### Paso 4. Cálculo del tiempo de interrupción de los tramos

Una vez definida la matriz de estados se procede a calcular el tiempo de interrupción total de cada tramo. Éste se obtiene sumando los tiempos asociados a cada estado, según se indica en la tabla 3.6.

Los intervalos de tiempo asociados a los estados varían de acuerdo con la división de tiempos establecida por el OR y teniendo presente la definición de cada estado.

Los tiempos de interrupción son reemplazados en la matriz de estados para obtener la matriz de tiempos de interrupción de la tabla 3.7.

#### Paso 5. Cálculo de la indisponibilidad de cada tramo

Para ello se debe caracterizar cada tramo de alimentador por el siguiente indicador:

- Tasa de falla ( $\lambda$ ): representa la cantidad de veces que un consumidor es sometido a la interrupción del suministro de electricidad, por unidad de tiempo.

Para un tramo, la tasa de falla indica el promedio de las veces que dicha sección se ve sometida a alguna condición que provoque una interrupción del servicio. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, accidentes, etc. Este parámetro puede ser determinado a través del historial de fallas para el tramo individual ó mediante una estimación, considerando el sistema completo. La estimación se obtiene a partir de las siguientes expresiones:

$$b = \frac{m}{L * T} \frac{fallas}{km * año} \quad (3.1)$$

$$\lambda = b * l \frac{fallas}{año} \quad (3.2)$$

donde,

- m: Cantidad de fallas.
- L: Longitud total de los tramos de líneas expuestos a falla, en km.
- T: Periodo de estudio, años.
- b: Número de fallas, por kilómetro por año.
- l: Longitud del tramo de línea de interés.

Para obtener la cantidad de interrupciones que se debe contabilizar es necesario tener presente que cada tramo genera independientemente cierta cantidad de fallas y que las veces que se ve afectado por cortes de suministro de energía es mayor ya que deben considerarse los efectos de las fallas en los otros tramos.

Dependiendo del estado definido para cada tramo se registra el número de interrupciones indicado en la tabla 3.8 en la matriz de interrupciones de la tabla 3.9.

Como se puede apreciar, para tres de los estados solo es necesario realizar una interrupción del servicio, a diferencia del estado normal, el cual no se ve afectado de ninguna forma por la presencia de una falla, por lo cual no hay ningún tipo de corte en los tramos en que se presenta. Cuando un tramo es transferible, aparece dos veces la tasa de falla, ya que luego de realizar la reparación del tramo afectado por la falla que ha producido una interrupción inicial del servicio, se tiene que regresar a la configuración normal del sistema, por lo tanto es necesario interrumpir el servicio nuevamente para realizar la desconexión de la suplencia durante un tiempo  $T_v$ .

Estado	Interrupciones ( $\lambda$ )
Normal	0
Restablecible	$\lambda$
Transferible	$2 \lambda$
Irrestablecible	$\lambda$
Irrestablecible con espera	$\lambda$

Cuadro 3.8: Interrupciones aportadas según estado

Tramos	1	2	...	n
1	$\lambda_{11}$	$\lambda_{12}$	...	$\lambda_{1n}$
2	$\lambda_{21}$	$\lambda_{22}$	...	$\lambda_{2n}$
⋮	...	...	...	...
n	$\lambda_{n1}$	$\lambda_{n2}$	...	$\lambda_{nn}$
FES	$\lambda_{r1} = \sum_{j=1}^n \lambda_{j1}$	$\lambda_{r2} = \sum_{j=1}^n \lambda_{j2}$	...	$\lambda_{rn} = \sum_{j=1}^n \lambda_{jn}$

Cuadro 3.9: Matriz de interrupciones

Tramos	1	2	...	n
1	$U_{11} = \lambda_{11} \cdot r_{11}$	$U_{12} = \lambda_{12} \cdot r_{12}$	...	$U_{1n} = \lambda_{1n} \cdot r_{1n}$
2	$U_{21} = \lambda_{21} \cdot r_{21}$	$U_{22} = \lambda_{22} \cdot r_{22}$	...	$U_{2n} = \lambda_{2n} \cdot r_{2n}$
⋮	...	...	...	...
n	$U_{n1} = \lambda_{n1} \cdot r_{n1}$	$U_{n2} = \lambda_{n2} \cdot r_{n2}$	...	$U_{nn} = \lambda_{nn} \cdot r_{nn}$
DES	$U_{T1} = \sum_{j=1}^n U_{j1}$	$U_{T2} = \sum_{j=1}^n U_{j2}$	...	$U_{Tn} = \sum_{j=1}^n U_{jn}$

Cuadro 3.10: Matriz de indisponibilidades

Una vez calculada la duración de la interrupción y el número de interrupciones para cada tramo es posible calcular su indisponibilidad anual de la siguiente forma:

$$u_{ji} = \lambda_{ji} * r_{ji} \quad (3.3)$$

$$u_{Ti} = \sum_{j=1}^n u_{ji} \quad (3.4)$$

donde,

$\lambda_{ji}$ : Número de interrupciones en el tramo i, debido a falla en el tramo j.

$r_{ji}$ : Tiempo de interrupción del tramo i, debido a falla en el tramo j.

$u_{ji}$ : Indisponibilidad anual del tramo i, debido a falla en el tramo j.

$u_{Ti}$ : Indisponibilidad anual total del tramo i.

Los valores obtenidos con las expresiones 3.3 y 3.4 son reemplazados en la matriz de indisponibilidades de la tabla 3.10.

### Paso 6. Estimación de los índices de calidad DES y FES

Finalmente se determinan los indicadores DES y FES; los cuales se calculan en la subestación debido a que solo existe un equipo de medida y está localizado en ella y mide solamente las fallas que se presentan en el tramo principal hasta el primer seccionamiento.

Teniendo presente esto y considerando que el alimentador (subestación) se encuentra en la cabecera del circuito (Tramo 1), el valor del índice de calidad DES del circuito es la indisponibilidad anual total para este tramo calculada en la tabla 3.10, es decir,

$$DESc = u_{T1} \quad (3.5)$$

El índice FES del circuito, que se calcula como el número de interrupciones anual total para el tramo del alimentador, es decir,

$$FESc = \lambda_{T1} = \sum_{j=1}^n \lambda_{j1} \quad (3.6)$$

que es el valor hallado en la tabla 3.9.

Si se desea calcular los índices de calidad del servicio por usuario, debe considerarse que los consumidores están conectados a algún tramo, de manera que en forma individual, la frecuencia de interrupciones, así como la indisponibilidad del servicio de electricidad, corresponde a la del tramo al cual estén conectados.

## Capítulo 4

# ACTIVIDADES ASOCIADAS A LOS TIEMPOS DE RECUPERACIÓN DE FALLAS

En este capítulo se mostrarán las actividades relacionadas con los procedimientos de atención y recuperación de fallas, estas actividades se encuentran asociadas a intervalos del tiempo total de indisponibilidad en una empresa distribuidora. Para el siguiente análisis se ha utilizado parte de la información sobre los procedimientos de atención inmediata -A.I.- de un operador de red [2].

### 4.1. TIEMPO DE DETECCIÓN ( $T_d$ )

Es el tiempo que el operador de red -OR- emplea para reconocer la existencia de una falla en su sistema. Entre los métodos usados para el reconocimiento de una falla se encuentran, los reportes telefónicos por los usuarios ante la interrupción del servicio, o simplemente la detección de anomalías en los circuitos por medio de las protecciones desde el Centro de Control -CC-.

#### 4.1.1. Reportes telefónicos de anomalías en el servicio por parte de los usuarios

Los usuarios reportan telefónicamente al OR, los eventos que a su juicio son problemas en la prestación del servicio.

**CAT (Centro de Atención Telefónica):** Proceso de atención telefónica directa al usuario, esta comunicación la debe hacer el usuario a un número telefónico previamente establecido por cada empresa dedicado a atender actividades técnicas y/o comerciales, es en el CAT

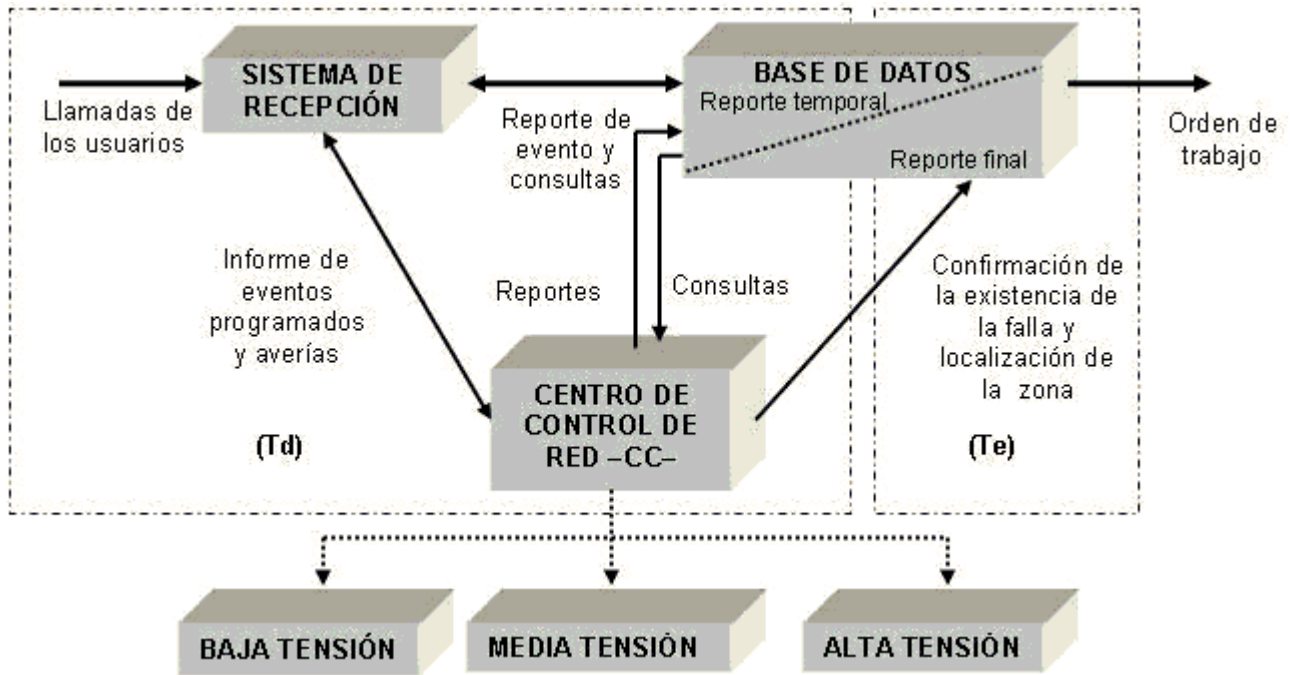


Figura 4.1: Esquema del proceso desde la recepción de llamadas hasta la emisión de la orden de trabajo

donde queda registrada la información que los usuarios manifiestan a la empresa cuando cerca de su predio (entiéndase redes de media y/o baja tensión) ha ocurrido un evento que en consecuencia ha dejado sin servicio de energía eléctrica su predio o sector.

Esta información constituye una valiosa ayuda para la ubicación de la posible zona donde ocurrió la falla. Si no se cuenta con la tecnología necesaria para la localización, se puede pedir a los usuarios la información necesaria para obtener la ubicación geográfica y el tipo de evento ocurrido, entre estos datos se encuentran:

- No. de cliente (antiguo NIE-Número de Identificación Eléctrica)
- Dirección del predio que presenta falla
- Referencia (zona, localidad, barrio y breve descripción del problema)
- Nivel (nivel de tensión)
- Equipo (dispositivo que según el cliente ha fallado)
- Condición de falla (estado del sistema eléctrico después de falla)

En muchos de los casos estas preguntas no pueden ser respondidas por los usuarios debido al desconocimiento del tema.

En la figura 4.1 se presenta un esquema del proceso desde la recepción de llamadas hasta la emisión de la orden de trabajo. Estos sistemas constan de una línea de atención que operan durante veinticuatro horas al día todos los días del año. Esta línea se encarga de la recepción de las llamadas y redireccionamiento de las llamadas en caso de corresponder a otras áreas. Además suministra a los usuarios información acerca de la razón de su corte, comunicándoles si este se debe a un mantenimiento programado que ha sido informado con anterioridad por la empresa por medio de medios de comunicación masivos y finalmente se almacena en la base de datos.

El CC confirma la existencia de la falla y la cataloga en baja, media o alta tensión, contrastando la información proporcionada por los usuarios con los datos de las redes y circuitos. Esto es útil para que cada departamento o subgrupo de trabajo especializado (BT, MT, AT) se encargue de iniciar el proceso correspondiente de recuperación de la falla, al mismo tiempo, la base de datos de la empresa asigna un número de orden de trabajo al evento reportado e inicia el conteo del tiempo de duración de la interrupción. Posteriormente la base de datos prioriza y clasifica los reportes provenientes del CAT teniendo en cuenta su incidencia en el sistema. Si no se cuenta con un recurso informático capaz de realizar las anteriores tareas es necesario que el departamento encargado emita la orden de trabajo.

Se ha establecido la siguiente clasificación para los reportes emitidos por el CAT a partir de las llamadas realizadas por los usuarios [27]:

- Los reportes clasificados como problemas de calidad del servicio se refiere a aquellos en donde efectivamente se presenta un problema que implican fallas en el sistema.
- Los reportes clasificados como otras solicitudes se refieren a cambios de equipos no considerados como fallas que afectan la continuidad del servicio tales como contadores, daños en acometidas, reporte de fraudes y robos de elementos del sistema.
- Los reportes clasificados como no procesadas son las llamadas que realizan varios usuarios para una misma falla por lo cual se reportan una sola vez, o las llamadas realizadas por funcionarios de la empresa, ubicados en subestaciones u otras dependencias solicitando reparaciones, por lo cual no se sigue el procedimiento de emitir una orden de trabajo para que sea analizada y comprobada la falla sino se atiende inmediatamente.

Se debe tener presente que el número de llamadas recibidas en un sistema es superior al número de ordenes de trabajo emitidas. Por esta razón es necesario realizar un filtrado de las llamadas con el fin de emitir solo las órdenes necesarias. La primera parte de este filtrado es realizado por la base de datos o en su defecto por el CAT. Los parámetros que se tienen presentes para este filtrado son [2]:

- **Filtrado por no correspondencia con el área:** Cuando el evento reportado pertenece a un área diferente dentro de la empresa, deberá ser redireccionado para que el área correspondiente asuma la ejecución del mismo.

- **Filtrado por maniobra programada:** Cuando se está realizando maniobras que requieran la desenergización de algún(os) circuito(s), se reciben llamadas provenientes de los usuarios afectados, estas llamadas deberán ser ignoradas por el sistema. El usuario deberá ser informado de la causa y el tiempo del restablecimiento del servicio con anterioridad. Este filtrado es realizado por el CAT basándose en la información emitida por el centro de control sobre mantenimientos programados.

La segunda parte del filtrado debe ser realizado por el CC con la ayuda de la información de los usuarios registrada en la base de datos por el CAT y los parámetros a tener presentes son los siguientes:

-**Filtrado por servicio normalizado:** Cuando el predio que ha sido registrado con daño en el sistema, reporta solución del problema antes de haber sido enviado el móvil, la orden de trabajo será entonces anulada.

-**Anular órdenes de falla repetida:** Al enfrentarse a un caso en el que se generaron varias órdenes obedeciendo a un daño en común, se deberá dejar solo una de éstas dentro del sistema para su registro y ejecución. Este proceso se realiza teniendo presente los usuarios conectados a un mismo transformador.

La mayor parte de las llamadas recibidas por el sistema corresponden a problemas de calidad del servicio, concluyendo que este servicio de atención de llamadas es de gran utilidad al cubrir gran parte de las fallas en el sistema con la ayuda de los usuarios. Para mayor información del tema ver el anexo A.

#### **4.1.2. Reporte de fallas por indicadores de las protecciones**

Es posible realizar la detección de fallas a través de las protecciones instaladas en las líneas o equipos de medida que se encuentran en las subestaciones o centros de control, por esta razón es recomendable que las empresas distribuidoras cuenten con la tecnología adecuada para estos casos. Generalmente, los OR no disponen en la totalidad de sus redes de recursos técnicos para monitorizar en tiempo real el estado de todos los componentes o puntos de carga del sistema, en consecuencia se hace necesario que para la identificación de la falla el OR se apoye con las líneas de atención al usuario, que se mencionó en la sección 4.1.1.

El procedimiento empleado para la localización de una falla a partir del uso de equipos de protección y medida incluye los siguientes aspectos [5]:

- Un evento dispara las protecciones de una línea radial.
- Se recibe aviso de la subestación.
- El operador (S/E) debe esperar si hay recierre activo positivo, sino realiza un reporte al centro de control de redes.
- Se realizan actividades de restablecimiento: el operador (s/e) verifica que no hay personal trabajando sobre la red y procede a realizar intento de cierre manual. Si se produce disparo definitivo diligencia el reporte de aviso de falla.
- El centro de control de redes recibe, analiza y organiza los avisos, y finalmente emite la orden de trabajo a través de la base de datos al grupo de atención a fallas.

## **4.2. TIEMPO DE ESTIMACIÓN DEL LUGAR DE LA FALLA (Te)**

La estimación de la ubicación se puede realizar mediante el análisis de la base de datos y la información proporcionada por los usuarios en el momento de reportar un daño. Otra forma es consultar los antecedentes históricos de fallas presentadas en la zona estimada, buscando determinar en que lugar se ha producido la falla (ubicación eléctrica) y de ser posible su ubicación geográfica a partir de la dirección de los usuarios.

### **4.2.1. Estimación a partir de la base de datos**

El proceso de estimación del lugar de la falla más común en las empresas de distribución es el de contrastar y comparar los datos adquiridos por el CAT respecto al reporte de fallas, con los planos y datos de las redes. Estos planos e información de importancia como localización de transformadores, niveles de tensión por zonas, usuarios conectados a cada transformador y alimentador, entre otros, se deben tener en una base de datos con todos sus elementos debidamente ordenados e identificados, asignándoles un número característico según su ubicación en el circuito. El número de usuario es aquel que se encuentra en el recibo de cada cliente y el cual es verificado por el CAT en el momento de reportar un daño, cada consumidor está asociado a un transformador y este a su vez a un alimentador y un circuito debidamente identificado, de tal manera que se pueda realizar el seguimiento de la falla hasta su posible localización.

La base de datos también deberá contar con datos de localización geográfica de los elementos más importantes de la red con el fin de comparar dicha localización con la dirección proporcionada por el usuario, haciéndole más sencillo al equipo de mantenimiento acceder rápidamente a la zona. El proceso de comparación e identificación de la zona de falla puede

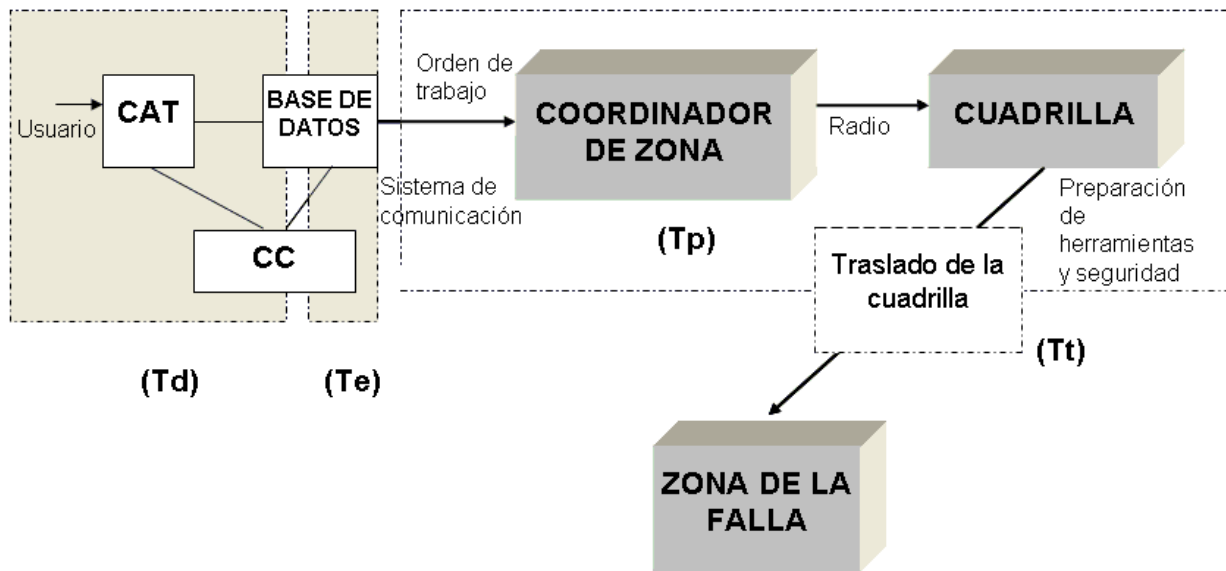


Figura 4.2: Esquema de actividades realizadas en los tiempos

ser realizado con software corporativo, si la empresa no posee un recurso informático de este tipo o su base de datos no es adecuada, el proceso debe ser realizado con ayuda del CC.

#### 4.2.2. Según antecedentes históricos

Existen problemas típicos en las redes que se hacen recurrentes por diversas razones y las empresas tienen conocimiento de los mismos por ejemplo el mal dimensionamiento de circuitos que hacen que estos se sobrecarguen, elementos en mal estado que no han sido cambiados aún, vegetación que puede estar invadiendo la servidumbre, o algunas otras como factores asociados a temporadas del año. Este tipo de eventos se repiten periódicamente en diferentes áreas, las cuales por los registros de fallas anteriores ya se encuentran totalmente identificados por parte del personal de la empresa, haciendo que su localización sea más rápida y sencilla.

En la mayoría de ocasiones para evitar este tipo de daños la empresa distribuidora debe realizar mantenimientos preventivos a sus redes y podas periódicas de la vegetación en las áreas críticas.

### 4.3. TIEMPO DE PLANEACIÓN (Tp)

Es este intervalo se estima el número de trabajadores necesarios para la reparación y se informa a la(s) cuadrilla(s) el tipo de problema al que se pueden enfrentar para que ésta(s)

pueda(n) planear antes de iniciar el traslado hacia el lugar exacto de falla las posibles herramientas y equipos necesarios para la reparación al igual que las medidas de seguridad empleadas. En este proceso de planeación juega un papel muy importante la experiencia de los trabajadores ya que según ésta, pueden determinar de una forma más rápida y acertada los equipos necesarios para realizar un buen trabajo y mantener su seguridad.

#### **4.3.1. Ordenes de trabajo**

Las órdenes de trabajo son emitidas después de la confirmación de la existencia de la falla y son enviadas a un coordinador de zona o despachador de cuadrillas a través del sistema de comunicaciones disponible en la empresa (fax, Intranet, e-mail, etc.), y a su vez reenviadas por radio a los móviles que se encuentran recorriendo la ciudad cumpliendo su cronograma de mantenimiento, este proceso se muestra en la figura 4.2. El objetivo de esto es que tanto la empresa como los despachadores de cuadrillas, lleven un control sobre el trabajo realizado, el cual es útil para la revisión de los trabajos finales especialmente cuando se cuenta con empresas contratistas a cargo de las reparaciones.

#### **4.3.2. Herramientas más comunes**

Teniendo presente que los equipos usados por las cuadrillas pueden variar según la situación a la que se enfrente se ha obtenido un listado de las herramientas básicas que debe portar una unidad móvil de mantenimiento de fallas en media y baja tensión, con el fin de agilizar el trabajo sin descuidar la seguridad de sus empleados [2]. Las herramientas utilizadas según el nivel de tensión se muestran en la tabla 4.1.

En caso atender una falla para la cual no se cuenten con los elementos necesarios, tales como transformadores, la cuadrilla debe informar de la eventualidad con el fin coordinar el envío de los suministros.

### **4.4. TIEMPO DE TRASLADO ( $T_t$ )**

Este tiempo depende de la localización de la unidad móvil, por esta razón las empresas distribuidoras cuentan con cuadrillas propias o realizan convenios con contratistas de tal manera que se pueda asegurar la presencia permanente de estas unidades en las diferentes zonas que cubren las redes de la empresa.

En este intervalo del tiempo total de operación se pueden contemplar los problemas que pueda tener la cuadrilla en el momento de dirigirse al área de falla, tales como congestión vehicular, problemas mecánicos, imposibilidad de acceso a la zona por problemas de seguridad entre otros, es necesario aclarar que en este análisis se estima que estos problemas son mínimos y que los retrasos que se pueden presentar tales como problemas mecánicos o

<b>HERRAMIENTAS</b>	
<b>MEDIA TENSIÓN</b>	<b>BAJA TENSIÓN</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipo de seguridad especificado</li> <li>• Ponchadora, tiros de ajuste</li> <li>• Pértiga tipo escopeta</li> <li>• Conectores tipo cuña o compresión</li> <li>• Grapas de conexión en caliente</li> <li>• Pinza voltiamperimétrica</li> <li>• Detector de tensión sonoro y/o luminoso</li> <li>• Escalera dieléctrica</li> <li>• Equipo de comunicación</li> <li>• Cizalla , cegueta</li> <li>• Martillo, tiros</li> <li>• Pases (Conductor)</li> <li>• Conector tipo tubular</li> <li>• Ponchadora, cegueta</li> <li>• Alicates, destornillador</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipo de seguridad especializada</li> <li>• Equipo de señalización</li> <li>• Conductor para empalme</li> <li>• Detector de tensión sonoro y/o luminoso</li> <li>• Sistema de Puesta a tierra B.T.</li> <li>• Escalera dieléctrica</li> <li>• Barra de acero y pala</li> <li>• Alicates y destornillador</li> <li>• Ponchadora/Conector tipo tubular</li> <li>• Equipo de comunicación disponible</li> <li>• Pértiga tipo escopeta y <i>loadbuster</i></li> <li>• Trozo de cable de aluminio</li> <li>• Cinta aislante</li> <li>• Caja trifásica tipo intemperie(cambio)</li> <li>• Cinta bandit / Zunchadora</li> <li>• Hebilla para cinta bandit</li> <li>• Herraje para cambio</li> <li>• Barra de cobre (1 o más)</li> <li>• Percha porta aislador para cambio</li> <li>• Barraje completo para cambio</li> <li>• Pinza voltiamperimétrica</li> </ul>

Cuadro 4.1: Herramientas utilizadas en reparaciones de media y baja tensión

similares deben ser considerados por la empresa previamente, realizando un mantenimiento adecuado de los vehículos y equipos, al igual que una planeación de las posibles vías de acceso rápidas a las zonas en donde se encuentran sus redes.

#### **4.5. TIEMPO DE LOCALIZACIÓN (TI)**

El tiempo de localización es el intervalo del tiempo total que es empleado por la cuadrilla para realizar pruebas en el circuito y los recorridos para encontrar el lugar preciso de la falla. Cuando se cuenta con una zona de falla muy reducida, las cuadrillas realizan un recorrido normalmente a pie a una velocidad promedio de 3 km/h [3], por la línea principal buscando el lugar exacto de la falla. Si hay información suficiente sobre un lugar exacto la cuadrilla puede agilizar su traslado por medio de un vehículo. Un caso común es no encontrar la falla en la línea principal, cuando esto ocurre se debe recorrer posteriormente sus ramificaciones hasta hallarla.

Cuando la zona de falla es extensa se recurre a realizar pruebas en el circuito, que consisten en energizar la zona y determinar la actuación de las protecciones, tratando de reducir la zona hasta poder encontrar un área mínima que sea fácil de recorrer y posteriormente lograr la localización. Para especificar este proceso se muestra el diagrama de flujos de la figura 4.3 [5]. Es importante saber que se debe realizar una inspección general en el momento en que se llega al sitio, con el objetivo de tener una idea del problema al que se van a enfrentar, es decir que es aquí donde junto con el CC y luego de la identificación plena del circuito con problemas se evalúa las consecuencias que trajo la falla sobre el sistema.

#### **4.6. TIEMPO DE SECCIONAMIENTO (Tsc)**

Es el tiempo empleado para aislar el lugar de la falla, realizando los menores cortes posibles, además se energizan los tramos aguas arriba de la falla que pueden ser conectados a la alimentación principal antes de iniciar el proceso de reparación de la falla. Para reenergizar estos tramos y hacer la desconexión de la zona afectada es necesario coordinar con el CC, que estudia la topología del circuito y la información dada por la cuadrilla, verificando y definiendo los elementos a maniobrar para el aislamiento de la zona fallada y reconexión de los tramos aguas arriba, dando las instrucciones necesarias al operador de subestación si se requiere y coordinando junto con la cuadrilla el trabajo a realizar, guiándolos al lugar en que se encuentran los seccionadores para su apertura o elementos de corte en caso de que estos sean difíciles de encontrar. La cuadrilla realiza corte visible en los seccionamientos, es decir apertura de cuchillas.

Previamente a realizar la maniobra se debe escoger las herramientas apropiadas, que garanticen la protección contra choques eléctricos y la consecución óptima del objetivo. También es necesario informar al CAT por intermedio de CC para que se le comunique a los usuarios

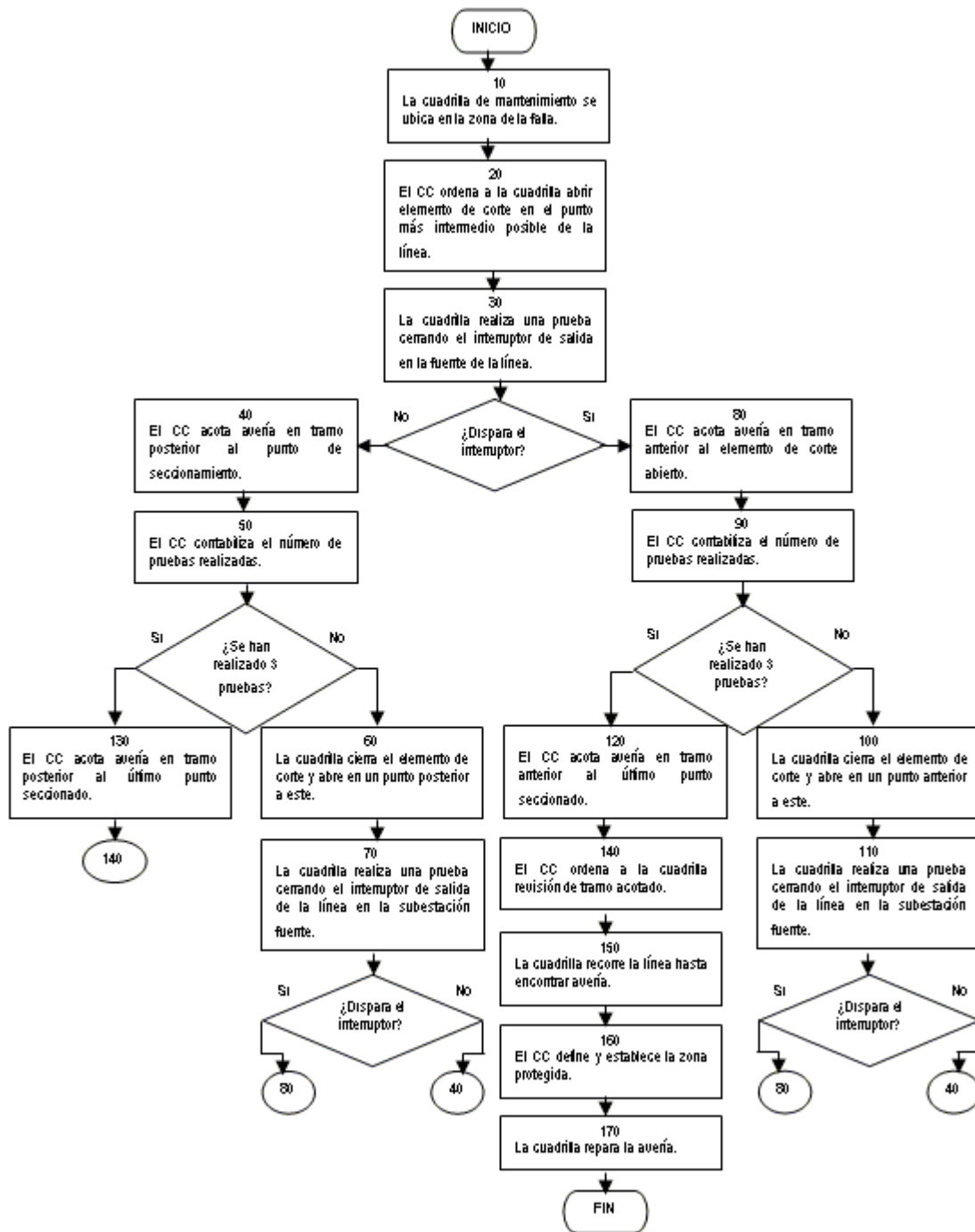


Figura 4.3: Procedimiento para la localización

de la existencia de daños y que se encuentra en proceso de reparación en caso de recibir nuevas llamadas evitando con esto generar más órdenes de trabajo sobre el mismo daño.

#### **4.7. TIEMPO DE MANIOBRA PARA LA TRANSFERENCIA (Tmt)**

Después de conocer el circuito afectado, el tramo donde se localiza la falla y evaluar la importancia de la carga que se encuentra en este sistema, es necesario que el CC analice los circuitos cercanos para estudiar la posibilidad de energizar las partes no afectadas del circuito fallado a través de suplencias.

Este intervalo de tiempo es el empleado por CC para estimar la posible alimentación a la cual se debe conectar los tramos aguas abajo de la falla, y guiar a la cuadrilla hasta los sitios de seccionamiento para realizar el cierre de estos elementos, proporcionando energía a los tramos que pueden ser alimentados antes de la reparación de la falla.

#### **4.8. TIEMPO DE SEGURIDAD (Ts)**

Una vez identificada la zona y los elementos de la instalación donde se va a realizar el trabajo, el operario antes de realizar alguna labor que involucre contacto físico con la red debe obtener la autorización del CC y haber tomado las medidas de seguridad personal según procedimientos de seguridad eléctricos exigidos por la empresa para el nivel de tensión en que se va a realizar la intervención.

Para el trabajo en líneas eléctricas es necesario tener presentes cinco reglas básicas conocidas como las reglas de oro presentadas en el anexo B.

#### **4.9. TIEMPO DE LOGÍSTICA (Tlg)**

Es el tiempo necesario para el traslado de equipos a la zona de trabajo. Al igual que el tiempo de maniobra para la transferencia, este intervalo no se presenta en todos los casos de falla, únicamente cuando la cuadrilla de mantenimiento no cuenta con los elementos necesarios para su reparación. Este caso se puede prevenir cerciorándose con anterioridad (Tp) que cada cuadrilla cuente con las herramientas y repuestos de los posible elementos en riesgo de falla. Cuando existen daños de equipos costosos o de gran tamaño (considerados como falla mayor) que normalmente no se acostumbra a ser trasladado al lugar de falla por la cuadrilla, acceder al repuesto toma un tiempo considerable, por esto la cuadrilla trata de recuperar la mayor cantidad de tramos posible o realizar una reparación provisional mientras se accede a la pieza requerida. Cuando este caso ocurre el tiempo de indisponibilidad tiene un aumento considerable, por lo cual las empresas están en la obligación de realizar

mantenimiento preventivo en estos elementos buscando disminuir el número de fallas que se presentan.

#### **4.10. TIEMPO DE REPARACIÓN Y MONTAJE (Trm)**

Si el daño no es considerado como falla mayor, la cuadrilla tiene que realizar la reparación inmediata en el sitio o reponer el elemento fallado, pero si el daño es grave, se debe informar al CC el cual según los datos proporcionada por la cuadrilla analiza junto con esta la posibilidad de realizar una reparación provisional para reestablecer el servicio rápidamente y genera posteriormente una orden de mantenimiento programado para que se efectúe la reparación apropiada. La duración de estos mantenimientos programados no esta contemplada en el cálculo de los índices de calidad por lo tanto no serán tratados en este documento. Cuando no hay manera de realizar la reparación provisional o si no es autorizada por el CC, la cuadrilla realiza todas las actividades necesarias para la reparación de la falla tomándose el tiempo requerido para el traslado de los elementos a remplazar si no se cuenta con ellos y su montaje o simplemente las reparaciones pertinentes en el lugar.

#### **4.11. TIEMPO DE DESCONEXIÓN DE SEGURIDAD (Tds)**

Se contempla el tiempo empleado por la cuadrilla para retirar las puestas a tierra colocadas antes de la reparación y volver a la normalidad los cambios hechos como medida de seguridad en el inicio del mantenimiento tales como, separar las fases, quitar señalizaciones, quitar el bloqueo (enclavamiento) en seccionadores, fuentes de tensión y demás procedimientos, los cuales se muestran anexo B.

#### **4.12. TIEMPO DE PRUEBA (Tp)**

Periodo necesario para realizar las pruebas de funcionamiento y revisión final del trabajo. No todas las reparaciones requieren de pruebas de los equipos en el lugar de la falla, por que se asume que los elementos usados para el cambio cuentan con las respectivas pruebas realizadas por el fabricante estipuladas por las normas o en el caso de ser elementos reparados el departamento encargado del mantenimiento de equipos esta obligado a realizar las pruebas básicas requeridas para garantizar el buen funcionamiento del equipo en la red. Sin embargo antes de dar una reparación por terminada la cuadrilla debe asegurar que la red haya quedado en condiciones óptimas de funcionamiento, es decir que las conexiones, los puntos donde se ha ponchado o apretado, etc., estén hechos adecuadamente.

#### **4.13. TIEMPO DE RESTABLECIMIENTO ( $T_{rs}$ )**

En este tiempo se contempla las actividades tales como el cierre de seccionadores, cuchillas o elementos de seccionamiento que han sido abiertos para aislar la zona de trabajo. Posteriormente es necesario que la cuadrilla pida autorización al CC para realizar las maniobras pertinentes para reenergizar el circuito ya sea directamente por la cuadrilla o por el operador de la subestación tras la orden del CC.

#### **4.14. TIEMPO DE DESCONEXIÓN DE LAS SUPLENCIAS ( $T_v$ )**

Este intervalo está enfocado principalmente al tiempo tomado para comunicarse con el CC y tras obtener su autorización realizar la desconexión de las suplencias en los tramos no afectados aguas abajo y su posterior reenergización volviendo a su configuración original.

En la mayoría de los casos a no ser que se cuente con elementos de seccionamiento con telecomando, es necesario estimar un tiempo del total de interrupción para realizar esta tarea ya que se debe tener presente la distancia a recorrer entre la zona de falla y el lugar donde se encuentra la suplencia.

## Capítulo 5

# APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

En este capítulo se estudian algunos sistemas de distribución, con el objeto de ilustrar la metodología planteada en este proyecto. De igual manera, se estima el tiempo para cada uno de los intervalos de indisponibilidad basados en documentos analizados en la revisión bibliográfica. Se procede a cuantificar de manera comparativa la incidencia de la localización en el procedimiento de atención de fallas.

### 5.1. TOPOLOGÍA DE LOS CIRCUITOS MODELO

Los circuitos a utilizar en este análisis son los planteados en la sección 3.2 correspondientes a los cuatro grupos de calidad presentados en Colombia. Cada circuito presenta elementos de corte comunes, que pueden tener cualquier empresa de distribución de energía eléctrica.

#### 5.1.1. Nomenclatura

La nomenclatura utilizada en los diagramas es la mostrada en la figura 5.1.

### 5.2. ANÁLISIS DE CIRCUITOS

Para realizar el análisis de los circuitos se consideran cuatro topologías una para cada grupo de calidad.

#### 5.2.1. Sistema con varias suplencias

El siguiente es un ejemplo teórico constituido por el sistema que se encuentra en la figura 5.216, el cual es un circuito radial con dos suplencias, con una topología similar a la

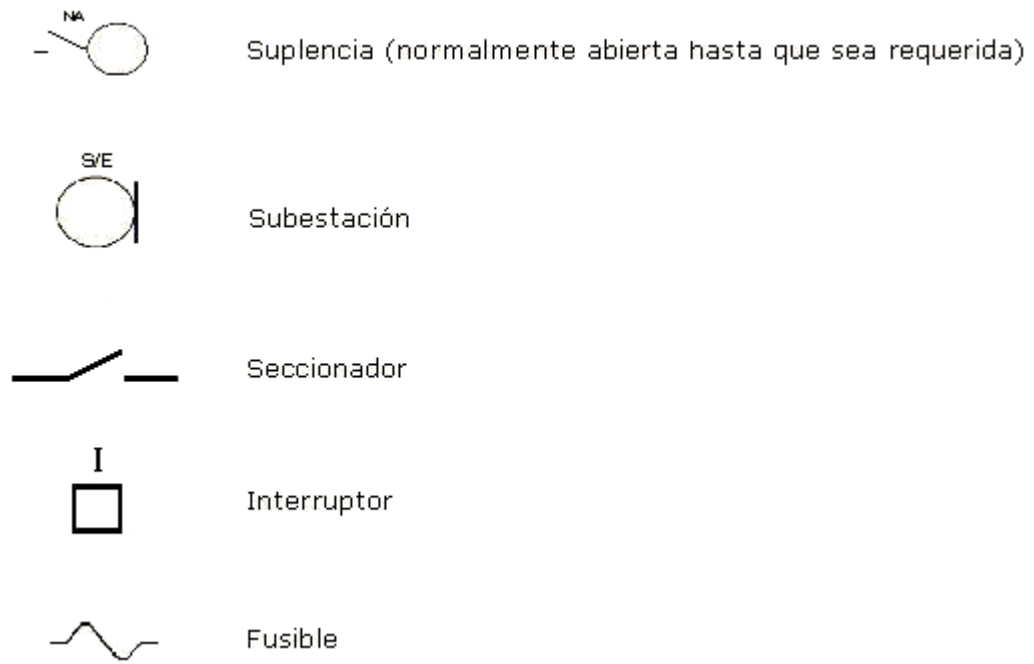


Figura 5.1: Elementos que conforman los circuitos

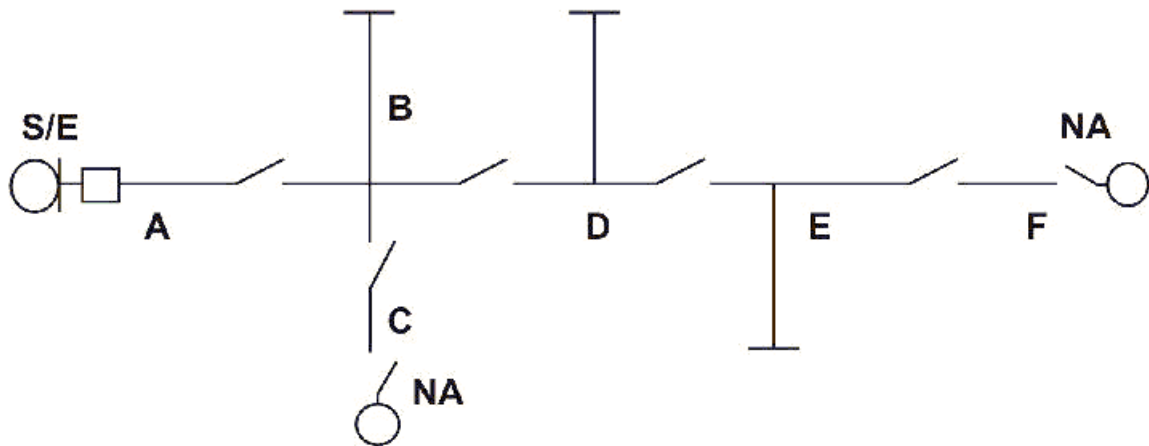


Figura 5.2: Circuito grupo de calidad I

Tramo	A	B	C	D	E	F
Long [km]	0,25	0,5	0,25	0,5	1	0,25
Usuarios	65	91	46	90	182	40
$b$ [falla/(año-km)]	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9

Cuadro 5.1: Datos del circuito del grupo de calidad I

presentada por la CREG para el grupo de calidad I [6]. Para este caso se seleccionó un circuito en donde los elementos de corte presentes son seccionadores sin telecomandos.

En este ejemplo los elementos de corte seleccionados son cinco seccionadores y un interruptor principal en la subestación. Los tramos principales del alimentados son A y F y un tramo lateral C, los tramos B, D, E tienen dos características comunes, se derivan de la línea principal y no tienen ningún elemento de corte que los separe de esta. Hay que tener presente que el alimentador se encuentra ubicado en el inicio del circuito, específicamente en el tramo A. Este circuito cuenta con dos suplencias en C y F que permiten energizar algunos tramos del circuito mientras se realizan las reparaciones necesarias en el tramo fallado.

Los datos de longitud, número de usuarios fueron escogidos tomando como base el documento CREG 69 del 2004 [8] que posee datos típicos para este grupo de calidad, de igual manera el valor de tasa de falla por kilómetro es tomado de valores promedio de interrupciones totales de los circuitos del grupo I de la empresa CODENSA S.A. mostrados en los reportes de índices de calidad correspondientes al año 2001 [4]. Para este caso se asume que todos los tramos tienen la misma tasa obtenida de la división del valor anual de interrupciones sobre la longitud del circuito (ver tabla 5.1).

Para este sistema, se ha supuesto que los elementos de protección y maniobras son plenamente confiables, localizándose las fallas solamente en los diferentes tramos del alimentador.

A continuación se estimarán los valores para los intervalos de tiempo planteados en la metodología, tomando como base el estudio CREG sobre procedimientos técnicos y tiempos admisibles, en el cual establecen valores de tiempos para la reposición de una falla por grupos de calidad partiendo de la información reportada por los ORs [5] (ver tabla 5.2).

Al fallar uno de los tramos del circuito (tramo B) se deben conectar las dos suplencias al tiempo lo cual implica un tiempo mayor de conexión y desconexión que en los casos en que no se cuenta con suplencias o hay solo una.

	Td	Te	Tp	Tt	Tl	Tsc	Tmt	Ts	Tlg	Trm	Tds	Tpr	Tv	Trs	Total
Tiempo (minuto)	10	20	15	10	30	15	25	15	0	120	15	5	25	15	320
Tiempo (horas)	0,16	0,33	0,25	0,16	0,5	0,25	0,42	0,25	0	2	0,25	0,08	0,42	0,25	5,33

Cuadro 5.2: Tiempos para el circuito del grupo de calidad I

Estados	Duración [minutos]	Duración [horas]
N	0	0
R	100	1,6667
T	150	2,5
I	270	4,5
IE	295	4,9167

Cuadro 5.3: Tiempos de interrupción asociados a los estados del circuito del grupo de calidad I

Como se establece un tiempo promedio de 20 min. para cada maniobra en la suplencia y en este ejemplo hay tres casos en donde es necesario conectar una sola suplencia correspondientes a las fallas en los tramos A, D, E y otro caso en donde se deben conectar las dos suplencias, falla tramo B, haciendo que los intervalos Tmt y Tv duren del doble del tiempo (Tmt=40 y Tv=40 min.), se ha calculado un promedio entre estos tiempos ya que un solo valor es empleado para simular las fallas en cada tramo, logrando de esta manera compensar la duración de Tmt y Tv en los casos mencionados inicialmente con el caso de la falla en el tramo B, estimando una duración para estos intervalos de 25 min.

▪ **Obtención de los índices DES y FES sin los datos de localización**

Al realizar la sumatoria de los intervalos de tiempo asociados a cada estado (ver tabla 3.6) se obtienen los valores mostrados en la tabla 5.3.

La matriz de estados que se obtiene al simular fallas en cada uno de los tramos del sistema se encuentra en la tabla 5.4.

Aplicando los tiempos correspondientes a cada estado, a la matriz anterior, se determina la duración de la interrupción por tramos, así como el tiempo total de la interrupción, cuando falla cada tramo, que se encuentra en las diagonales de la matriz (ver tabla 5.5).

	A	B	C	D	E	F
A	IE	T	T	T	T	T
B	R	IE	T	T	T	T
C	R	R	I	R	R	R
D	R	R	R	IE	T	T
E	R	R	R	R	IE	T
F	R	R	R	R	R	I

Cuadro 5.4: Matriz de estados del circuito del grupo de calidad I

	A	B	C	D	E	F
A	4,9167	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
B	1,6667	4,9167	2,5	2,5	2,5	2,5
C	1,6667	1,6667	4,5	1,6667	1,6667	1,6667
D	1,6667	1,6667	1,6667	4,9167	2,5	2,5
E	1,6667	1,6667	1,6667	1,6667	4,9167	2,5
F	1,6667	1,6667	1,6667	1,6667	1,6667	4,5

Cuadro 5.5: Duración de la interrupción por tramos [h]

	A	B	C	D	E	F
A	0,725	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
B	1,45	1,45	2,9	2,9	2,9	2,9
C	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725
D	1,45	1,45	1,45	1,45	2,9	2,9
E	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	5,8
F	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725	0,725
Total FES	7,975	8,7	10,15	10,15	11,6	14,5

Cuadro 5.6: Matriz de interrupciones (falla/año) para el circuito del grupo de calidad I con los valores del índice FES anuales por tramo

	A	B	C	D	E	F
A	3,5646	3,625	3,625	3,625	3,625	3,625
B	2,4167	7,1292	7,25	7,25	7,25	7,25
C	1,2083	1,2083	3,2625	1,2083	1,2083	1,2083
D	2,4167	2,4167	2,4167	7,1292	7,25	7,25
E	4,8333	4,8333	4,8333	4,8333	14,258	14,5
F	1,2083	1,2083	1,2083	1,2083	1,2083	3,2625
Total	15,648	20,421	22,596	25,254	34,8	37,096

Cuadro 5.7: Tiempo de indisponibilidad anual para el circuito del grupo de calidad I [h]

Partiendo de los datos seleccionados para el circuito sobre fallas anuales por kilómetro presentados en la tabla 5.1, y el paso V explicado en la sección 3.4, se calcula la matriz de interrupciones, la cual muestra en cada fila las interrupciones anuales en cada tramo debido a una falla en el tramo correspondiente y al sumar cada una de sus columnas se encuentra el número de interrupciones anuales para cada tramo (FES) como se muestra en la tabla 5.6.

Posteriormente se obtiene el tiempo de indisponibilidad total del servicio multiplicando cada casilla de la matriz de duración de interrupciones por las de la matriz de tasa de falla obteniendo los valores de DES para cada uno de los tramos al sumar los valores de cada columna (ver tabla 5.7).

Como se consideró inicialmente que el alimentador se encuentra en la cabecera del circuito (Tramo A) el valor de los índices de calidad DES y FES del circuito, corresponden al tiempo total de interrupción para este tramo mostrado en la ecuación 5.1 y su respectivo número de interrupciones encontrados en la tabla 5.6.

$$DESC = \sum_{j=1}^{nt} Ta_j = 15,648 \quad (5.1)$$

Donde:

Taj: Tiempo total de interrupción ante una falla en el tramo j.

Nt: Numero total de tramos.

Teniendo presente que la resolución CREG91\_2004 [22] hace referencia al cálculo de los índices de calidad por usuario, se han estimado los valores para este caso en la tabla 5.8.

Tramos	A	B	C	D	E	F
DES[h]	15,648	20,421	22,596	25,254	34,8	37,096

Cuadro 5.8: Valores de DES por tramo del circuito del grupo de calidad I

Estados	Duración [minutos]	Duración [horas]
N	0	0
R	65	1,0833
T	115	1,9167
I	235	3,9167
IE	260	4,3333

Cuadro 5.9: Tiempos de interrupción asociados a los estados del circuito del grupo de calidad I, contando con datos de localización

Como todos los usuarios, en un mismo tramo están expuestos al mismo número de interrupciones, el valor de DES por tramo es el correspondiente al índice de calidad DES para cada usuario.

▪ **Obtención de los índices DES y FES considerando los datos de localización de fallas**

Contando con la información correspondiente a la localización de la falla, se considera que los tiempos afectados directamente por estos datos son el tiempo de estimación del lugar de la falla ( $T_e$ ) y el tiempo de localización ( $T_l$ ), por lo cual estos intervalos tienen una disminución a 5 y 10 minutos respectivamente, mientras que los demás tiempos permanecen iguales. De esta manera se apreciará la diferencia en duración y demás índices evaluados entre este caso y cuando no se cuenta con los datos de localización.

Los valores de tiempos para cada estado contemplando los cambios en  $T_e$  y  $T_l$  se encuentran en la tabla 5.9.

Como se trata del mismo circuito la matriz de estados permanece igual, pero la duración de las interrupciones cambian notablemente como se percibe en la tabla 5.10.

La matriz de interrupciones anuales no varía con el cambio de los tiempos, ya que depende únicamente de las fallas anuales por kilómetro ( $b$ ) y el número de usuarios, que se mantienen constantes para el análisis del sistema. De igual manera los valores calculados

	A	B	C	D	E	F
A	4,3333	1,9167	1,9167	1,9167	1,9167	1,9167
B	1,0833	4,3333	1,9167	1,9167	1,9167	1,9167
C	1,0833	1,0833	3,9167	1,0833	1,0833	1,0833
D	1,0833	1,0833	1,0833	4,3333	1,9167	1,9167
E	1,0833	1,0833	1,0833	1,0833	4,3333	1,9167
F	1,0833	1,0833	1,0833	1,0833	1,0833	3,9167

Cuadro 5.10: Duración de la interrupción por tramos [h] con los datos de localización para el circuito del grupo de calidad I

	A	B	C	D	E	F
A	3,1417	2,7792	2,7792	2,7792	2,7792	2,7792
B	1,5708	6,2833	5,5583	5,5583	5,5583	5,5583
C	0,7854	0,7854	2,8396	0,7854	0,7854	0,7854
D	1,5708	1,5708	1,5708	6,2833	5,5583	5,5583
E	3,1417	3,1417	3,1417	3,1417	12,567	11,117
F	0,7854	0,7854	0,7854	0,7854	0,7854	2,8396
Total	10,996	15,346	16,675	19,333	28,033	28,638

Cuadro 5.11: Tiempo total de indisponibilidad anual [h] con datos de localización para el circuito del grupo de calidad I

para el índice FES permanecen constantes ya que a pesar de disminuir dos de los intervalos de tiempo, aun se siguen presentado cortes superiores al valor establecido para una interrupción instantánea (1 min.).

De igual manera que en el caso anterior se calcula la matriz del tiempo total de indisponibilidad de la cual se obtiene los valores de DES (ver tabla 5.11).

De donde se toman los valores de DES para el circuito con el alimentador en el tramo A y los valores por tramo (ver tabla 5.12).

$$DESC = \sum_{j=1}^{nt} Ta_j = 10,996 \quad (5.2)$$

La comparación de los valores de índices obtenidos para ambos casos se realiza en la sección **6.2.1**.

Tramos	A	B	C	D	E	F
DES[h]	10,996	15,346	16,675	19,333	28,033	28,638

Cuadro 5.12: Valores DES por tramo con datos de localización para el circuito del grupo de calidad I

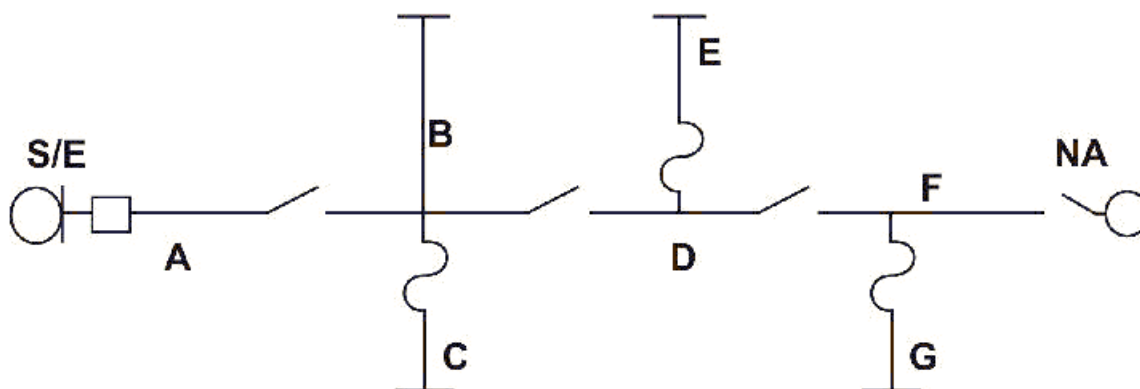


Figura 5.3: Circuito para el grupo de calidad II

### 5.2.2. Sistema radial con suplencia

Para el siguiente ejemplo se ha tomado un circuito con una suplencia en uno de sus extremos. Se utiliza en algunas partes del circuito fusibles como elementos de corte con el objetivo de poder apreciar el estado Normal. Este sistema corresponde a un modelo de circuito del grupo de calidad II [6] (ver figura 5.3).

Los datos del circuito se presentan en la tabla 5.13.

Entre los tiempos para este circuito se ha estimado un tiempo de logística, suponiendo que los elementos necesarios para la reparación de la falla no los posee la cuadrilla y es necesario el transporte de estos hasta la zona (ver tabla 5.14).

Tramo	A	B	C	D	E	F	G
Long [km]	0,5	1,5	1	0,25	0,5	0,5	0,25
Usuarios	95	380	510	345	250	120	150
$b$ [falla/(año-km)]	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

Cuadro 5.13: Datos del circuito del grupo de calidad II

	Td	Te	Tp	Tt	Tl	Tsc	Tmt	Ts	Tlg	Trm	Tds	Tpr	Tv	Trs	Total
Tiempo (min.)	10	20	15	10	50	15	20	15	30	120	15	5	20	15	360
Tiempo (horas)	0,16	0,33	0,25	0,16	0,83	0,25	0,33	0,25	0,5	2	0,25	0,08	0,33	0,25	6

Cuadro 5.14: Tiempos para el circuito del grupo de calidad II

	A	B	C	D	E	F	G
A	IE	T	T	T	T	T	T
B	R	IE	IE	T	T	T	T
C	N	N	I	N	N	N	N
D	R	R	R	IE	IE	T	T
E	N	N	N	N	I	N	N
F	R	R	R	R	R	I	I
G	N	N	N	N	N	N	I

Cuadro 5.15: Matriz de estados del circuito del grupo de calidad II

Obtención de los índices DES y FES sin los datos de localización Al construir la matriz de estados se puede ver, que cuando ocurre una falla en los tramos en que hay fusibles, ellos seccionan el tramo evitando que los demás tengan una interrupción del servicio de energía eléctrica, por esta razón los otros tramos quedan en estado normal (ver tabla 5.15).

Al realizar la sumatoria de los intervalos de tiempo asociados a cada estado y remplazarlos en la matriz de estados presentada en tabla 5.15 se obtiene la duración de la interrupción por tramos y multiplicando cada casilla de esta por las de la matriz de interrupciones anuales para este circuito, de la cual se obtiene los valores de FES presentes en la tabla 5.16, se halla los valores del tiempo total de indisponibilidad anual que se encuentra en la tabla 5.17.

Asumiendo que los elementos de medición para los índices se encuentran ubicados en el tramo A, el valor de los índices del circuito es el correspondiente al total del primer tramo.

▪ **Obtención de los índices DES y FES considerando los datos de localización de fallas**

Al tomar los valores de 5 y 10 minutos para los intervalos Te y Tl como en el circuito del grupo I y manteniéndose constante los demás valores. Se halla la sumatoria de tiempos

	A	B	C	D	E	F	G
A	1,55	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
B	4,65	4,65	4,65	9,3	9,3	9,3	9,3
C	0	0	3,1	0	0	0	0
D	0,775	0,775	0,775	0,775	0,775	1,55	1,55
E	0	0	0	0	1,55	0	0
F	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
G	0	0	0	0	0	0	0,775
Total FES	8,525	10,075	13,175	14,725	16,275	15,5	16,275

Cuadro 5.16: Matriz de interrupciones (falla/año) para el circuito del grupo de calidad II con los valores del índice FES anuales por tramo

	A	B	C	D	E	F	G
A	8,7833	8,2667	8,2667	8,2667	8,2667	8,2667	8,2667
B	9,3	26,35	26,35	24,8	24,8	24,8	24,8
C	0	0	16,5333	0	0	0	0
D	1,55	1,55	1,55	4,3917	4,3917	4,1333	4,1333
E	0	0	0	0	8,2667	0	0
F	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	8,2667	8,2667
G	0	0	0	0	0	0	4,1333
Total DES	22,7333	39,267	55,8	40,558	48,825	45,467	49,6

Cuadro 5.17: Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad II con los valores del índice DES por tramo

	A	B	C	D	E	F	G
A	4,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75	1,75
B	1,0833	4,75	4,75	1,75	1,75	1,75	1,75
C	0	0	4,4167	0	0	0	0
D	1,0833	1,0833	1,0833	4,75	4,75	1,75	1,75
E	0	0	0	0	4,4167	0	0
F	1,0833	1,0833	1,0833	1,0833	1,0833	4,4167	4,4167

Cuadro 5.18: Duración de la interrupción por tramos [h] para el grupo de calidad II aplicando datos de localización

	A	B	C	D	E	F	G
A	7,3625	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425	5,425
B	5,0375	22,088	22,0875	16,275	16,275	16,275	16,275
C	0	0	13,6917	0	0	0	0
D	0,839583	0,8396	0,83958	3,6813	3,6813	2,7125	2,7125
E	0	0	0	0	6,8458	0	0
F	1,679167	1,6792	1,67917	1,6792	1,6792	6,8458	6,8458
G	0	0	0	0	0	0	3,4229
Total DES[h]	14,91875	30,031	43,7229	27,06	33,906	31,258	34,681

Cuadro 5.19: Tiempo de indisponibilidad anual para el circuito del grupo II con los valores del índice DES por tramo aplicando datos de localización

Tramo	A	B	C	D	E	F
Long [km]	0,5	1,5	1,5	2	1	0,5
Usuarios	83	95	65	170	65	52
<i>b</i> [falla/(año km)]	2,5	1,2	2,5	2,5	0,8	2,5

Cuadro 5.20: Datos del circuito del grupo de calidad III

asociados a cada estado y remplazándolos en la matriz de estados se obtiene el tiempo de interrupción para los tramos (ver tabla 5.18).

Finalmente con la multiplicación de la tabla 5.18 y la matriz de interrupciones correspondiente a este circuito, tabla 5.16, se calcula el índice DES que se muestra en la tabla 5.19.

De esta forma se puede apreciar la reducción que presenta el índice DES tanto para el circuito como para cada uno de los valores por tramo respecto al caso en que no se cuenta con la información proporcionada por el sistema de localización de fallas.

### 5.2.3. Sistema radial puro

El siguiente ejemplo corresponde a un circuito completamente radial, como modelo para el grupo de calidad III (ver figura 5.4). Los datos del sistema se presentan en la tabla 5.20.

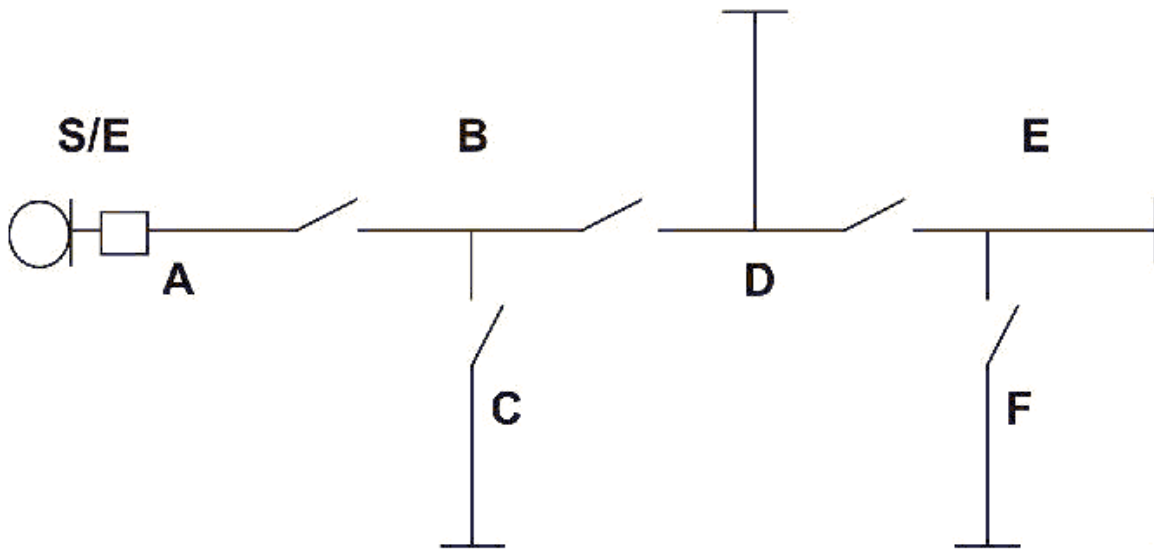


Figura 5.4: Circuito para el grupo de calidad III

	Ta	Te	Tp	Tt	Tl	Tsc	Tmt	Ts	Tlg	Trm	Tds	Tpr	Tv	Trs	Total
Tiempo (min.)	15	20	15	10	60	15	20	15	0	120	15	5	20	15	345
Tiempo (horas)	0.25	0.33	0.25	0.16	1	0.25	0.33	0.25	0	2	0.25	0.08	0.33	0.25	5.75

Cuadro 5.21: Tiempos para el circuito del grupo de calidad III

	A	B	C	D	E	F
A	I	I	I	I	I	I
B	R	I	I	I	I	I
C	R	R	I	R	R	R
D	R	R	R	I	I	I
E	R	R	R	R	I	I
F	R	R	R	R	R	I

Cuadro 5.22: Matriz de estados del circuito del grupo de calidad III

	A	B	C	D	E	F
A	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
B	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
C	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75	3,75
D	5	5	5	5	5	5
E	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
F	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Total FES	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85	13,85

Cuadro 5.23: Matriz de interrupciones (falla/año) del circuito del grupo de calidad III con los valores del índice FES anuales por tramo

La tabla 5.21 presenta los valores de los tiempos correspondientes para este ejemplo y la tabla 5.22 muestra la matriz de estados para este circuito.

▪ **Obtención de los índices DES y FES sin los datos de localización**

Al no presentar suplencias, este circuito no tiene tramos transferibles ni irrestablecibles con espera y por la ausencia de fusibles, no hay elementos que interrumpan el servicio en los tramos fallados sin afectar los demás, por lo tanto el estado normal tampoco hace parte de este sistema.

Siguiendo la metodología propuesta en los dos ejemplos anteriores se calcula la matriz de interrupciones (ver tabla 5.23) de donde se obtiene el índice FES y la matriz de tiempo de indisponibilidad anual (ver tabla 5.24) de donde se halla los valores del DES.

De la tabla 5.24 se obtiene que el valor del índice de calidad DES para el circuito con el alimentador ubicado en el tramo A es de 34,704 horas.

▪ **Obtención de los índices DES y FES considerando los datos de localización de fallas**

Al disminuir el valor de los intervalos  $T_e$  y  $T_l$  a 5 y 10 min. como en los ejemplos anteriores teniendo en cuenta que se dispone del sistema de localización de fallas, se obtienen los valores del índice DES mostrados en la tabla 5.25.

El análisis de los resultados obtenidos para este circuito se realiza en el siguiente capítulo.

	A	B	C	D	E	F
A	6,3542	6,3542	6,3542	6,3542	6,3542	6,3542
B	4,05	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15
C	8,4375	8,4375	19,063	8,4375	8,4375	8,4375
D	11,25	11,25	11,25	25,417	25,417	25,417
E	1,8	1,8	1,8	1,8	4,0667	4,0667
F	2,8125	2,8125	2,8125	2,8125	2,8125	6,3542
Total DES	34,704	39,804	50,429	53,971	56,238	59,779

Cuadro 5.24: Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad III con los valores del índice DES por tramo

	A	B	C	D	E	F
A	5	5	5	5	5	5
B	2,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
C	4,375	4,375	15	4,375	4,375	4,375
D	5,8333	5,8333	5,8333	20	20	20
E	0,9333	0,9333	0,9333	0,9333	3,2	3,2
F	1,4583	1,4583	1,4583	1,4583	1,4583	5
Total DES	19,7	24,8	35,425	38,967	41,233	44,775

Cuadro 5.25: Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad III con los valores del índice DES por tramo usando datos de localización



Figura 5.5: Circuito para grupo de calidad IV

Tramo	A	B	C
Long [km]	8	3,5	2,5
Usuarios	96	42	30
<i>b</i> [falla/(año km)]	0,57	0,57	0,57

Cuadro 5.26: Datos del circuito grupo de calidad IV

	Ta	Te	Tp	Tt	Tl	Tsc	Tmt	Ts	Tlg	Trm	Tds	Tpr	Tv	Trs	Total
Tiempo (min)	20	20	20	60	60	25	30	15	0	120	15	5	30	25	445
Tiempo (horas)	0.33	0.33	0.33	1	1	0.42	0.5	0.25	0	2	0.25	0.08	0.5	0.42	7.416

Cuadro 5.27: Tiempos para el circuito grupo de calidad IV

#### 5.2.4. Sistema rural

El último de los grupos de calidad es el IV correspondiente a áreas rurales. El circuito tomado como modelo para este grupo es el mostrado en la figura 5.5. Los datos para el circuito se presentan en la tabla 5.26 y los tiempos considerados para este caso se dan en la tabla 5.27.

##### ▪ Obtención de los índices DES y FES sin los datos de localización

Los estados de este sistema se presentan en la matriz de la tabla 5.28.

Siguiendo el mismo procedimiento de los casos anteriores, se obtienen los valores del índice FES y tiempo de indisponibilidad anual; de donde se hallan los valores del índice DES; mostrados en las tablas 5.29 y 5.30 respectivamente.

	A	B	C
A	IE	T	T
B	R	IE	T
C	R	R	I

Cuadro 5.28: Matriz de estados del circuito del grupo de calidad IV

	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>A</b>	4,56	9,12	9,12
<b>B</b>	1,995	1,995	3,99
<b>C</b>	1,425	1,425	1,425
<b>Total FES</b>	7,98	12,54	14,535

Cuadro 5.29: Matriz interrupciones (falla/año) del circuito del grupo de calidad IV con los valores del índice FES anuales por tramo

	<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>
<b>A</b>	31,54	40,28	40,28
<b>B</b>	6,81625	13,79875	17,6225
<b>C</b>	4,86875	4,86875	9,14375
<b>Total DES</b>	43,225	58,9475	67,0463

Cuadro 5.30: Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad VI con los valores del índice DES por tramo

	A	B	C
A	26,98	31,16	31,16
B	4,82125	11,80375	13,6325
C	3,44375	3,44375	7,71875
Total	35,245	46,4075	52,5113

Cuadro 5.31: Tiempo de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad IV con los valores del índice DES por tramo usando datos de localización

De la tabla 5.30 se obtiene que el valor del índice DES para el circuito del grupo de calidad IV es de 43,225 horas.

▪ **Obtención de los índices DES y FES considerando los datos de localización de fallas**

Con la implementación del sistema de localización de fallas igual que en los casos anteriores se disminuyen los intervalos  $T_e$  y  $T_l$ , pero en esta caso a unos valores de 5 y 15 minutos respectivamente, ya que aunque los datos de localización sean adecuados, la zona rural puede presentar una geografía accidentada o las líneas se pueden encontrar en zonas con demasiada vegetación lo cual dificultaría su acceso.

Remplazando los anteriores valores se calcula de nuevo la matriz de indisponibilidad anual de igual manera que en los casos anteriores (ver tabla 5.31).

Finalmente se encuentra que el índice DES para este circuito al contar con la localización de la falla es de 35,245 horas el cual estaría por debajo del valor establecido por la CREG como máximo que es de 39 horas.

### 5.3. DISMINUCIÓN DEL ÍNDICE FES

Una forma de estimar la influencia de los datos de localización y contemplar la disminución en el índice de calidad FES, se observa al implementar medidas correctivas ante eventos repetitivos que afectan la continuidad del suministro de una forma transitoria o permanente, los cuales son localizados en un mismo lugar en un periodo corto de tiempo, entiéndase por esto varias veces en un día, semana o mes.

Al contar con los datos de localización se hace fácil apreciar que existen zonas específicas en donde se presentan fallas continuas, por esta razón la empresa debe identificar las causas y tomar medidas para evitar que se repitan frecuentemente. Estas actividades correctivas involucran directamente a la sección de mantenimiento, al tener que realizar inspecciones

periódicas en estas zonas de riesgo para eliminar todo tipo de elementos que puedan entrar en contacto con las líneas. Con la anterior estrategia se puede disminuir a futuro el número total de interrupciones que se presentan en los circuitos a los que pertenecen estas zonas proporcionando una mejor calidad de energía y un posible ahorro en las compensaciones cuando se excede el valor máximo admisible para el índice FES.

Existen otros casos en los que ocurren interrupciones transitorias producidas por factores que son difíciles de tratar tales como descargas atmosféricas por ser impredecibles o el contacto de ramas con las líneas causado por fuertes vientos, ya que en algunos casos las cuadrillas se ven imposibilitados para el corte de las ramas o árboles por encontrarse protegidos por entidades ambientales trayendo consigo implicaciones legales. Por esta razón la recuperación de fallas producidas por los casos anteriores, entre otros, pueden realizarse con la ayuda de elementos de corte y seccionamiento que tengan cierto nivel tecnológico, logrando con esto reducir la duración total de las interrupciones y en algunos casos lograr valores inferiores a los establecidos en la resolución CREG 96 de 2000 como el tiempo máximo para no considerar el corte en el cálculo de los índices de calidad, obteniendo micro cortes inferiores a un minuto que es el valor actualmente establecido por norma.

### **5.3.1. Uso de reconectores y seccionadores**

Según las estadísticas se ha determinado que el 85 por ciento las fallas que se producen en las líneas aéreas son a tierra y transitorias, causadas principalmente por descargas atmosféricas, contacto con ramas de árboles, por contactos de aves de gran tamaño y otros incidentes de este tipo [25]. Las protecciones utilizadas habitualmente en las redes eléctricas aéreas, muchas veces no tienen capacidad para discernir entre una falla permanente y una transitoria, en consecuencia actúan, abriendo el circuito, cada vez que hay un evento en la línea donde están instalados.

Bajo las anteriores condiciones se ha contemplado la siguiente opción con el fin de ver la disminución índice FES.

Contando con el software que proporciona la localización, se emplea un periodo de evaluación en el cual se determinan las zonas de riesgo y los respectivos circuitos en los cuales se producen un mayor número de fallas ya sean transitorias o permanentes, posteriormente se procede a la instalación de reconectores y seccionadores en los circuitos.

Los equipos considerados para instalación en las líneas tienen los efectos que se presentan a continuación:

**-Reconector:** Abre el circuito cuando está en presencia de una falla, después de un periodo de tiempo se cierra y si la falla ha sido despejada su trabajo termina y el sistema continua funcionando normalmente, en caso contrario, si la falla no ha sido despejada

FALLA PERMANENTE	FALLA TRANSITORIA
<p>1) El reconectador percibe la existencia de una falla y abre el circuito.</p> <p>2) El seccionizador ve que hay una falla de tensión y corriente de cortocircuito.</p> <p>3) El reconectador cierra el circuito y la falta persiste: el seccionizador también ve que persiste la falla.</p> <p>4) El reconectador abre de nuevo el circuito.</p> <p>5) El seccionizador, que ha visto dos corrientes de cortocircuito y dos fallas de tensión toma la falla como permanente y <math>\Delta T</math> (según el seccionizador usado) segundos después de la apertura del reconectador abrirá también el circuito.</p> <p>6) El reconectador cierra nuevamente el circuito en el que la derivación con falla ha sido separada de la línea por el seccionizador, y continúa el normal suministro de energía al resto del circuito.</p>	<p>1) El reconectador percibe la existencia de una falla y abre el circuito.</p> <p>2) El seccionizador ve una falla de tensión y corriente de cortocircuito.</p> <p>3) El reconectador cierra el circuito y ve que la falla ha desaparecido.</p> <p>4) El seccionizador, que no vuelve a ver corriente de cortocircuito, ni ausencia de tensión, olvidará sus registros transcurridos 30 segundos (según el seccionizador).</p>

Cuadro 5.32: Funcionamiento del reconectador y seccionizador ante fallas permanentes y transitorias

queda abierto tras el ultimo recierre. Estos equipos realizan normalmente tres recierres, pero existen algunos reconectores en capacidad de realizar algunos más [25].

**-Seccionizador:** Es un dispositivo que automáticamente desconecta secciones en falla de un sistema de distribución; normalmente son empleados en sitios aguas-abajo de un reconectador. Los seccionizadores no tienen capacidad para interrumpir corrientes de falla. Estos equipos cuentan las operaciones del reconectador durante condiciones de falla establecidas. Después de un número seleccionado de aperturas del reconectador asociado y cuando este último está abierto, el seccionizador abre y aísla la sección en falla de la línea. Esta operación permite al reconectador cerrar y reestablecer el servicio en las zonas libres de falla. Si la falla es temporal, el mecanismo de operación del seccionizador debe reponerse automáticamente después de un tiempo pre- establecido [24].

En la tabla 5.32 se muestra el funcionamiento de estos dos elementos en un sistema:

Para mostrar los resultados que se pueden obtener con estos equipos se realizan el siguiente ejemplo, pero antes hay que tener presente que el tiempo empleado por los reconectores para realizar sus cortes es cercano a tres minutos por lo tanto este tiempo se contempla para los análisis de los índices de calidad ya que el valor máximo admisible para no considerar el corte en el calculo de los índices de calidad según lo establecido en la resolución

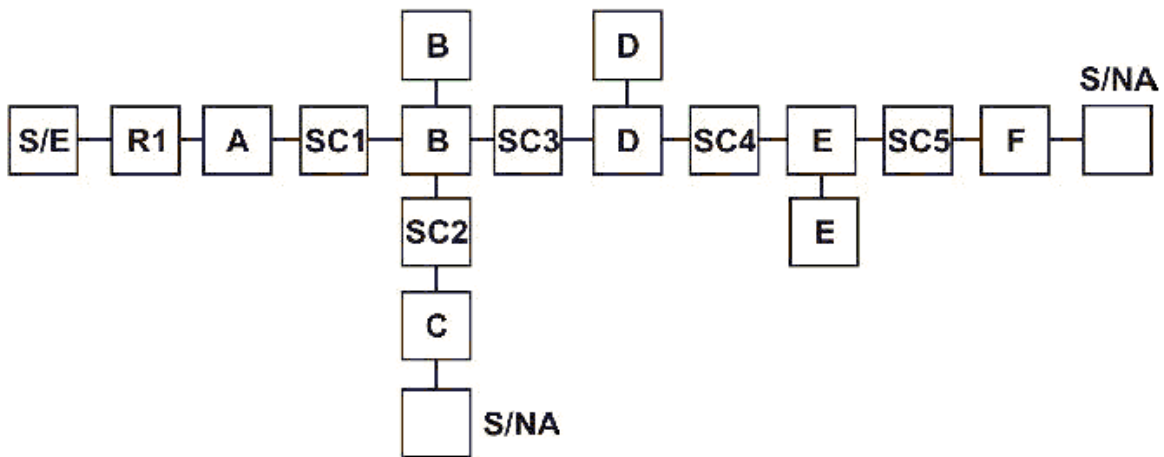


Figura 5.6: Circuito del grupo de calidad I considerando la instalación de seccionadores y reconector

CREG96\_2000 [18] es de un minuto. A partir de esto surgen dos casos viables tanto para la empresa como para los usuarios.

1. Lograr un acuerdo entre las empresas distribuidoras y la entidad reguladora, en el cual las empresas se comprometan a invertir en elementos de mayor tecnología para sus redes a cambio del aumento del tiempo de duración de interrupción del suministro de un minuto a tres. Con esto, el tiempo necesario para la detección y reenergización de los tramos restablecibles (implementando reconectores y seccionadores) se encontraría dentro de lo establecido, por lo cual no se contemplaría incremento en los índices de calidad y se toma como si el servicio fuese continuo en este estado, por lo cual tiene las mismas características que el estado normal.
2. Implementar estos elementos de corte y seccionamiento en los lugares en los que la empresa considere apropiado según sus estudios económicos buscando una disminución del tiempo de reconexión más no la eliminación total de este para los cálculos de los índices.

### 5.3.2. Circuito radial con varias suplencias con seccionadores y reconectores

Retomando el circuito del grupo de calidad I y realizándole cambios en los elementos de interrupción y seccionamiento se obtiene el circuito mostrado en la figura 5.6.

#### CASO 1. Duración permisible de tres minutos

Para este ejemplo se ha supuesto el caso en que la duración por norma de una interrupción es mayor a tres minutos y se usa la siguiente nomenclatura:

	A	B	C	D	E	F
A	IE	T	T	T	T	T
B	N	IE	T	T	T	T
C	N	N	I	N	N	N
D	N	N	N	IE	T	T
E	N	N	N	N	IE	T
F	N	N	N	N	N	I

Cuadro 5.33: Matriz de estados contando con que se dispone de seccionadores y re-conectores

	A	B	C	D	E	F
A	1	2	2	2	2	2
B	0	1	2	2	2	2
C	0	0	1	0	0	0
D	0	0	0	1	2	2
E	0	0	0	0	1	2
F	0	0	0	0	0	1
Total	1	3	5	5	7	9

Cuadro 5.34: N° de interrupciones por tramos para el circuito del grupo de calidad I contando con reconectores y seccionadores

SC: Para los seccionadores

R: Para reconectores

Se obtiene la matriz de estados y la matriz del número de interrupciones cuando falla cada uno de los tramos para el anterior circuito, contemplando los cambios en los elementos, estas matrices se muestran en las tablas 5.33 y 5.34 respectivamente.

Estas matrices son comparadas con las obtenidas previamente para el circuito del grupo de calidad I (tabla 5.4) correspondiente a la matriz de estados y con la matriz del número de interrupciones por tramo que se presenta en la tabla 5.35 (usando interruptores y seccionadores) en donde se observa que el valor final de interrupciones, es mayor para todos los tramos sin el uso de los nuevos elementos de corte y seccionamiento.

De la misma forma que en los ejemplos anteriores se calcula la matriz de tasa de fallas de donde se obtienen los valores del índice FES (ver tabla 5.36), finalmente con los mismos

	A	B	C	D	E	F
A	1	2	2	2	2	2
B	1	1	2	2	2	2
C	1	1	1	1	1	1
D	1	1	1	1	2	2
E	1	1	1	1	1	2
F	1	1	1	1	1	1
Total	6	7	8	8	9	10

Cuadro 5.35: N° de interrupciones por tramos para el circuito del grupo de calidad I usando interruptores y seccionadores

	A	B	C	D	E	F
A	0,725	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
B	0	1,45	2,9	2,9	2,9	2,9
C	0	0	0,725	0	0	0
D	0	0	0	1,45	2,9	2,9
E	0	0	0	0	2,9	5,8
F	0	0	0	0	0	0,725
FES	0,725	2,9	5,075	5,8	10,15	13,775

Cuadro 5.36: Matriz de interrupciones (falla/año) circuito del Grupo de calidad I con los valores del índice FES anuales por tramo, usandoii reconectores y seccionalizadores (3min)

	A	B	C	D	E	F
A	3,1417	2,7792	2,7792	2,7792	2,7792	2,7792
B	0	6,2833	5,5583	5,5583	5,5583	5,5583
C	0	0	2,8396	0	0	0
D	0	0	0	6,2833	5,5583	5,5583
E	0	0	0	0	12,5677	11,1167
F	0	0	0	0	0	2,8396
DES[h]	3,1417	9,0625	11,1771	14,621	26,4625	27,8521

Cuadro 5.37: Tiempo total de indisponibilidad anual [h] para el circuito del grupo de calidad I con datos de localización y usando reconectores y seccionalizadores (3min)

	A	B	C	D	E	F
A	3,1417	2,7792	2,77917	2,7792	2,7792	2,7792
B	0,0725	6,2833	5,55833	5,5583	5,5583	5,5583
C	0,0363	0,0363	2,83958	0,0363	0,0363	0,0363
D	0,0725	0,0725	0,0725	6,2833	5,5583	5,5583
E	0,145	0,145	0,145	0,145	12,567	11,117
F	0,0363	0,0363	0,03625	0,0363	0,0363	2,8396
DES[h]	3,5042	9,3525	11,4308	14,838	26,535	27,888

Cuadro 5.38: Tiempo total de indisponibilidad anual con datos de localización y usando reconectores y seccionadores (1min)

datos de tiempos usados en el ejemplo para el Grupo de calidad I para el caso en que se cuentan con los datos de localización, se hallan los valores para el índice DES para el caso en que se cuenta con reconectores y seccionadores (ver tabla 5.37).

Al comparar estos resultados con los obtenidos en las tablas 5.6 y 5.11 es evidente que se presenta una disminución notable tanto para la duración de las interrupciones como en numero de cortes anuales mostrando una disminución de 90,9% para el caso del índice FESc respecto al caso en que se usa interruptores y seccionadores y un 71.43% para el caso del índice DESc, dejando esta como una alternativa importante para el mejoramiento de los índices de calidad.

### **CASO 2. Duración permisible de un minuto**

Si se contempla ahora la segunda alternativa planteada, con el tiempo de duración permisible de interrupción menor a un minuto, el tiempo empleado para la reconexión de los tramos donde no hay falla ante una falla permanente es de 3 min. que es superior al permisible (1 min.) y el estado restablecible se presenta, por lo tanto para el caso del FES se obtienen los mismos valores que si se utilizara interruptores y seccionadores mientras que para el DES se hallan los datos mostrados en la tabla 5.38.

De igual forma al compararlo con la tabla 5.11 se obtiene una disminución de 7,49 que equivale a una disminución del 68,13% respecto al caso en que se utilizan interruptores y seccionadores.

## Capítulo 6

# ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se realiza un análisis comparativo para validar la utilidad de la metodología establecida y la importancia de contar con un sistema de localización de fallas. La información esta compuesta de datos básicos referentes al índice de calidad DES, realizando una comparación entre la implementación de la metodología contando con el sistema de localización de la falla y sin esta, lo cual se realizó para los circuitos de los grupos de calidad. Esta información es de gran interés para implementar acciones que lleven a mejoras en la operación de sistemas de distribución más exactamente en el área de reparación de daños en redes.

### 6.1. VALORES MÁXIMOS ADMISIBLES

Para cada grupo de calidad se establecen Valores Máximos Admisibles VMA, estos VMA son anuales, pero como las compensaciones se realizan trimestralmente, cada operador de red define sus propios valores para cada trimestre según las características de sus circuitos. Para este análisis se utilizan los valores anuales establecidos en la resolución CREG 113\_2003 [21] (ver tabla 6.1).

GRUPO	DES máximo admisible anual por circuito	FES máximo admisible anual por circuito
1	11	26
2	19	44
3	29	51
4	39	58

Cuadro 6.1: VMA de índices de calidad

## **6.2. ANÁLISIS DE CIRCUITOS**

Para los siguientes análisis de resultados no se ha contemplado el valor del índice FES ya que como se puede observar en el capítulo anterior, en ninguno de los casos, ni los valores de los tramos ni los de los circuitos (tramo A) superan el VMA para este índice, por lo tanto no se realiza compensación por este. Además tampoco se realiza comparaciones entre distintos valores con la aplicación de los datos del sistema de localización de fallas, debido a que este índice no varía al disminuir la duración de los intervalos de tiempo afectados por la localización.

### **6.2.1. Grupo de calidad I**

#### **▪ Intervalos de tiempo**

Para el grupo de calidad I se tomaron los intervalos de tiempo basados en los siguientes tópicos:

Según el procedimiento de atención inmediata de CODENSA S.A. [2] la reparación y restablecimiento de fallas se realiza en un tiempo promedio de cuatro horas, por lo tanto el tiempo total de la interrupción es mayor a este valor para dar valores a los primeros intervalos más acorde a la realidad.

El circuito se encuentra ubicado en un área de importancia donde los usuarios no tardan mucho tiempo en reportar la existencia de la falla.

La empresa distribuidora cuenta con cuadrillas que recorren permanentemente las zonas en donde se encuentran sus redes, o el servicio de reparación se encuentra a cargo de una empresa contratista, con cuadrillas en el área, por lo tanto el tiempo de traslado es corto.

Se supone que la cuadrilla cuenta con las herramientas y equipos necesarios para realizar la reparación o cambio. Por lo tanto no se estima un tiempo de logística.

Se estima que la falla puede ser reparada en un tiempo no mayor a dos horas, luego esta pudo ser producida por problemas en aisladores, cortocircuito, pararrayos entre otros como se encuentra estipulado en el documento CREG, Indicadores de calidad para la continuidad de la prestación de servicios de energía eléctrica transmisión regional y/o distribución local [8].

Para este caso se muestra en la figura 6.1 un esquema con el porcentaje de cada uno de los intervalos que conforman del tiempo total de interrupción, el cual es de 5,33 horas con una duración de  $T_e$  y  $T_l$  de 20 y 30 minutos respectivamente, lo que equivale al 6% y 8% de la

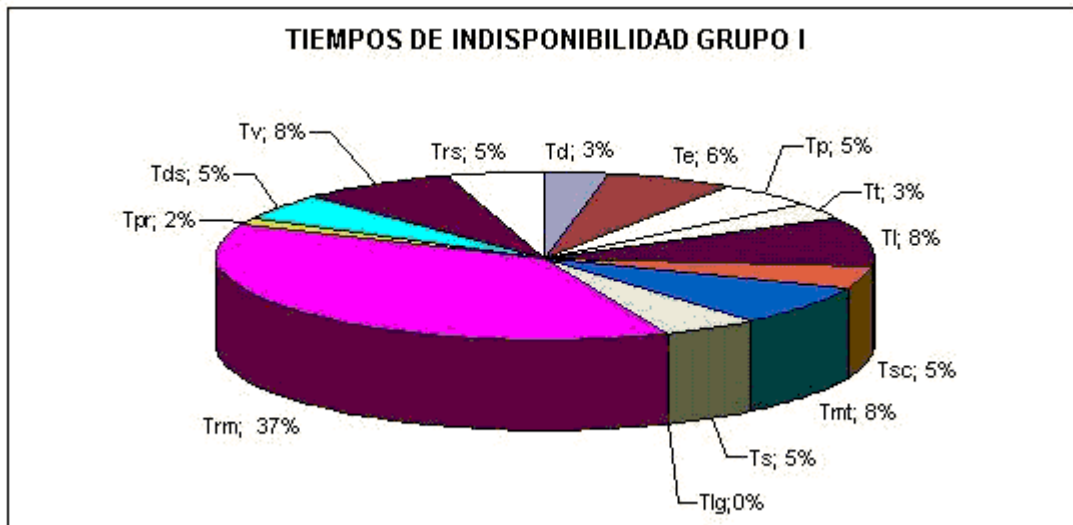


Figura 6.1: Porcentaje de intervalos de tiempo para el circuito del grupo de calidad I

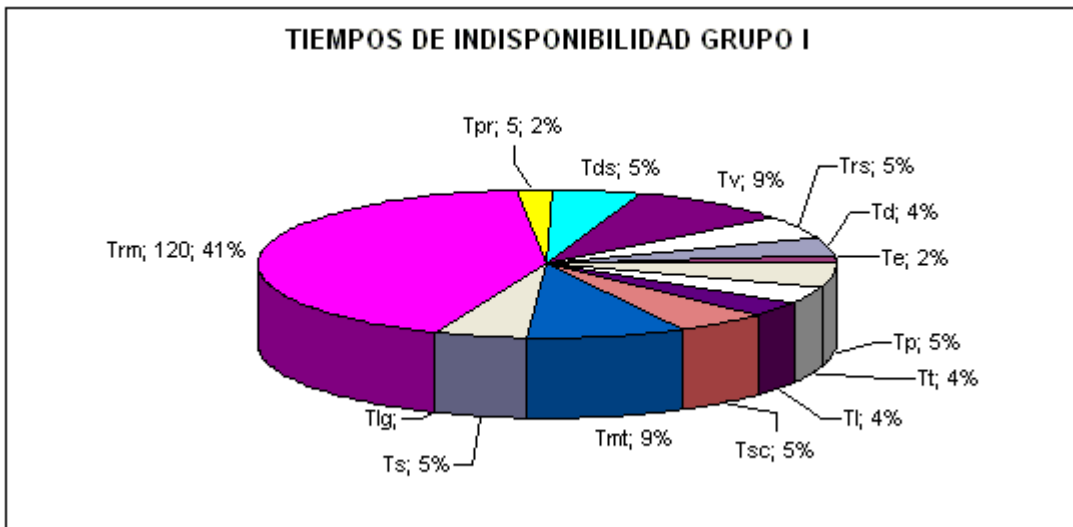


Figura 6.2: Porcentaje de intervalos de tiempo contando con la localización de la falla para el circuito del grupo de calidad I

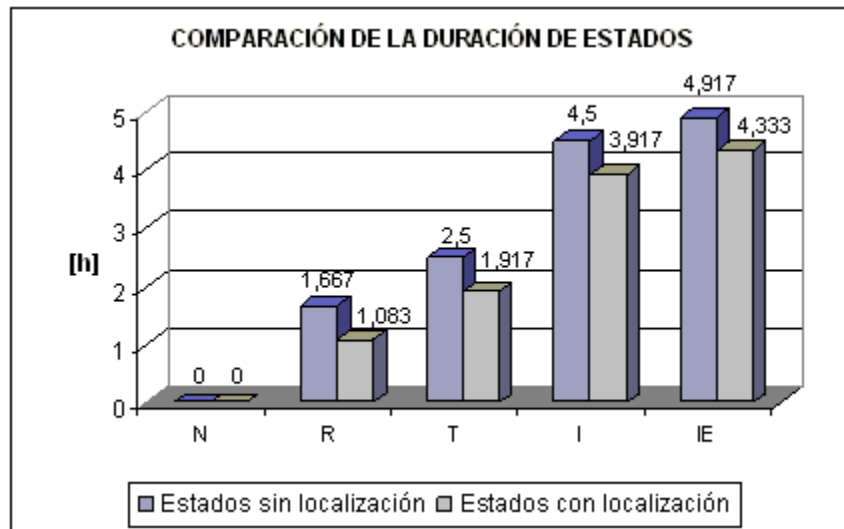


Figura 6.3: Comparación de los estados en horas para el circuito del grupo de calidad I

duración total de la interrupción, pero al contar con la localización de la falla estos intervalos disminuyen (ver figura 6.2). En el tiempo  $T_e$  ya no es necesario la comparación entre los datos proporcionados por los usuarios y las redes de la empresa, evitando con esto incurrir en errores al emplear información poco precisa proporcionada por los usuarios al CAT. En lugar de esto se da un intervalo pequeño en el que se tiene presente el tiempo empleado por el software para dar la localización y un rango de algunos minutos para contemplar las demoras humanas que pueden presentarse o tiempo requerido para confirmar los datos por tarde del CC, disminuyendo este intervalo a una duración aproximada de 5 min. Respecto al tiempo de localización disminuirá al no tener que realizar pruebas de disparo de protecciones, además el área donde ocurre la falla proporcionada por el software es muy pequeña permitiendo visualizar el lugar de la falla rápidamente pero hay que tener presente que en algunos casos es necesario identificar el objeto fallado entre los elementos que se encuentran en una poste tomando para esto algunos minutos, por esta razón se considera el caso más desfavorable utilizando un tiempo estimado de 10 min.

De esta manera se ve que el nuevo valor de los intervalos afectados por la localización  $T_e$  y  $T_l$  se disminuye a 2% y 4% respectivamente.

- **Duración de estados**

La disminución de los intervalos mencionados anteriormente trae consigo una disminución importante en la duración de los diferentes estados como se muestra en la figura 6.3, logrando con esto que la interrupción de suministro sea más corta en todos los tramos del circuito.

Tramos	A	B	C	D	E	F
DES sin localización(horas)	15,648	20,421	22,596	25,254	34,8	37,096
DES con localización(horas)	10,996	15,346	16,675	19,333	28,033	28,638

Cuadro 6.2: Valores de DES por tramo con y sin localización para el circuito del grupo de calidad I

El tramo restablecible disminuyó un 35% respecto al valor sin la localización, de la misma forma, los estados transferible, irrestablecible e irrestablecible con espera disminuyen 23,33%, 12,96% y 11,87% respectivamente.

▪ **Índice de calidad DES**

El valor de DESc hallado para este circuito es el correspondiente al tramo en que se encuentra el alimentador (Tramo A) en el cual se obtuvo:

$$DESc = \sum_{j=1}^{nt} Ta_j = 15,648 \quad (6.1)$$

Para este caso el valore de índice por tramos se encuentra en la tabla 6.2.

Al aplicar la disminución de los intervalos Te y Tl se logra una disminución de este índice. El valor para los tramos se muestra en la tabla 6.2 y el DESc es de:

$$DESc = \sum_{j=1}^{nt} Ta_j = 10,996 \quad (6.2)$$

En la figura 6.4 se muestra la comparación de los valores del índice DESc.

De esta forma el valor de DESc obtenido para el caso en que se cuenta con el sistema de localización de fallas tiene una disminución de 4,652 horas respecto al valor obtenido sin este.

Para los valores obtenidos por tramo, la comparación se presenta en la figura 6.5.

Cada uno de los tramos presenta una disminución en el valor del índice DES, en relación al caso en que no se cuenta con el sistema de localización mostrado en la tabla 6.3.

▪ **Cálculo de compensaciones a los usuarios**

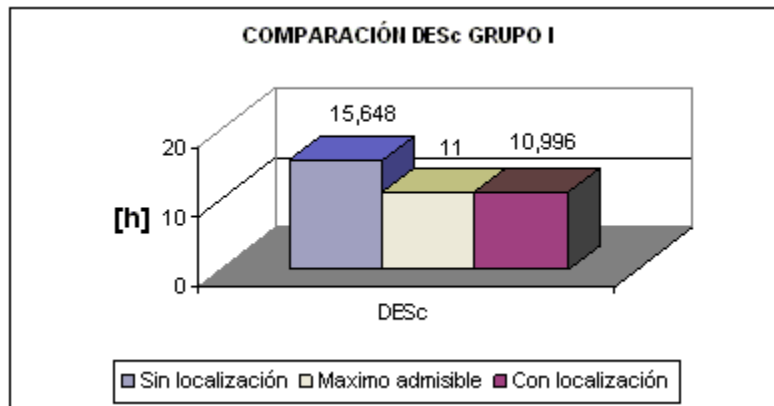


Figura 6.4: Comparación de los DESc con y sin localización y VMA para el circuito del grupo de calidad I

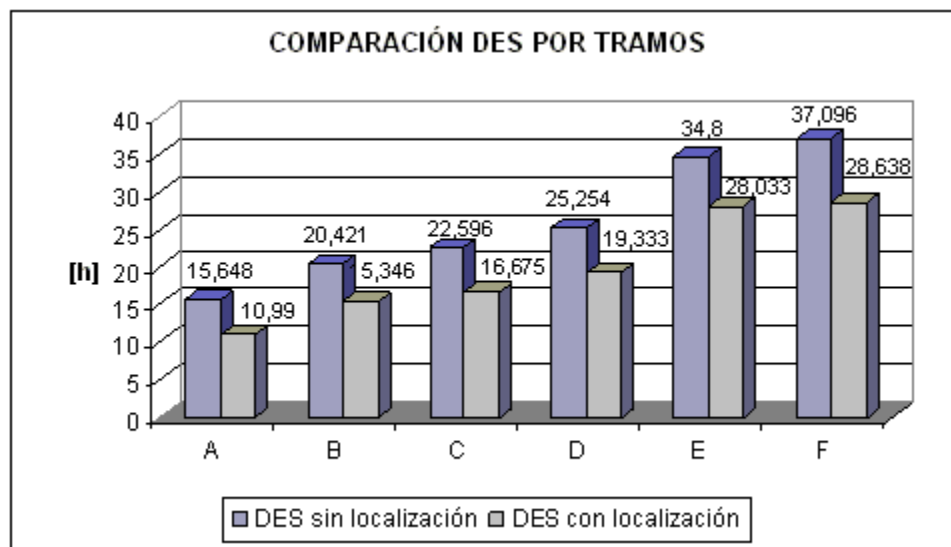


Figura 6.5: Comparación DES con y sin localización para cada tramo del circuito del grupo de calidad I

Tramos	A	B	C	D	E	F
Disminución DES %	29,7290	24,8519	26,2037	23,4458	19,4454	22,8003

Cuadro 6.3: Porcentaje de disminución por tramos para el circuito del grupo de calidad I

MES	CONSUMO kWh
Enero	491
Febrero	398
Marzo	365
Abril	473
Mayo	457
Junio	442
Julio	439
Agosto	422
Septiembre	525
Octubre	492
Noviembre	432
Diciembre	459
<b>Total</b>	<b>5395</b>

Cuadro 6.4: Consumo mensual para un circuito del grupo de calidad I

Se calcula el valor de la compensación para un usuario del grupo de calidad I a partir de los consumos mensuales durante el año 2005 mostrados en la tabla 6.4.

Para estos cálculos se considera que todos los usuarios cuentan con el mismo promedio de consumo.

La demanda promedio se obtiene con la ecuación 6.3.

$$DP_c = \frac{\sum_{i=1}^{12} CU_i}{8760 \text{ horas anuales}} \quad (6.3)$$

Donde:

DP<sub>c</sub>: Demanda promedio.

CU<sub>i</sub>: Consumo por usuario en el mes (i).

El valor de la compensación por usuario se calcula con la ecuación 2.4.

Para hallar el valor de compensación anual, partiendo de los valores de consumo de la tabla anterior se usa un DP<sub>c</sub>=0,615867 kW y utilizando un valor de CI de 501,5 \$/kWh tomado de la tarifa reportada a la CREG por la empresa ELECTRIFICADORA DE CAQUETÁ S.A.

	Tramos	A	B	C	D	E	F	Total cto
Sin localiz.	VCDc/cliente	1 435,544	2 909,696	3 581,462	4 402,508	7 350,811	8 059,896	
	VCDc/tramo	93 310,38	264 782,3	164 747,2	396 225,7	1 337 847,5	322 395,9	<b>2 579 309</b>
Con localiz.	VCDc/cliente	0	1 342,244	1 752,767	2 573,81	5 260,874	5 447,476	
	VCDc/tramo	0	122 144,2	80 627,27	231 643,2	957 479,1	217 899	<b>1 609 792,79</b>

Cuadro 6.5: Valor en pesos de la compensación con y sin datos de localización por tramos para el circuito del grupo de calidad I

EPS para Diciembre del 2005 [7]. Se obtiene un VCDc para el caso en que no se cuenta con la localización de la falla de:

$$VCDc = (15,648 - 11) * 501,5 * 0,615867 = 1435,544 \text{ pesos} \quad (6.4)$$

Luego el valor total a pagar para compensar a todos los clientes del circuito con 514 usuarios es de \$737 869,63 (asumiendo el mismo promedio de consumo para todos los clientes).

Mientras que al contar con la localización de la falla el valor de DESc es inferior al VMA por lo tanto no se realizaría ninguna compensación.

Si se realizan los cálculos de la compensación utilizando los valores hallados para cada tramo, como se planea realizar en el futuro tras las reformas sobre medidas de índices de calidad, es posible que estos valores aumenten o disminuyan. Como en este caso los valores DES de los otros tramos es mayor que en el tramo A la compensación total del circuito aumentara, esto se ve al comparar el valor sombreado para el caso en donde no se cuenta con los datos de localización de la tabla 6.5 con el valor obtenido para la compensación total del circuito (\$737 869,63).

En el caso en que se cuenta con la localización se obtienen los valores mostrados también en la tabla 6.5 con un ahorro para la empresa de \$969 516,2 cuando se emplean los valores de DES por tramo para el calculo de compensaciones.

## 6.2.2. Grupo de calidad II

### ▪ Intervalos de tiempo

Para el grupo de calidad II se muestran en la figura 6.6 los porcentajes correspondientes a cada intervalo que conforman el tiempo total de interrupción.

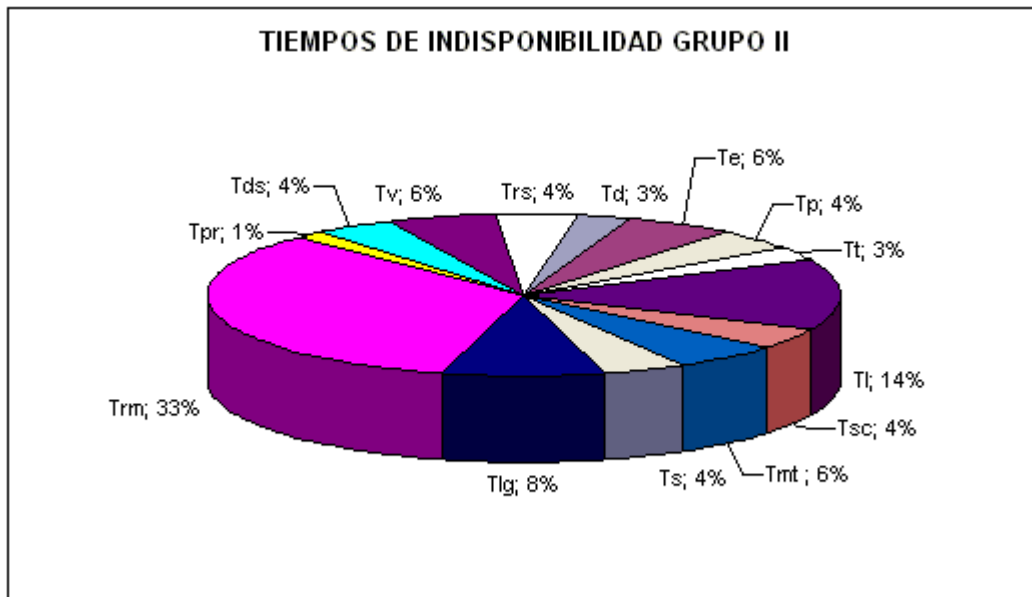


Figura 6.6: Porcentaje de intervalos de tiempo para el circuito del grupo de calidad II

Como este circuito solo presenta una suplencia, a diferencia del caso anterior, el tiempo estimado para las maniobras con suplencias es de 20 min. tomando un 6% del tiempo total de indisponibilidad. En este caso se contempla un tiempo de logística de 30 min. correspondiente al 8% del tiempo total, contemplando la idea que el equipo necesario para la reparación no lo tenga la cuadrilla y sea necesario el transporte de este hasta la zona de trabajo. De la misma forma el tiempo de localización aumenta respecto al caso del grupo I ya que la longitud del circuito en la que se debe realizar la búsqueda de la falla es mayor, suponiendo que este circuito tiene características geográficas similares a las del grupo I.

Al disminuir los intervalos afectados por el uso de los datos de localización se obtiene una disminución de estos a un 2% para Te y 3% para Tl como se ve en la figura 6.7.

#### ■ Duración de estados

En la figura 6.8 se presenta la comparación entre la duración de los estados, al contar con el sistema de localización de fallas y sin este.

De igual manera que el ejemplo anterior la disminución de los intervalos Tmt y Tv provoca que la duración total de la interrupción disminuya 55.02 min. respecto al caso sin localización (estado irrestablecible con espera), de igual forma los demás estados también se ven afectados, con una reducción en sus valores comparados con el caso en que no se cuenta con el sistema de localización de fallas.

#### ■ Índice de calidad DES

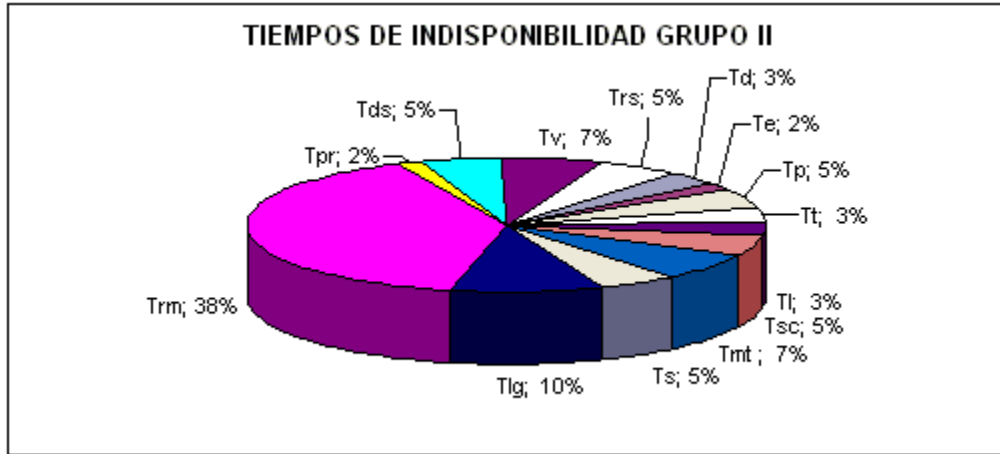


Figura 6.7: Porcentaje de intervalos de tiempo contando con la localización de la falla para el circuito del grupo de calidad II

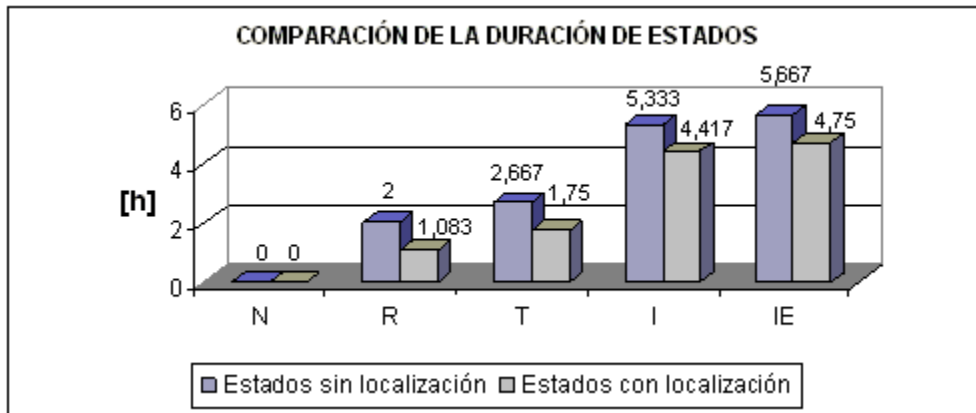


Figura 6.8: Comparación de los estados en horas para el circuito del grupo de calidad II

Tramos	A	B	C	D	E	F
DES sin localización(horas)	22,7333	39,267	55,8	40,558	48,825	45,467
DES con localización(horas)	14,91875	30,031	43,7229	27,06	33,906	31,258

Cuadro 6.6: Valores de DES por tramo con y sin localización para el circuito del grupo de calidad II

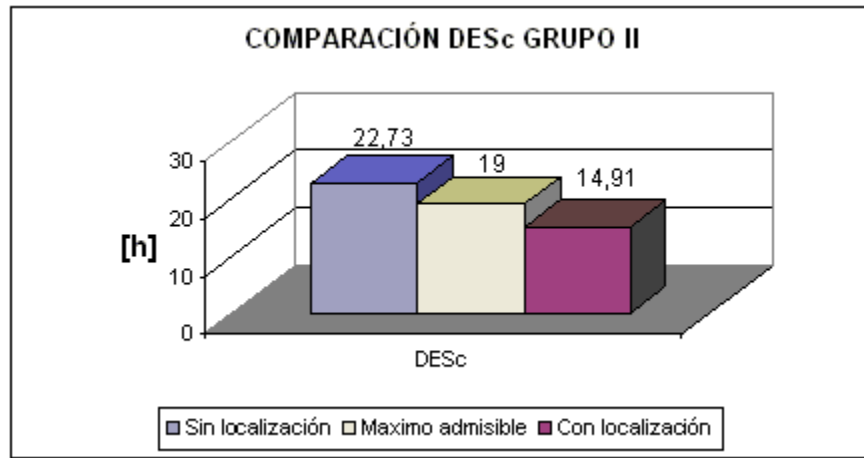


Figura 6.9: Comparación de los DESc con y sin localización y VMA para el circuito del grupo de calidad II

Cuando no se cuenta con los datos de localización se tiene el valor del índice DESc que se muestra en la ecuación 6.5, mientras que los valores por tramos se encuentran en la tabla 6.6.

$$DESc = \sum_{j=1}^{nt} Ta_j = 22,733 \quad (6.5)$$

Al disminuir los intervalos afectados por los datos de localización se hallan los valores del DESc mostrado en la ecuación 6.6 y DES por tramo que se encuentran en la tabla 6.6.

$$DESc = \sum_{j=1}^{nt} Ta_j = 14,91 \quad (6.6)$$

En la figura 6.9 se muestra la comparación de los valores del DESc, de donde se puede establecer que con la ayuda de la localización de la falla este índice tiene una disminución de 7,82 horas respecto al caso sin localización, obteniendo un valor de 14,91 horas el cual

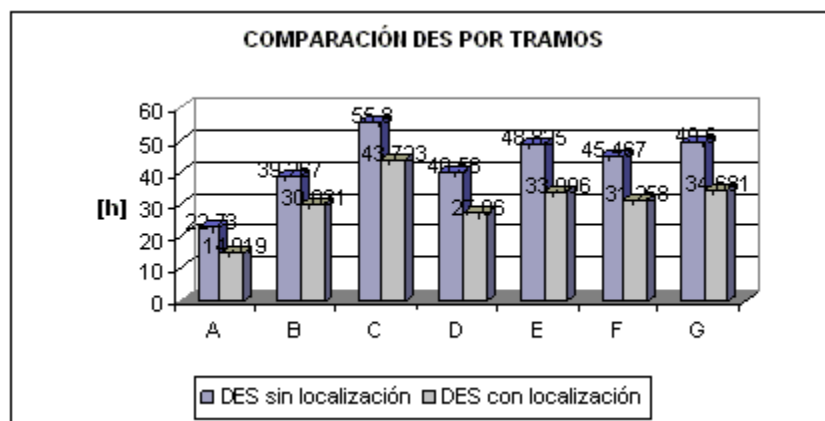


Figura 6.10: Comparación DES con y sin localización para cada tramo del circuito del grupo de calidad II

Tramos		A	B	C	D	E	F	G	Total cto
Sin	VCDc/cliente	995,1226	5 402,09388	9 809,07	5 746,389	7 949,874	7 054,7	8 156,451	
localiz.	VCDc/tramo	94 536,64	2 052 795,7	5 002 623	1 982 504	1 987 468,5	846 565	1 223468	<b>13 189 960,8</b>
Con	VCDc/cliente	0	2 940,38724	6 589,91	2 148,51	3 973,2711	3 267,5	4 179,848	
localiz.	VCDc/tramo	0	1 117 347,2	3 360 854	741 235,8	993 317,79	392 096	626 977,2	<b>7 231 828,28</b>

Cuadro 6.7: Valor en pesos de la compensación con y sin datos de localización por tramos para el circuito del grupo de calidad II

es inferior al VMA para este grupo de calidad.

Al comparar los valores de DES por tramos (ver figura 6.10) se ve una disminución considerable cuando se cuenta con los datos de localización, sin embargo la mayoría de estos tramos continúan incumpliendo con el VMA a pesar haber disminuido.

▪ **Cálculo de compensaciones a los usuarios**

Para este caso se ha tomado un valor de  $DP_c=0,5315068$  kW correspondiente a una demanda mensual promedio de 388 kWh y un valor  $CI=501,5$  \$/kWh.

Cuando no se usa el sistema de localización de fallas, el índice  $DESc$  excede el permisible por lo cual se debe compensar a los usuarios, el valor de dicha compensación es de \$995,122 por usuario, y el valor total para el circuito que posee 1850 usuarios es de \$ 1 840 976,73.

Al realizar la compensación con los valores de DES calculados para cada tramo se ve que la compensación aumenta notablemente (ver tabla 6.7).

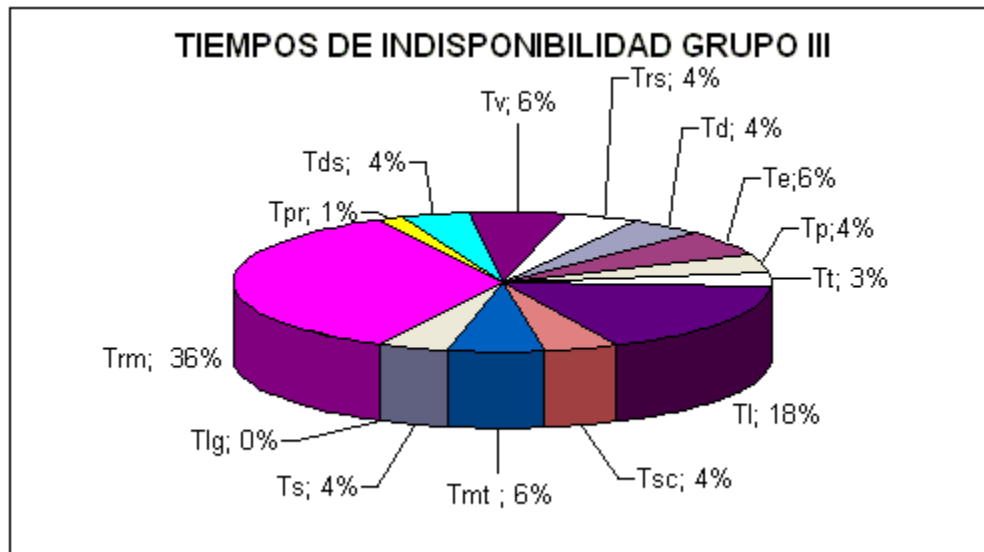


Figura 6.11: Porcentaje de intervalos de tiempo para el circuito del grupo de calidad III

Cuando se usa el software que proporciona la ubicación de la falla, el índice DESc es inferior al VMA, por esta razón el ahorro total con el uso de este recurso, es igual al valor estimado en el caso en que no se cuente con la localización (\$ 1 840 976,73). Hay que aclarar que para este circuito, el valor más pequeño de DES se da en el tramo del alimentador (tramo A) luego los valores de los demás tramos si sobrepasan el VMA. Si se utilizaran los valores hallados por tramo, solo el primero de estos cumpliría con el VMA del grupo II y la compensación para los otros se muestra en la tabla 6.7.

### 6.2.3. Grupo de calidad III

#### ▪ Intervalos de tiempo

Para este caso los porcentajes de tiempos empleados sin contar con la herramienta de localización se ven en la figura 6.11.

Mientras que para el caso en que se cuenta con la localización los intervalos Te y Tl disminuyen a 2% y 4% del tiempo total de interrupción como se ve en la figura 6.12. Como en este caso el circuito no cuenta con suplencias los intervalos Tmt y Tv no se usaron en el análisis del sistema por lo tanto, es irrelevante el valor que se les asigne.

#### ▪ Duración de estados

Para este circuito la disminución de los estados se muestra en la figura 6.13.

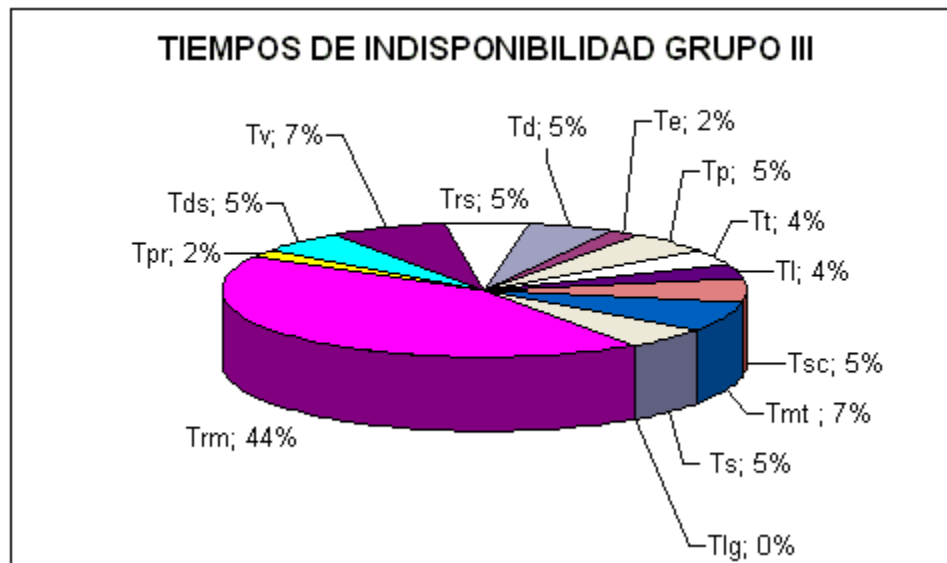


Figura 6.12: Porcentaje de intervalos de tiempo contando con la localización de la falla para el circuito del grupo de calidad III

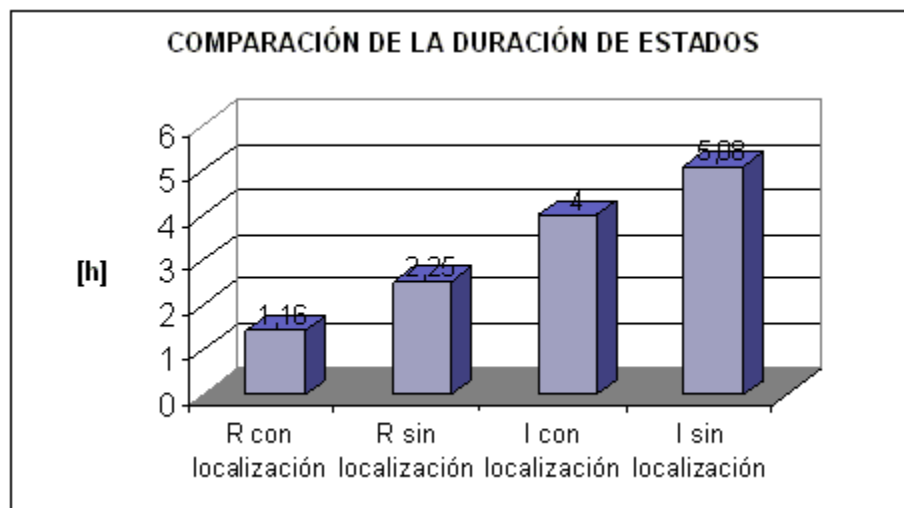


Figura 6.13: Comparación de los estados en horas para el circuito del grupo de calidad III

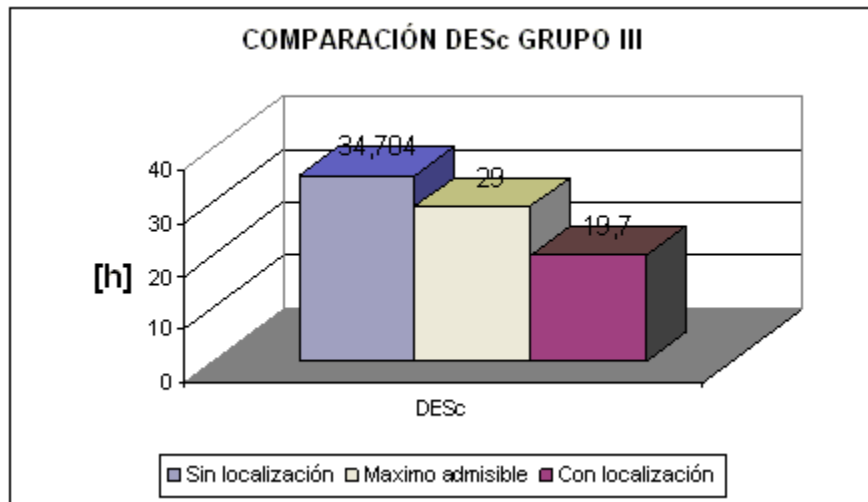


Figura 6.14: Comparación de los DESc con y sin localización y VMA para el circuito del grupo de calidad III

Tramos	A	B	C	D	E	F
Disminución DES %	43,234	37,695	29,753	27,8	26,6812	25,099

Cuadro 6.8: Porcentaje de disminución de los estados para el circuito del grupo de calidad III

A partir de la figura 6.13 se puede obtener que el tiempo total de interrupción disminuye 1,08 horas (estado irrestable) respecto al caso en que no se cuenta con los datos de localización, mientras que el estado restablecible tiene una disminución de 1,09 horas.

▪ **Índice de calidad DES**

En la figura 6.14 se ve que el valor con localización disminuye 15.004 horas correspondiente a un 43.23% respecto al valor sin localización encontrándose 9.3 horas por debajo del VMA.

En cuanto a los valores obtenidos por tramo (ver figura 6.15) se ve en la tabla 6.8 que los valores de DES han disminuido en los siguientes porcentajes:

Demostrando con esto que la implementación de los datos de localización tiene un efecto considerable sobre el índice DES, logrando con esto un mejoramiento de la calidad del servicio.

▪ **Cálculo de compensaciones a los usuarios**

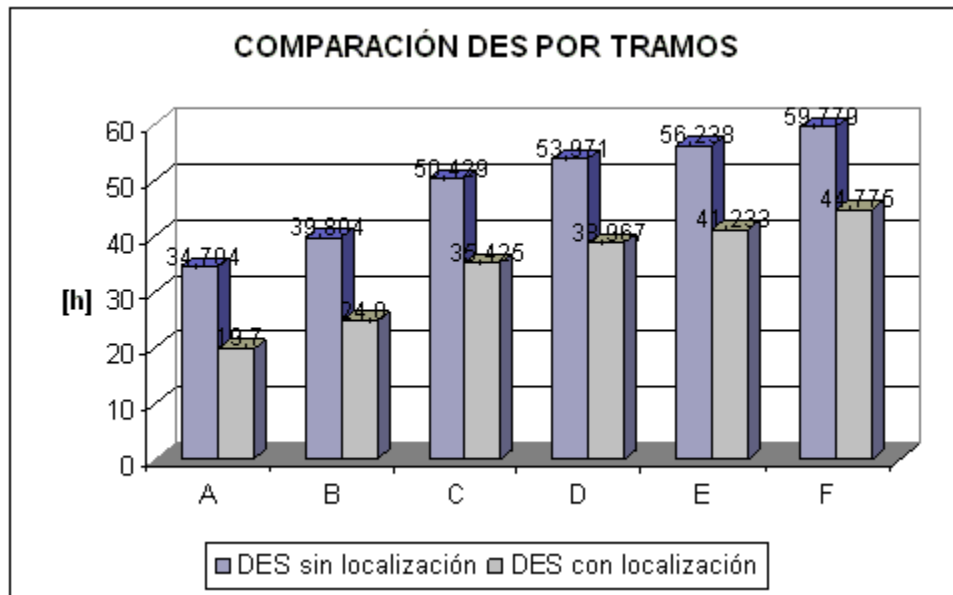


Figura 6.15: Comparación DES con y sin localización para cada tramo del circuito del grupo de calidad III

Tramos		A	B	C	D	E	F	Total cto
Sin localiz.	VCDc/cliente	1 430,3	2 709,145	5 373,4	6 261,4	6 829,8	7 717,9	
	VCDc/tramo	118 717	257 368,8	349 269	1E+06	443 937	401 330	<b>2 635 064,9</b>
Con localiz.	VCDc/cliente	0	0	1 611,1	2 499,1	3 067,5	3 955,6	
	VCDc/tramo	0	0	104 719	424 854	199 388	205 690	<b>934 651,82</b>

Cuadro 6.9: Valor en pesos de la compensación con y sin datos de localización por tramos para el circuito del grupo de calidad III

En este circuito se ha tomado un valor de  $DPC=0,5$  kW correspondiente a una demanda mensual promedio de 365 kWh y manteniendo el mismo valor de  $CI=501,5$  \$/kWh.

En el caso en que no cuenta con los datos de localización, el índice DES sobrepasa el VMA, por lo cual el valor de dicha compensación es de \$1 430,3 por usuario, y el valor total para el circuito que tiene 530 usuarios es de \$758 069,5.

Al realizar la compensación con los índices DES calculados para cada tramo se tiene los valores de compensaciones mostrados en la tabla 6.9.

De igual manera que en el circuito anterior el valor más pequeño de DES corresponde al intervalo del alimentador, cumpliendo de esta manera con el VMA.

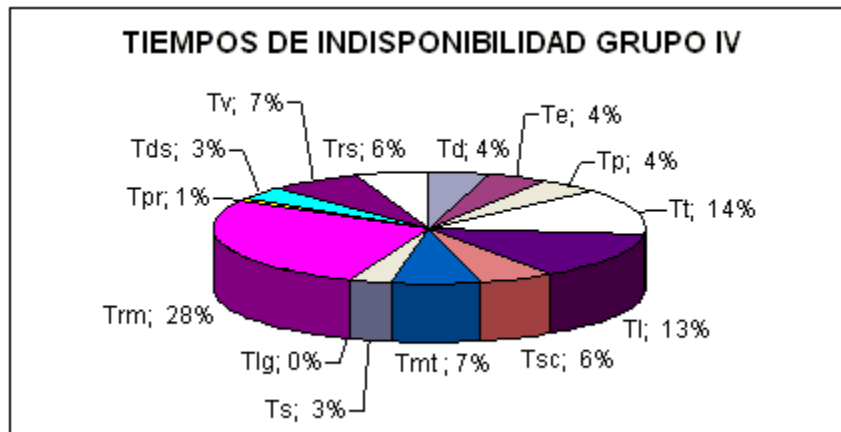


Figura 6.16: Porcentaje de intervalos de tiempo para el circuito del grupo de calidad IV

#### 6.2.4. Grupo de calidad IV

- **Intervalos de tiempo**

Para este caso los porcentajes de tiempo obtenidos se ven en la figura 6.16.

Debido a la longitud del circuito y separación entre los elementos de corte, estos sistemas tienen el tiempo de interrupción más largo, aumentando específicamente los intervalos de transado, y tiempos relacionados con maniobras de seccionamiento.

Lógicamente en la zona rural hay menor concentración de usuarios por lo tanto se asume que el tiempo empleado para que los usuarios reporten la falla es mayor.

Uno de los intervalos más importantes para estos sistemas es el referente a planeación, ya que debido a las extensas distancias a recorrer para acceder a los circuitos es importante que la cuadrilla tenga los elementos necesarios para la reparación, ya que de lo contrario el tiempo de traslado de los equipos (Tlg) aumentaría notablemente el tiempo total de interrupción dificultando el cumplir con los índices de calidad.

Con la implementación de los datos de localización se obtienen los porcentajes mostrados en la figura 6.17.

Se puede apreciar que los intervalos afectados Te y Tl disminuyeron a 1% y 4% respectivamente y a diferencia que en los circuitos anteriores Tl es mayor pues la longitud del circuito ha aumentado considerablemente.

- **Duración de estados**

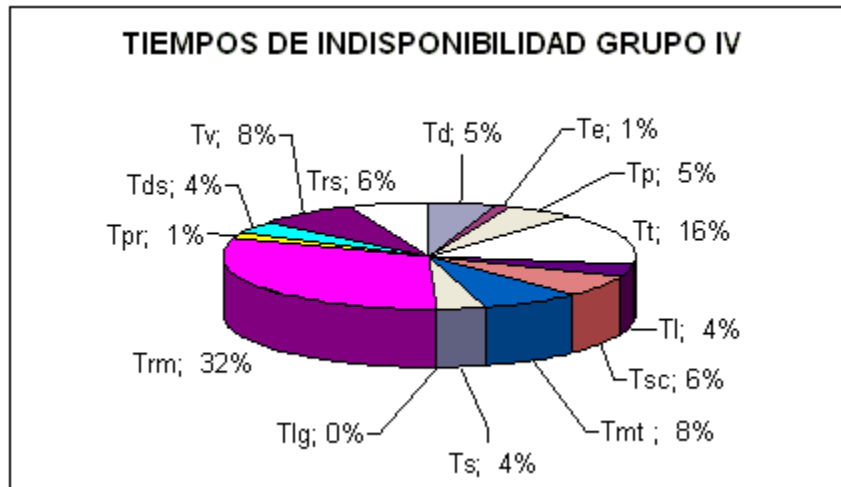


Figura 6.17: Porcentaje de intervalos de tiempo con datos de localización para el circuito del grupo de calidad IV

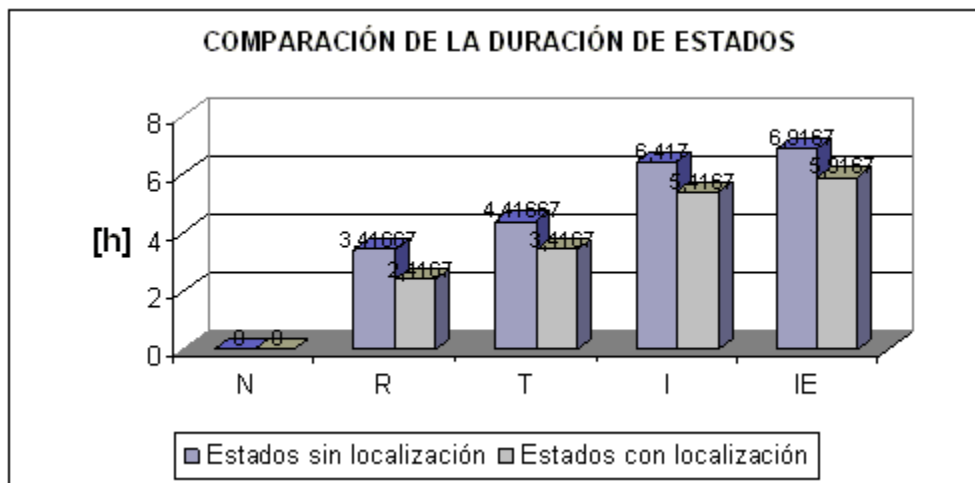


Figura 6.18: Comparación de los estados en horas para el circuito del grupo de calidad IV

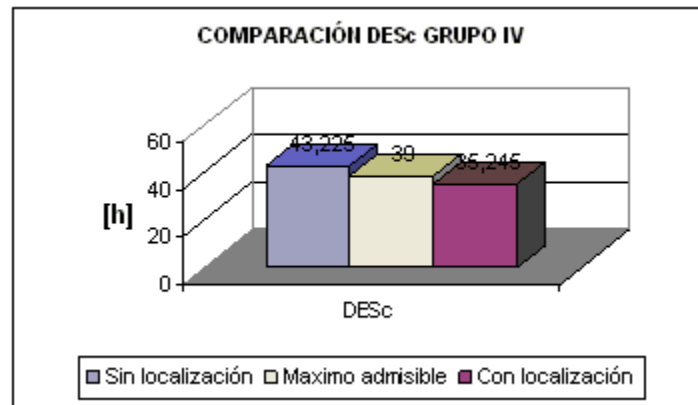


Figura 6.19: Comparación de los DESc con y sin localización y VMA para el circuito del grupo de calidad IV

Tramos	A	B	C
Disminución	18,462	21,27	21,679
DES %			

Cuadro 6.10: Porcentaje de disminución

**Para el grupo de calidad IV la disminución de los estados al** compararlos con el caso en que se cuenta con la localización se ve en la figura 6.18.

De esta forma se ve que con el uso de la localización el tiempo total de interrupción disminuye 1 hora para el caso irrestablecible con espera y 1,0003 horas correspondiente a un 15,59% para el caso en que no se usen las suplencias siento el tiempo total de indisponibilidad el correspondiente al estado irrestablecible.

▪ **Índice de calidad DES**

En la figura 6.19 se ve que al implementar la localización, el índice DES tienen una disminución de 7.98 horas correspondiente a un 18.46% del valor obtenido en el caso sin la localización, estando solo 3,7 minutos por debajo del VMA por lo tanto no se realiza compensación.

La comparación de los valores DES por tramos se muestra en la figura 6.20.

El porcentaje de disminución de DES para cada uno de los tramos respecto al caso en que no se cuenta con la localización se muestra en la tabla 6.10.

▪ **Cálculo de compensaciones a los usuarios**

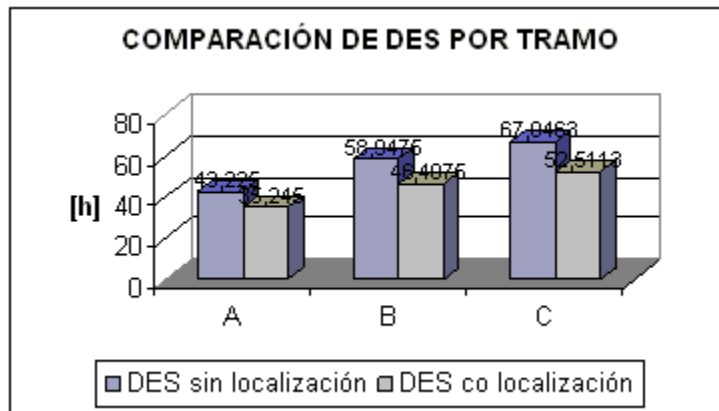


Figura 6.20: Comparación DES con y sin localización para cada tramo del circuito del grupo de calidad IV

Tramos	A	B	C	Total Cto
<b>VCDc\$/cliente</b>	1 126,177	5 317,0198	7 475,75	
<b>VCDc\$/tramo</b>	108 113	223 314,83	224 272	<b>555 700,203</b>

Cuadro 6.11: Compensación por tramos sin localización para el circuito del grupo de calidad IV

Para el grupo IV se ha tomado un valor de  $DP_c=0,794505$  kW correspondiente a una demanda mensual promedio de 580 kWh manteniendo el mismo valor de  $CI=501,5$  \$/kWh.

En el caso en que no cuenta con los datos de localización, el índice DES sobrepasa el VMA, por lo cual el valor de dicha compensación es de \$ 1 126,17664 por usuario, y el valor total para el circuito que tiene 168 usuarios es de \$189 197,676.

Al realizar la compensación con los valores de DES calculados para cada tramo se obtienen los resultados mostrados en la tabla 6.11.

Tramos	A	B	C	Total Cto
<b>VCDc\$/cliente</b>	0	1 974,474	3 601,43	
<b>VCDc\$/tramo</b>	0	82 927,916	108 043	<b>190 970,905</b>

Cuadro 6.12: Compensación por tramos con localización para el circuito del grupo de calidad IV

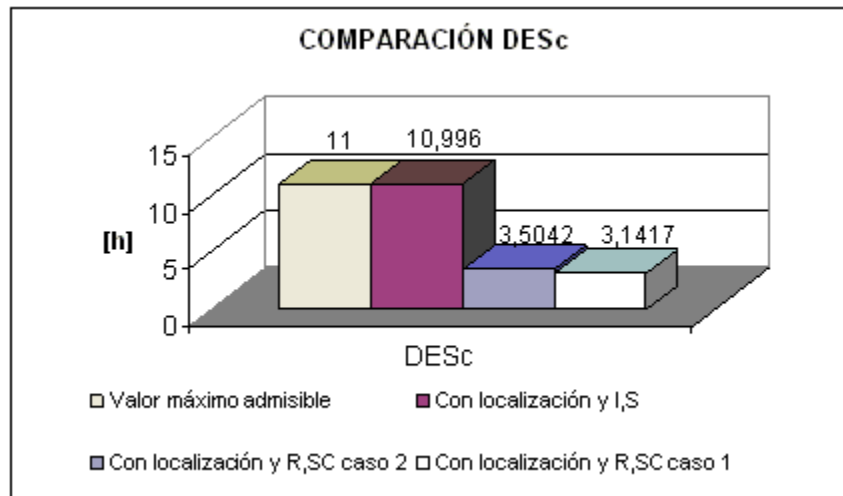


Figura 6.21: Comparación de DESc con R y SC y sin ellos contra el VMA para el circuito del grupo de calidad I

Cuando se usan los datos de localización, el tramo A correspondiente al alimentador, cumple con el VMA por esta razón no se compensa el circuito, pero los demás tramos exceden este valor por lo tanto los usuarios en estos tramos deberían ser compensados con los valores mostrados en la tabla 6.12.

### 6.3. ANÁLISIS DE LA DISMINUCIÓN DEL FES

Al implementar elementos tales como reconectadores y seccionadores se reduce aun más los valores correspondientes al índice DES tanto por circuito como por tramos, debido a la actuación rápida y oportuna de estos elementos se disminuyen la duración del tiempo empleado para las reconexiones en los tramos que pueden ser conectados a la alimentación principal antes de la reparación de la falla. En la gráfica 6.21 se muestra la diferencia entre los valores del índice DESc obtenidos al usar elementos comunes de corte y seccionamiento tales como interruptores y seccionadores y contando también con los datos asociados a la localización de la falla, contrastándolos con los casos en que se implementan los reconectadores y seccionadores para cada uno de los casos establecidos en la sección 5.3.2.

La comparación de los valores DES realizadas por tramo se encuentra en la figura 6.22.

Cuando se analizan los datos obtenidos sobre el índice de calidad FES se observa una disminución, ya que al ser más pequeño la duración del estado restablecibles se comporta como el estado normal el cual no tiene asociado ninguna interrupción, para el caso 1 y en

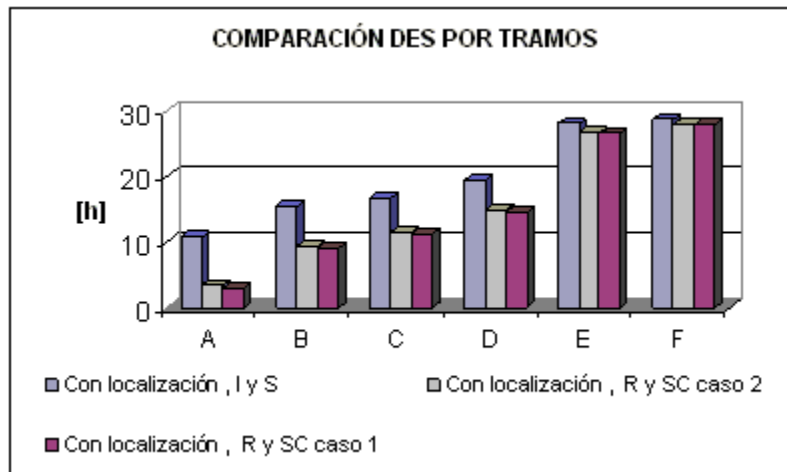


Figura 6.22: Comparación de los valores del DES por tramos aplicando localización y reconectores y seccionadores y sin estos para el circuito del grupo I

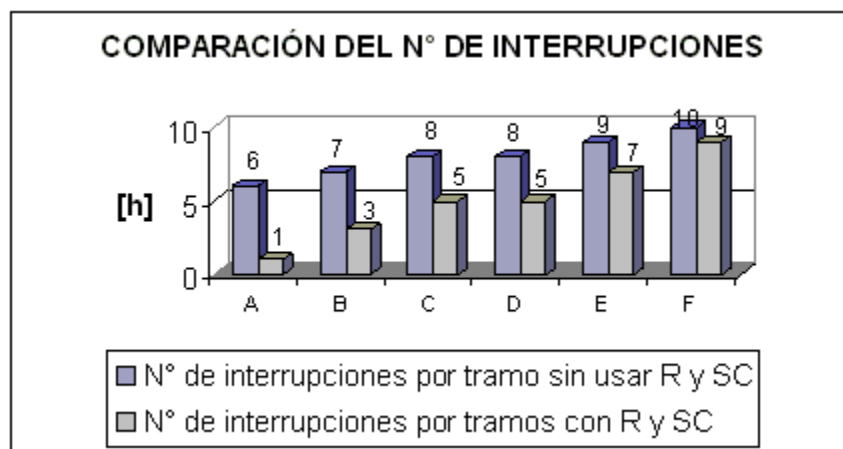


Figura 6.23: Interrupciones por tramo ante una falla en todos los tramos con y sin R y Sc para el circuito del grupo de calidad I

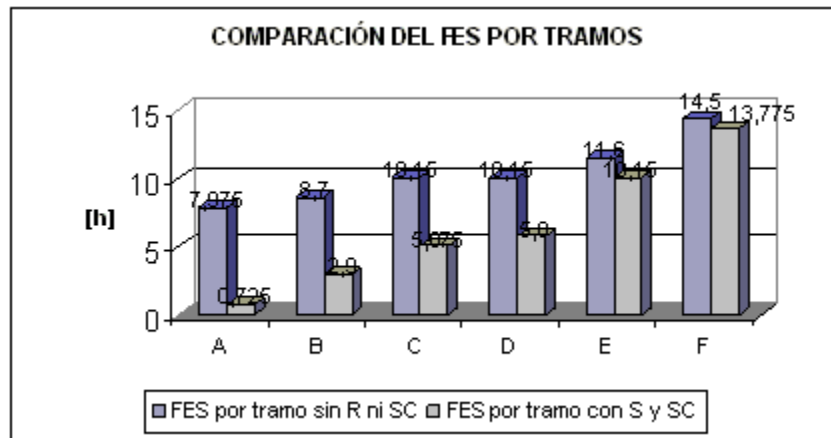


Figura 6.24: Comparación de los índices FES con la implementación de R y SC y sin estos para el circuito del grupo de calidad I

el caso 2 el estado restablecible se hace presenta asociado a un número de cortes que es igual al del ejemplo en que no se usan seccionadores y interruptores (ver figura 6.23).

Al estimar un valor de FES anual con las tasas de falla se ve que no solo los datos disminuyen respecto al usar los reconectores y seccionalizadores, sino también que estos casos se encuentran muy por debajo del valor máximo que para este caso es de 26 interrupciones anuales (ver figura 6.24).

## Capítulo 7

# CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

Al culminar este documento se detallan inicialmente las conclusiones de cada capítulo junto con las referentes a los objetivos generales este proyecto, para finalizar con aquellas de tipo general, que le dan coherencia al trabajo de grado, en los siguientes términos:

- Este proyecto ha tratado la incidencia de la localización de una falla en un sistema de distribución sobre el índice de calidad, mostrando un mejoramiento de la calidad del suministro. Para ello se ha descrito primero los aspectos relevantes sobre regulación y los índices manejados a nivel internacional, estudiando el caso de varios países en situaciones diferentes con lo cual se ve que los índices son similares a los implementados en Colombia (Duración y número de interrupciones) por lo tanto la metodología propuesta puede ser aplicada en diversas partes del mundo.

- Se ha elaborado una metodología para evaluar la incidencia de los datos de localización en los índices de calidad colombianos en sistemas eléctricos de distribución en media y baja tensión, que operan en forma radial. Los índices considerados tienen aceptación nacional, siendo conocidos como DES (Duración equivalente de los cortes de energía) y FES (Frecuencia equivalente de los cortes de energía).

En este proyecto se han simulado escenarios con circuitos típicos que describen de forma general la topología eléctrica de cada uno de los grupo de de calidad que se definieron en Colombia, sobre los cuales se realiza el desarrollo de la metodología presentando elementos de corte y seccionamiento básicos con los que puede contar cualquier empresa distribuidora de energía eléctrica.

- Al desagregar el tiempo total de una interrupción en una serie de intervalos, los cuales tienen asociado una actividad específica, se concluye que cada intervalo juega un rol impor-

tante en el proceso de recuperación de la falla, con lo cual se busca una reparación rápida y segura para los trabajadores y usuarios. Las actividades planteadas en estos intervalos y la duración de éstas no son camisa de fuerza ya que pueden variar dependiendo de los recursos técnicos y humanos con los que cuente la empresa al igual que de los procedimientos de recuperación que maneje cada una de ellas.

- El desarrollo detallado de las actividades realizadas en cada intervalo del tiempo total de indisponibilidad, es una herramienta que puede aplicarse a la mayoría de las empresas distribuidoras de energía en Colombia.

- El uso de los datos de localización afectan directamente la duración de algunos de los intervalos de tiempo planteados específicamente el tiempo de estimación del lugar de la falla y el tiempo de localización, los cuales al disminuir en forma considerable proporcionan una disminución del tiempo total de una interrupción.

- La evaluación de la metodología se basa en la clasificación y determinación de estados de los diferentes tramos de la red, al considerar fallas en cada uno de estos. Se ha planteado un relación de tiempos que permite definir la duración de dichos estados, para cualquier red de distribución (comercial o industrial) operada radialmente, considerando como restricciones que los elementos que representan las fuentes son plenamente confiables, al igual que los elementos de corte y seccionamiento.

- Los ejemplos presentados ilustran con detalle la metodología presentada en el capítulo 3. Los índices que se obtienen al usar los datos asociados a la localización se comparan con los hallados sin esta y también con los presentados en la resolución CREG 113 de 2003.

- El lograr una rápida recuperación de fallas para mejorar los índices de calidad del servicio, no es tarea fácil, ya que en esto inciden tanto las tasas de falla como las duraciones de los cortes. Sin embargo, se debe convenir que es mucho más factible intervenir en la disminución de los tiempos de duración que en las tasas de falla ya que las fallas pueden ser impredecibles y en algunos casos muy complicadas de evitar. Los tiempos de recuperación de fallas, pueden disminuir de varias maneras:

- Aumentando el personal de operación para atender averías.
- Automatizando algunos elementos de maniobra.
- Mejorando el sistema de información del estado de la red.
- Implementando tecnología en los elementos de la red.
- Sistematizando los procesos de mantenimiento y poda de árboles.

Las anteriores conclusiones específicas, sirven de fundamento para formular las siguientes conclusiones generales:

- El diagnóstico logrado en este trabajo, ofrece una muestra clara de la gran cantidad de procedimientos errados que normalmente el personal que labora dentro del Área está realizando y que son fácilmente solucionables.

- Este proyecto fortalece la cultura de la calidad enfocada al cliente, en las áreas de atención a fallas, que a mediano plazo podrá generar beneficios económicos para las empresas y por supuesto un mayor grado de satisfacción de los usuarios finales.

- Una forma de apreciar la disminución del índice FES es llegar a una reducción de algunos de los estados planteados con el fin de lograr micro cortes de energía cuya duración sea inferior al valor máximo de tiempo permisible para que las interrupciones no sean contemplados en el cálculo de los índices de calidad. Esto se puede llevar a cabo con la inversión por parte de la empresa en tecnología de punta en los equipos usados ya sea para la monitorización de las redes o en elementos de protección y maniobra localizados en las líneas.

- Haciendo una reflexión final, los autores expresan el total agrado y satisfacción con el desarrollo de este proyecto, cuya realización ha dejado grandes enseñanzas, no solo de tipo técnico, sino también personales. Enfrentar retos personales y llevar a cabo este proyecto que trae consigo un beneficio para la comunidad, no es una tarea sencilla; por el contrario, se podría decir que este pequeño comienzo en el tema de estimación de índices de calidad contando datos asociados a la localización, tuvo numerosas barreras que de una forma u otra, son comprensibles dado el actual contexto tan exigente y competitivo del mundo profesional.

## **7.1. TRABAJOS FUTUROS**

Con el apoyo de esta metodología se podrán realizar estudios sobre la implementación de nuevas tecnologías en las redes, obteniendo con esto los valores de índices de calidad resultantes y una estimación del ahorro por concepto de compensaciones que podría traer la implementación de estos nuevos elementos, justificando o no la inversión a realizar en ellos. Se pueden estudiar las fallas más frecuentes en los sistemas de distribución y sus posibles causas, buscando con esto tener la información suficiente para facilitar el proceso de recuperación al estimar la influencia de estos datos en la división de tiempos planteados en este proyecto.

De igual manera se puede realizar un manual de procedimientos en donde se den algunos parámetros importantes para la planeación de la actividad de recuperación que conlleven a la disminución o eliminación total del tiempo de logística.

# Bibliografía

- [1] **ARRIAGADA MASS, A.** Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución. *Tesis para optar al Grado de Magister en Ciencias de la Ingeniería Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago de Chile. 1994. 108 p.*
- [2] **CÁRDENAS BARRERO, M. y OLAYA FIGUEROA, O.** Norma para las actividades del área atención inmediata en empresas distribuidoras de energía eléctrica en Colombia. *Tesis de pregrado Universidad de la Salle. Bogota. 2002. 196 p.*
- [3] **CARRILLO CAICEDO, G., ROMÁN UBEDA, J., RIVIER ABBAD, J. y VICENTE RAMÍREZ, S.** Metodología coste - beneficio aplicada a las instalaciones de equipos de localización y seccionamiento del tramo con avería en redes de distribución. *Actas de las 3ras jornadas hispano-lusas de ingeniería eléctrica. Tomo 3, páginas 789-796. Barcelona. Julio 1993.*
- [4] **CODENSA S.A.** Informe continuidad del servicio año 2001. *Departamento de calidad de servicio, Bogota, Marzo de 2002.*
- [5] Concepto técnico sobre procedimientos operativos, tiempos admisible para solución de fallas. *Estudio realizado para la Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG. Bogotá. Mayo 8 del 2003. 139 p.*
- [6] Concepto técnico sobre procedimientos operativos, tiempos admisibles y frecuencia en la ejecución de mantenimientos programados. Informe final. *Estudio realizado para la Comisión Reguladora de Energía y Gas CREG. Bogotá, Marzo 19 del 2004. 20 p.*
- [7] **Electrificadora del Caquetá S.A. ESP.** Tarifas a cobrar a usuarios regulados periodo de facturación Diciembre 2005. *División comercial.*
- [8] Indicadores de calidad para la continuidad en la prestación de servicio de energía eléctrica en sistemas de transmisión regional y/o distribución local. *Documento CREG 069. Diciembre 14 de 2004. 25 p.*
- [9] **LATORRE BAYONA, G.** Experiencia sobre la verificación de la calidad de la energía en Brasil, Canadá, Argentina y Chile. *Monitoreo y evaluación de los parámetros de calidad del servicio público de energía eléctrica. Convenio interadministrativo 006 del 2000. 36 p.*

- [10] Norma Técnica Colombiana NTC 5000. *Abril 6 del 2002*
- [11] **PIÑEROS VERGARA, L., CASTAÑO ALZATE D.** Estudio de confiabilidad del sistema de distribución de Pereira usando el método de simulación de Montecarlo. *Proyecto de pregrado. Pereira. 2003. 72 p.*
- [12] Resolución CREG070\_1998. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 1998. 67p.*
- [13] Resolución CREG025\_1999. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 1999. 13 p.*
- [14] Resolución CREG089\_1999. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 1999. 16 p.*
- [15] Resolución CREG043\_2000. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 2000. 2 p.*
- [16] Resolución CREG058\_2000. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 2000. 5 p.*
- [17] Resolución CREG074\_2000. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 2000. 3 p.*
- [18] Resolución CREG096\_2000. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 2000. 19 p.*
- [19] Resolución CREG159\_2001. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 2001. 4 p.*
- [20] Resolución CREG084\_2002. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 2002. 4 p.*
- [21] Resolución CREG 113\_2003. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 2003. 3 p.*
- [22] Resolución CREG 91\_2004. *www.creg.gov. Bogotá. CREG. 2004. 15 p.*
- [23] **RIVIER ABBAD, J.** Calidad del servicio: Regulación y optimización de las inversiones. *Tesis Doctoral Universidad Pontificia Comillas, Madrid. 1999.*
- [24] *www.celsa.com.co*
- [25] *www.elektroprofesional.com/reportajes*
- [26] *www.endrino.cnice.mecd.es*
- [27] **ZAPATA C., MONTEALEGRE P. y CARDONA A.** Problemas de la calidad del servicio. *Revista Mundo eléctrico publicación N° 58. pág. 67.*

## **Apéndice A**

# **PROCEDIMIENTO PARA ATENCIÓN DE LLAMADAS**

A continuación se mencionan los pasos a seguir por un operados del CAT al recibir el reporte del evento por parte del usuario.

### **Procedimiento de atención de llamadas**

El tiempo total empleado en la recepción de las llamadas es la suma del tiempo empleado para realizar cada una de las siguientes actividades [2]:

- Recepción de información: El centro de atención telefónica deberá responder las llamadas e identificar rápidamente el tipo de reclamo que desea radicar el cliente (comercial o técnico).

- Reclamo comercial: Si el ejecutivo (quien recibe la llamada) direcciona el reclamo hacia el área comercial, se procederá según la manera indicada por esta área (no contemplada en este documento).
- Reclamo técnico: Si el criterio del ejecutivo direcciona el reclamo hacia el aspecto técnico, se solicita el NIE como requisito para generar una orden, esto con el objetivo de llevar un registro de reclamos por cliente. Si se presenta una llamada en que el cliente no se pueda identificar con un NIE, éste deberá asegurarse de tener el NIE a la mano para realizar otra llamada y suministrarlo.

- Verificar situación comercial del cliente: Se deberá asegurar que la situación comercial del cliente con la empresa esté a paz y salvo, para de esta forma poder acceder a los servicios del área.

- Pedir información básica sobre la falla:

- Nivel de tensión
- Dirección y teléfono
- Equipo (dispositivo que falló)
- Condición Falla (estado del sistema eléctrico después de falla)
- Nombre de la persona que reporta la falla

- Generar reporte: Una vez cumplidas las condiciones anteriores, el sistema generará un reporte con los datos suministrados por el cliente.

## Apéndice B

# REGLAS DE ORO DE LA SEGURIDAD PARA EL TRABAJO EN LÍNEAS DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN

Existen cinco reglas básicas para el trabajo en líneas eléctricas que se muestran en la figura B.1. Por su importancia estas reglas son consideradas como reglas de oro las cuales se siguen en la mayoría de los procedimientos salvo que existan razones esenciales determinadas previamente por la empresa para hacerlo de otra manera eliminando alguno de estos pasos o adicionando, según el nivel de seguridad que se requiera [26].

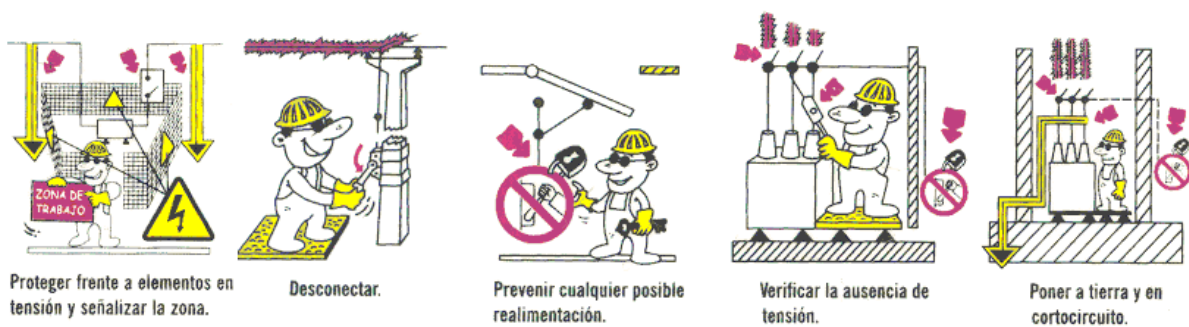


Figura B.1: Reglas de oro para la seguridad

## **Reglas de la seguridad eléctrica**

- Delimitación y señalización la zona de trabajo: El personal encargado de realizar el trabajo debe señalar las áreas físicas de trabajo y colocar barreras que impidan la circulación de personas ajenas dentro del área de trabajo. Cuando se utiliza un vehículo se debe revisar y verificar que este se encuentre debidamente parqueado y correctamente señalado con conos y luces de parqueo.
- Apertura con corte visible de todas las fuentes de tensión: El lugar de la instalación en la que se va a realizar el trabajo debe aislarse de todas las fuentes de alimentación. Los condensadores u otros elementos de la instalación almacenadores de energía después de la desconexión deberán descargarse mediante dispositivos adecuados.
- Bloqueo de los equipos de desconexión: Los dispositivos de maniobra utilizados para la desconexión deben asegurarse contra cualquier posible reconexión, preferiblemente por bloqueo del mecanismo de maniobra y adicionalmente se debe señalar para prohibir la maniobra. En ausencia de bloqueo mecánico, se adoptarán medidas de protección equivalentes.
- Verificación de ausencia de tensión: La ausencia de tensión deberá verificarse en todos los elementos de la zona de trabajo. Adicionalmente, el correcto funcionamiento de los dispositivos de verificación de ausencia de tensión deberá comprobarse antes y después de dicha acción.
- Puestas a tierra: Las partes de la instalación donde se vaya a trabajar deben quedar puestas a tierra y en cortocircuito. Las conexiones de puesta a tierra deben colocarse tan cerca de la zona de trabajo como sea posible. Si en el curso del trabajo los conductores deben cortarse o conectarse y existe el peligro de que aparezcan diferencias de potencial en la instalación, deberán tomarse medidas de protección, tales como efectuar puentes de las puestas a tierra en la zona de trabajo, antes de proceder al corte o conexión de estos conductores.