

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

CALIDAD DEL SERVICIO TECNICO:
“ADQUISICION DE DATOS.”

TOPICO DE GRADUACION

Previo la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACION POTENCIA**

Presentado por:

Franklin Gómez Bernabé
John Gómez Gómez
Henry Zambrano Rugel

GUAYAQUIL-ECUADOR

Año 2004

AGRADECIMIENTO

Al Creador, principio y meta de todos nuestros afanes, por habernos permitido culminar con éxito nuestros sueños.


A todas las personas que de alguna manera contribuyeron en la realización de este trabajo y en especial al Doctor Cristóbal Mera G. por su invaluable ayuda.

DEDICATORIA

A nuestros padres, quienes nos inculcaron a luchar por ideales mediante el trabajo constante y perseverante; y quienes supieron transmitirnos con su ejemplo, la verdadera riqueza: los valores y principios humanos.

A todos los directivos de la Facultad, docentes y compañeros, que fueron parte importante en nuestro crecimiento profesional.

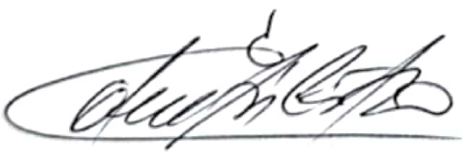
TRIBUNAL DE GRADUACION



Ing. Miguel Yapur **A**
SUBDECANO DE LA FIEC
PRESIDENTE



Dr. Cristóbal Mera G.
DIRECTOR DEL TOPICO



Ing. Eduardo León C.
VOCAL



Ing. Jorge Chiriboga V.
VOCAL

DECLARACION EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de este trabajo de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Franklin Gómez B.

John Gómez G.

Henry Zambrano R.

RESUMEN

El suministro eléctrico tiene una importancia estratégica dentro de la sociedad. El desarrollo y crecimiento de la economía de un país están muy ligados a la calidad del servicio eléctrico ofrecido y a su costo. De ahí que es necesario cuantificar dicha calidad y una manera de hacerlo es midiendo su frecuencia de aparición y su duración, es decir se evalúa la calidad de servicio eléctrico a través de su disponibilidad.

La estrategia mas seguida hoy en día por las distribuidoras para mejorar la calidad es la de una mayor automatización de sus redes, que no es otra cosa que hacer las inversiones necesarias para mejorar la calidad de servicio eléctrico. Así, el problema de la calidad de servicio y, en particular de la continuidad de suministro de electricidad, tiene un trasfondo económico. Teóricamente, es posible lograr una calidad de servicio perfecta, es decir cero interrupciones, nivel de tensión plano, frecuencia constante, pero a un costo infinito.

Este trabajo propone la automatización de las redes de distribución mediante equipos primarios de protección y medición como medio de adquisición de datos, los cuales proporcionan los datos primarios para poder evaluar la confiabilidad de la red de distribución

Se desarrolla una metodología para el diseño de automatización de las redes de distribución considerando la optimización de las inversiones en función de la calidad.

INDICE GENERAL

	Pag.
RESUMEN	VI
INDICE GENERAL	VIII
INDICE DE FIGURAS	XV
INDICE DE TABLAS	XVII

CAPITULO 1

1. INTRODUCCION

1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Presentación del Problema.....	3
1.3. Objetivo y Alcance del Trabajo.....	5
1.4. Estructura de la Tesis.....	6

CAPITULO 2

2. TEORÍA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

2.1. introducción.....	8
2.1.1. Índices d calidad.....	10
2.1.2. Agentes.....	13
2.2. Calidad del servicio técnico.....	16

2.2.1. Origen de las interrupciones largas.....	17
2.2.2. Índices Referidos a la Calidad del servicio Técnico....	20
2.2.2.1. Índice Individuales de Clientes.....	23
2.2.2.2. Índices del Sistema.....	26
2.2.2.2.1. Índices basados en Clientes	27
2.2.2.2.2. Índices basados en la Potencia....	28
2.2.2.2.3. Índices basados en la Energía.....	29
2.3. Selección de los índices en base a sus atributos y aplicaciones.....	41
2.3.1. Probabilidad de falla del Sistema.....	42
2.3.2. Frecuencia y duración de falla.....	43
2.3.3. Consecuencia de falla del sistema.....	44
2.4. Acciones de Mejora de la Calidad.....	44
2.5. Efectos de Mejora en la Calidad.....	46
2.5.1. Mejora de la Confiabilidad de los Elementos.....	46
2.5.2. Mallado en las Redes de Distribución.....	47
2.5.3. Instalación de Equipos de señalización.....	49
2.5.4. Instalación de Equipos de Seccionamiento.....	50
2.5.5. Automatización de las redes de Distribución.....	50

CAPITULO 3

3. ANALISIS DE LAS REGULACIONES

3.1. Introducción.....	52
3.2. Revisión de las regulaciones de otros países.....	54
3.2.1. Calidad de la Energía en Argentina.....	54
3.2.2. Calidad de la Energía en Chile.....	63
3.2.3. Calidad de la Energía en Inglaterra y Gales.....	68
3.2.4. Calidad de la Energía en Francia.....	72
3.2.5. Calidad de la Energía en Panamá.....	75
3.2.6. Calidad de Energía en New York.....	85
3.3. Análisis de la Regulación del Conelec -004/01 “ Calidad del Servicio de Distribución”.....	89
3.3.1. Etapas de Aplicación.....	92
3.3.2. Calidad del Producto.....	93
3.3.3. Calidad del Servicio Técnico.....	94
3.3.4. Calidad del Servicio Comercial.....	100
3.4. Cuadro Comparativo de las Regulaciones.....	102

CAPITULO 4

4. SISTEMA AUTOMATICO DE MANEJO DE INTERRUPCIONES

4.1. Definición de un Sistema Automático de Interrupciones.....	103
4.2. Secuencia de un Sistema Automático de Interrupciones.....	104

4.3. Modelado de la Red de Distribución.....	106
4.3.1. Estructura topológica.....	106
4.3.2. Caracterización de Elementos.....	110
4.3.2.1. Tasa de Falla.....	110
4.3.2.2. Tiempo de Interrupción.....	113
4.3.3. Clasificación de Estados.....	115
4.4. Determinación de Estados de los Elementos.....	116
4.4.1. Determinación de Estados.....	116
4.4.2. Evaluación de Estados.....	119
4.5. Equipos de Adquisición de Datos.....	125
4.5.1. Rele Digitales como medio de Adquisición de Datos..	125
4.5.2. Selector con Capacidad de Comunicación.....	125
4.5.3. Señalizadores.....	130
4.6. Proceso de Localización de Falla en un sistema automático de adquisición de Datos.....	136
4.6.1. Detección de la Falla.....	136
4.6.2. Detección del Alimentador Fallado y Adquisición de Datos.....	136
4.6.3. Localización de la sección Fallada y aislamiento de la Falla.....	137
4.6.4. Localización de la Falla.....	138
4.7. Análisis Estadístico.....	140
4.7.1. Distribución del Tiempo de Falla.....	140
4.7.2. Modelo Exponencial en Confiabilidad.....	147

4.7.3. Modelo Weibull en Pruebas de Vida.....	148
4.7.4. Determinación de Modelos Estadísticos.....	150
4.7.4.1. Métodos Gráficos para la Determinación del Modelo Adecuado.....	150
4.7.4.2. Pruebas de Bondad de Ajuste.....	156

CAPITULO 5

5. OPTIMIZACION DE INVERSIONES EN FUNCION DE LA CALIDAD DEL SERVICIO

5.1. Análisis del Costo de la Calidad.....	161
5.1.1. Costo de Falta de Calidad Para los Clientes.....	166
5.1.2. Costo de Inversiones de las Distribuidoras en Mejora de la Calidad.....	167
5.1.3. Incentivos y Optimización de Inversiones.....	169
5.1.4. Localización Optima de Recursos en Redes de Distribución	175
5.2. Planteamiento Matemático.....	176
5.2.1. Variación de la Probabilidad.....	176
5.2.1. Variación de la Indisponibilidad de Energía	182
5.3. Problema de Optimización Reducido.....	185
5.4. Algoritmo de Solución.....	186

CAPITULO 6

6. BASE DE DATOS.....	188
6.1. Introducción.....	188
6.2. Diseño de la Base de Datos en SQL- SERVER.....	189
6.2.1. Tabla de Datos.....	192
6.2.1.1. Tablas de Datos Principales.....	193
6.2.1.2. Tablas de Datos Parametricas.....	195
6.3. Manejo de Base de Datos y Formularios.....	197

CAPITULO 7

7. APLICACIONES: ANALISIS Y RESULTADOS

7.1. Introducción.....	203
7.2. Evaluación de los Índices de Confiabilidad.....	204
7.3. Localización Optima de los Recursos en el Alimentador.....	211
7.4. Análisis Estadístico.....	219
CONCLUSIONES.....	229
RECOMENDACIONES.....	231

ANEXO 1

Reconector con Capacidad de Adquisición de Datos.....	232
---	-----

ANEXO 2

Seccionador con Capacidad de adquisición de Datos.....	234
--	-----

ANEXO 3

Valores Críticos de la distribución muestral D.....	236
---	-----

ANEXO 4

Formación de la matriz de Estado.....	237
---------------------------------------	-----

Bibliografía.....	238
-------------------	-----

INDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura 4.1	Red de distribución.....	107
Figura 4.2	Modelo de Red	108
Figura 4.3	Reconector con Capacidad de Adquisición de Datos.....	127
Figura 4.4	Indicadores de Falla.....	
Figura 4.5	Arquitectura de un sistema O.M.S.....	61
Figura 4.6	Curva de Vida.....	142
Figura 4.7	Funciones de Densidad Weibull $\alpha = 16$	148
Figura 5.1	Costo Total de la Calidad.....	162
Figura 5.2	Costos de inversión, incentivos y variación del punto óptimo con K.....	172
Figura 6.1	Esquema de la Base de Datos.....	190
Figura 6.2	Simbología de Esquema de la Base de Datos.....	191
Figura 6.3	Pantalla de Inicio.....	196
Figura 6.4	Acceso de la Base de Datos.....	197
Figura 6.5	Formulario Tramos.....	198
Figura 6.6	Formulario Reclamos.....	200
Figura 6.7	Reporte de Tramos.....	201
Figura 7.1	Datos del Alimentador.....	203
Figura 7.2	Modelo Exponencial.....	220
Figura 7.3	Modelo Weibull.....	221

Figura 7.4	Curva de Regresión Modelo Weibull.....	223
Figura 7.5	Curva de Regresión Modelo Exponencial.....	225
Figura 7.6	Histograma.....	227

INDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla 2.1	Índices de Continuidad del suministro en distintos países europeos de 1987.....	40
Tabla 2.2	Evolución del Índice TIEPI del total nacional español en los últimos años.....	41
Tabla 3.1	Niveles individuales garantizados de continuidad de suministro en la regulación Argentina.....	61
Tabla 3.2	Valores límite de continuidad para índices individuales en Chile	62
Tabla 3.3	Valores límite de continuidad para índices de sistema en Chile.....	66
Tabla 3.4	Número máximo estipulado de interrupciones en el contrato estándar ÉMERAUDE	74
Tabla 3.5	Límites de los Indicadores de Confiabilidad Globales para las Empresas de Distribución en los CENTROS URBANOS (Ciudad y Area Urbana).....	80
Tabla 3.6	Límites de los Indicadores de Confiabilidad Globales para las Empresas de Distribución en Las AREAS RURALES	80
Tabla 3.7	Límites de los Indicadores de Confiabilidad Individuales para las Empresas de Distribución en los CENTROS URBANOS (Ciudad y Area Urbana).	81
Tabla 3.8	Límites de los Indicadores de Confiabilidad Individuales para las Empresas de Distribución en Las AREAS RURALES	82
Tabla 3.9	Valores de frecuencia y duración de interrupciones	83

Tabla 3.10	Cuadro Comparativo de las Regulaciones de Ecuador y Otros Países.....	102
Tabla 4.1	Valor de λ , dependiendo del tipo de elemento.....	120
Tabla 4.2	Valor del Tiempo de Interrupción, dependiendo del tipo de elemento.....	122
Tabla 6.1	Tramos.....	192
Tabla 6.2	Interrupciones.....	120
Tabla 6.3	Causa 1.....	195
Tabla 6.4	Tipo _ tramo.....	195
Tabla 6.5	Origen.....	195
Tabla 6.6	Causa.....	195
Tabla 7.1	Parámetros de Confiabilidad.....	204
Tabla 7.2	Matriz de Estado: Tasa de Falla.....	206
Tabla 7.3	Matriz de Estado: Tiempos de Reparación.....	207
Tabla 7.4	Matriz de Estado: Tasa de Indisponibilidad.....	208
Tabla 7.5	Resumen de Índices de Confiabilidad.....	209
Tabla 7.6	Costo de Equipos.....	211
Tabla 7.7	Tabla de Valores de Indisponibilidad y Modelos Estadísticos.....	219
Tabla 7.8	Resumen de Estadística de Regresión Modelo Weibull..	222
Tabla 7.9	Análisis de Varianza.....	222
Tabla 7.10	Análisis de los Residuales.....	222
Tabla 7.11	Resumen de Estadística de Regresión Modelo Exponencial.....	224

Tabla 7.12	Análisis de Varianza.....	224
Tabla 7.13	Análisis de los Residuales.....	224
Tabla 7.14	Prueba Estadística de Kolmogorov-Smirnov.....	226

CAPITULO I

1.INTRODUCCION

1.1 ANTECEDENTES

En la actualidad existe un proceso generalizado de cambios en la regulación de los sistemas de energía eléctrica. Estos cambios están orientados a la introducción de mecanismos de competencia en donde es posible. En el caso concreto de la distribución, se esta pasando de la regulación basada en costos reconocidos (regulación tradicional) a regulaciones basadas en servicio ofrecido.

Las necesidades de los clientes, también están evolucionando. La sociedad en su conjunto esta más orientada al individuo y los clientes se están acostumbrando cada vez a una atención más personalizada y de mayor calidad. Estos niveles de calidad de atención al cliente ya existen en otros ámbitos y se están empezando a exigir poco a poco

en los servicios regulados, que tienen cierto retraso en este aspecto debido a su carácter de monopolio. Además la sociedad es cada vez más dependiente del suministro eléctrico, por lo que necesita y exige una mayor calidad del mismo.

El suministro eléctrico tiene una importancia estratégica dentro de la sociedad. El desarrollo y crecimiento de la economía de un país están muy ligados a la calidad del servicio eléctrico ofrecido y a su costo. En algunos casos, puede incluso decidir el lugar de inversión de industrias con una importante generación de empleo y riqueza asociada.

En los países en vías de desarrollo, una de las razones de más peso para cambiar la regulación de su sistema de energía eléctrica, ha sido y es la deficiente calidad de suministro que lastra su economía, además de las necesidades de capital para invertir y desarrollar el sistema, que permitan extender el servicio y mejorar su calidad. En los países industrializados, generalmente el cambio de regulación esta mas orientado a aumentar la eficiencia de los sistemas de energía eléctrica, y por tanto reducir los costos del suministro eléctrico.

1.2 PRESENTACION DEL PROBLEMA

La confiabilidad del servicio eléctrico está relacionada con los cortes de suministro de energía, los cuales afectan a los usuarios produciendo graves distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad como en el confort de las personas.

De ahí que es necesario cuantificar dichos cortes de suministro y una manera de hacerlo es midiendo su frecuencia de aparición y su duración, es decir se evalúa la calidad de servicio eléctrico a través de su disponibilidad.

Pero es difícil definir una función de calidad única para un sistema como el de distribución, puesto que diferentes consumidores, conectados en distintos puntos de este, valoraran la calidad de forma diferente. Por tal razón se definen índices globales para el sistema, e índices individuales para un consumidor o grupos de consumidores conectados a un mismo nodo.

Aunque no existe unanimidad en los criterios de evaluación, los índices más comunes utilizados en la cuantificación de la calidad son los relacionados con la frecuencia y duración de fallas o cortes de suministro de energía eléctrica.

La información de indicadores de confiabilidad, así como la serie de tecnologías que se han implantado progresivamente en los últimos años (los sistemas de control de adquisición de datos (SCADA), los sistemas de información geográfica (GIS, etc.), ayudan a las empresas de distribución, en la toma de decisiones sobre propuestas alternativas de topología de la red, elementos de protección, políticas de mantenimiento y operación, incorporación de elementos de maniobra automatizados, refuerzo de elementos, etc.

La estrategia mas seguida hoy en día por las distribuidoras para mejorar la calidad es la de una mayor automatización de sus redes. Las inversiones necesarias para mejorar la calidad de un único alimentador o línea de media tensión son relativamente pequeñas, pero afectaran también a pocos usuarios. Conseguir una mejora global de la distribución implica un gran número de pequeñas inversiones que se convierten en una gran inversión.

Así, el problema de la calidad de servicio y, en particular de la continuidad de suministro de electricidad, tiene también un trasfondo económico. Teóricamente, es posible lograr una calidad de servicio perfecta, es decir cero interrupciones, nivel de tensión plano, frecuencia constante, pero a un costo infinito. Este trabajo describe

una metodología de adquisición de datos necesarios para evaluar los índices de la calidad del servicio técnico, un análisis estadístico para determinar el comportamiento de las interrupciones y una metodología para la incorporación de inversiones óptimas con la finalidad de mejorar el nivel de la calidad del servicio eléctrico.

1.3 OBJETIVOS Y ALCANCE DE LA TESIS

Los Objetivos generales para este trabajo son:

- i. Fijar criterios y procedimientos para la automatización óptima de un sistema de manejo de interrupciones, para una red de distribución, mediante la instalación de equipos de protección y medición como medios de adquisición de datos, lo que permitirá evaluar y mejorar la calidad del servicio eléctrico.

- ii. Determinar mediante un análisis estadístico, que tipo de distribución de probabilidad siguen los índices de la calidad del servicio técnico obtenidos de acuerdo al objetivo planteado anteriormente.

1.4 ESTRUCTURA DE LA TESIS

El capítulo I de este documento está dedicado a explicar la temática general que enmarca el trabajo realizado, presentando antecedentes, objetivos y alcances generales del mismo.

En el capítulo II se presenta la teoría relacionada a la calidad de servicio en redes eléctricas de distribución, definición de índices mayormente utilizados, acciones y efectos de mejoras en la calidad.

En el capítulo III se presenta una revisión internacional de la calidad de servicio en redes de distribución, así como la del Ecuador "**Resolución 004 del CONELEC**".

En el capítulo IV, se describen los criterios y procedimiento para el manejo de un sistema automático de interrupciones, es decir la secuencia y los componentes que forman parte de este sistema. Se describe también el marco teórico y los procedimientos necesarios para la determinación de la distribución de probabilidad que siguen los índices de calidad del servicio técnico.

En el capítulo V se desarrolla la teoría asociada al nivel óptimo de calidad de un sistema de energía eléctrica, así como también un

procedimiento a fin de de minimizar los costos de inversión de las empresas distribuidoras, .

En el capítulo VI se presenta la descripción y funciones de una base de datos del tipo académico desarrollada para el ordenamiento de datos y cálculos de índices de calidad en modo histórico

En el capítulo VII se expone una aplicación de los criterios y procedimientos desarrollados en los capítulos anteriores.

CAPITULO II

2. TEORIA DE LA CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO

2.1 INTRODUCCION

Los aspectos que componen lo que se viene llamando calidad del servicio eléctrico son los siguientes:

Calidad del Producto: considera la calidad del suministro en lo que se refiere al Nivel de tensión, Perturbaciones de tensión, Factor de Potencia.

Calidad del Servicio Técnico: no es otra cosa que la continuidad del suministro, Frecuencia de Interrupciones y Duración de Interrupciones.

Calidad del Servicio Comercial: engloba los aspectos de atención al cliente, Atención de Solicitudes, Atención de Reclamos y Errores en Medición y Facturación.

La continuidad del suministro es el aspecto de calidad más inmediato y evidente. Es el que más se ha estudiado y sobre el que más se ha escrito, generalmente llamándose confiabilidad del suministro. Hasta no hace demasiado tiempo, era el único aspecto relevante de la calidad del servicio. A medida que los países se han ido desarrollando, se han alcanzado niveles de continuidad del suministro cada vez más aceptados por los clientes, sobre todo en zonas urbanas o de gran consumo. Pero también han aparecido equipos que han inyectado cada vez más perturbaciones en la red, tales como ordenadores, convertidores, etc., y que además son más sensibles a esas mismas perturbaciones u otras ya existentes en la red. Es por esta razón que el aspecto de calidad del producto está teniendo cada vez más importancia.

La calidad del servicio comercial está apareciendo también con fuerza, pero por otros motivos, ya que este aspecto no es exclusivo del suministro de electricidad, sino que en toda la sociedad existe una mayor exigencia sobre la calidad de atención comercial. Los cambios

actuales en las actividades de la distribución, en las que tradicionalmente estaban incluidas las tareas de comercialización, al separarlas en dos, por un lado la distribución como un monopolio natural regulado y por otro la comercialización de la energía eléctrica, en un ambiente de libre competencia, le están dando un protagonismo añadido a la calidad del servicio comercial.

2.1.1 ÍNDICES DE CALIDAD

Otro aspecto importante de la calidad de servicio es la forma de medirla. Para ello se utilizan los índices de calidad. No existe un índice que sea capaz de medir la calidad total en todos sus aspectos, y ni siquiera en las tres divisiones de la calidad del servicio presentadas anteriormente existe un solo índice para cada una de ellas. Por lo tanto es necesario medir cada característica de interés con un índice asociado.

Esto conlleva a la existencia de multitud de índices de calidad, cada uno especializado en un aspecto concreto o perturbación. Por otro lado, dependiendo de la utilización que se quiera hacer del índice, se puede calcular en modo histórico o modo predictivo.

- En modo histórico, estos índices se calculan utilizando estadísticas de interrupciones a los usuarios, y/o registros de incidencias de las empresas y a partir de los datos de funcionamiento del sistema eléctrico durante un periodo de tiempo en el pasado. Permite evaluar la calidad de servicio proporcionada y realizar análisis comparativos y tendencias.
- En modo predictivo se calculan los valores medios y/o máximos esperados, obtenidos a partir de modelos de confiabilidad aplicados al sistema eléctrico en un tiempo especificado en el futuro. Permite establecer objetivos ligados al tipo de red, identificar puntos débiles, realizar análisis alternativo de expansión de la red, evaluar el impacto de nuevas inversiones de calidad. Los datos necesarios serán: datos de confiabilidad de componentes, topología del sistema eléctrico, demanda, clientes, criterios de explotación, etc.

Los índices definidos en la mayor parte de los reglamentos o recomendaciones, están referidos al comportamiento del sistema desde un punto de vista global, en contraposición a los niveles

de calidad que observa individualmente un usuario o cliente final.

De esta forma es posible distinguir lo siguiente:

Índices individuales de clientes

Estos índices reflejan el nivel de calidad que experimenta un cliente particular.

Actualmente es posible medir la calidad mediante índices individuales. De hecho en Argentina ya se están midiendo los niveles de calidad obtenidos para cada cliente. Sus principales ventajas e inconvenientes son:

- **Ventaja:** Se mide la calidad que obtiene cada cliente. Esta calidad no se oculta en el sistema si no que es exactamente lo que cada cliente recibe por separado

- **Inconveniente:** Se necesita una infraestructura y unos medios muchos mayores para medirlos y controlarlos, que para los índices del sistema.

Índices de Sistema

Estos índices de sistema suelen ser medias ponderadas de los índices individuales de calidad de los clientes de la zona considerada. Sus principales ventajas e inconvenientes son:

- **Ventaja:** Capacidad para representar la calidad de servicio ofrecido por un sistema de forma compacta y fácilmente admisible. Es importante ser capaz de medir la calidad global del sistema.
- **Inconvenientes:** Al ser una media de índices individuales puede esconder bolsas de clientes con valores muy inferiores a la media, que podrían considerarse como inaceptables en una regulación de calidad.

Es muy importante por lo tanto saber que sé esta midiendo y como, ya que cualquier apreciación, regulación o estudios de los niveles de calidad obtenidos en una red están sujetos a los índices elegidos y sus particularidades.

2.1.2 AGENTES

En un sistema eléctrico participan diversos Agentes, todos ellos relacionado de alguna forma con la calidad del servicio. Estos

agentes van desde el Generador de electricidad, hasta el cliente final, pasando por todos los intermediarios. A continuación se los enumera y define:

Generador: agente que produce energía eléctrica y la vierte a la red. Se encarga de construir, operar y mantener las centrales de generación.

Transportista: Agente propietario de la red de transporte de energía eléctrica desde los puntos de generación hasta los puntos de distribución (líneas de alta tensión). En muchos casos el transportista tiene además las funciones de operar el sistema.

Operador del sistema: Agente que se encarga de mantener, operar y planificar la red del transporte

Distribuidor: Agente que distribuye físicamente la energía eléctrica a todos los clientes finales, tomándola del transportista. Se encarga de mantener, operar y expandir la red de distribución (líneas de media y baja tensión).

Cliente: agente que consume electricidad.

Comercializador: Agente que comercializa energía eléctrica. Hasta ahora las actividades de distribución y comercialización eran realizadas por un mismo agente, pero las nuevas regulaciones tienden a separar las dos actividades.

El comercializador se encarga de todos los aspectos comerciales del suministro de electricidad: compra por un lado la electricidad a los generadores y vende al cliente final. Por supuesto, la energía eléctrica le llega al cliente final a través de la red de transporte y la red de distribución del distribuidor local.

Administración: es la autoridad competente en el ordenamiento de los sistemas eléctricos, ya sea el Estado a través del ministerio correspondiente o las comunidades autónomas en los que les compete

Regulador: Ente que regula el sistema eléctrico, diseña las reglas del sistema eléctrico y vigila su cumplimiento. En algunos casos, el regulador y la administración son el mismo agente, y en otros el regulador se constituye aparte con cierta independencia frente al estado.

El nivel de independencia y sus atribuciones dependen de la legislación correspondiente. En Ecuador se creó el Consejo Nacional de Electrificación CONELEC.

Además de estos agentes pertenecientes al sistema eléctrico, existen otros llamados agentes externos al sistema que pueden influir en la calidad del mismo: esencialmente entidades normativas de calidad y los fabricantes de dispositivos eléctricos.

2.2 CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

Cuando se hace referencia a la calidad del servicio técnico en sistemas eléctricos de distribución, inevitablemente tenemos que hablar de confiabilidad en los mismos, teniendo como punto de éxito la continuidad del suministro, que no es más que la existencia o no de tensión en el punto de conexión. La continuidad del suministro es uno de los aspectos básicos de la calidad del servicio y al que históricamente se ha prestado mayor atención. En la literatura técnica, se describe como confiabilidad del suministro.

Cuando falla la continuidad de servicio, es decir cuando la tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que hay una interrupción de suministro. La definición exacta según la norma UNE-EN 50160, es que existe interrupción de suministro cuando la tensión

este por debajo del 1% de la tensión nominal en cualquiera de las fases de alimentación. Cada interrupción de suministro viene representada por su duración. En continuidad únicamente se tiene en cuenta las interrupciones largas, es decir más de 3 minutos. Las interrupciones breves, o menores de tres minutos se consideran un problema de calidad de la onda, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de las redes: reenganches rápidos debidos a fallas transitorias, operación de aislamiento de tramos con falla. Las interrupciones largas de suministro en cambio suelen necesitar de la reparación de algún elemento defectuoso de la red o, al menos, la inspección de los tramos con problemas, así como la reposición manual de la tensión.

2.2.1 ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES LARGAS

En una primera aproximación se puede dividir al sistema eléctrico en generación, transporte y distribución y ver la influencia de cada parte en la continuidad del suministro. Las interrupciones pueden ser debido a una falla de generación: puede no haber un parque de generación suficiente, lo que supone dejar sin alimentación una parte de la demanda. Esta situación puede darse en países en vía de desarrollo, con un fuerte crecimiento de la demanda y sin haber realizado las

inversiones a largo plazo. Otra posible causa puede ser la baja disponibilidad de las centrales, provocando una falta de generación para cubrir toda la demanda. En cualquier caso estas situaciones son muy poco probables en países desarrollados, donde el parque generador suele estar sobredimensionado.

El transporte también puede provocar interrupciones largas. Pero se ha invertido mucho en el estudio de la confiabilidad de las redes de transporte y su protección frente a fallas. La razón es que una falla en la red de transporte puede afectar a una zona muy amplia de suministro, pudiendo ser muy grande el daño causado. Estas fallas pueden provocar apagones generales. Al ser redes malladas, generalmente suelen diseñarse las redes de transporte con criterio N-1 e incluso N-2, es decir capaces de soportar el fallo de un elemento de la red o de dos sin problemas

La distribución es donde se genera la mayoría de las interrupciones del suministro. Dependiendo del país y del momento de la toma de datos, suele asignarse entre un 80% y 95% de las interrupciones a la distribución, repartiéndose el restante 5-20% entre la generación y el transporte.

Históricamente se ha estudiado y se ha invertido mucho menos en confiabilidad de la distribución que en la confiabilidad del transporte. A ello han contribuido varias razones:

- i. Debido a la estructura de las redes de distribución, las fallas tienen un efecto muy local, lo que le resta importancia.
- ii. Debido a la estructura de las redes de distribución, las inversiones para mejora en la continuidad en distribución, aunque individualmente son pequeñas, afectan a muy pocos clientes.
- iii. Para conseguir mejorar la continuidad a muchos clientes, son necesarias muchas pequeñas inversiones que se convierten en una inversión muy importante.

Las interrupciones provocadas por fallos en el sistema de distribución tienen a su vez multitud de orígenes y causas distintas.

2.2.2 ÍNDICES REFERIDOS A LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

Hablar de índices referidos a la calidad del servicio técnico en los sistemas eléctricos de distribución, no es más que hablar de

índices de confiabilidad, que en algunos casos también se definen como índices globales para el sistema como un todo.

Entre los cuantificadores más importantes se cuentan:

Tasa de Falla (λ)

Representa la cantidad de veces que un consumidor se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Generalmente se considera como unidad de tiempo 1 año, ya que la disponibilidad de electricidad es normalmente alta. El inverso de la tasa de falla se conoce como ***tiempo promedio entre fallas***.

Tiempo de Reparación (r)

Es el tiempo que se toma en la reparación o cambio del elemento causante del problema. Es el tiempo promedio que dura una falla de suministro expresado en horas. El inverso del tiempo de reparación se conoce como ***tasa de reparación***.

Tiempo Anual de Desconexión Esperado (U)

Es la disponibilidad total de servicio durante un año, medido en horas. Se obtiene como la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio.

Energía no suministrada (ENS)

Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde de vender. Este índice tiene una gran importancia para estas empresas, ya que puede utilizarse como un parámetro decisivo, a la hora de evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad de servicio.

Como se puede apreciar estos índices de confiabilidad, intentan medir la continuidad del suministro, basados en el número de veces que se ve interrumpido el suministro y durante cuánto tiempo. Cualquier índice de confiabilidad o continuidad recoge esos dos datos, pero los puede interpretar de muchas formas distintas, llegando a los casos de los más dispares, según a que aspecto de la continuidad del suministro se le da más importancia: puede darse más importancia al número de interrupciones que a la duración de las mismas, puede valorarse más la cantidad de potencia instalada interrumpida que él

número de clientes interrumpidos, dicho de otra forma la valoración de la continuidad del suministro de un sistema eléctrico estará en función de los índices elegidos.

Pero no solo tiene importancia los índices utilizados, si no la forma de calcularlo. Aunque las definiciones de los distintos índices de continuidad tienen una aceptación importante en el ámbito internacional, la forma de calcularlo puede diferir sustancialmente. Por ejemplo una de las diferencias son los criterios para decidir que interrupciones se contabilizan. Es frecuente no tener en cuenta las interrupciones previstas, o incluso no tener en cuenta las interrupciones ocurridas en circunstancias particulares.

A la hora de elegir el índice, no solo hay que fijarse que aspecto de la continuidad se está recogiendo o se le está dando más importancia, si no también hay que tener en cuenta que interrupciones se quieren contabilizar.

A continuación se describen los índices más utilizados. Se presenta por un lado los índices individuales y por otro los índices del sistema.

2.2.2.1 INDICES INDIVIDUALES DE CLIENTES

Cada cliente tiene sus propios índices individuales que miden la calidad que ha recibido. Este nivel de calidad únicamente refleja la calidad de suministro particular, independientemente de la calidad que hayan podido tener los demás clientes en su entorno.

La Directiva 85/374/CEE del consejo de comunidades Europeas (CEE85), define *la electricidad* como:

“Un producto que ha de tener las mismas garantías para el comprador que cualquier otro producto de mercado”.

Tomando en consideración dicha definición podemos decir que los índices individuales de cliente representan un avance significativo de la regulación de calidad, ya que enfoca el problema desde el punto de vista del consumidor de la electricidad.

Los índices de calidad de cada cliente, recogen el número de veces que es interrumpido, y el tiempo que esta sin suministro. Las variables de continuidad individuales básicas son por lo tanto:

- i. Número de interrupciones
- ii. Duración de cada interrupción

A partir de las variables básicas anteriores es posible elaborar los índices individuales de continuidad propiamente dicho. Los más habituales son:

- i. Número de interrupciones (int./ período)
- ii. Duración media de interrupciones (int.): media de las duraciones de las interrupciones registradas
- iii. Duración total de las interrupciones (período); suma de las duraciones de todas las interrupciones del periodo considerado.
- iv. ENS, Energía No Suministrada (Kwh. / periodo):
Existen distintos métodos para estimar la energía no suministrada, ya que no es posible medirla. Puede utilizarse la última medida realizada y extrapolarla, utilizar curvas de cargas típicas por tipos de clientes, etc.

Al ser la climatología una de las causas de las interrupciones, se suele tomar un periodo de un año para incluir las distintas estaciones en un mismo periodo y no tener variaciones en el índice debidas al periodo en que se miden. Este efecto afecta mucho mas a las líneas aéreas, expuestos a los distintos fenómenos meteorológicos del tipo rayos, viento, etc. Las líneas subterráneas (núcleos urbanos principalmente) no suelen tener este problema, teniendo la climatología poca incidencia en el numero de interrupciones.

Aunque en la actualidad sea posible medir la calidad individual de cada cliente sigue siendo muy caro. La solución adoptada en Argentina, único país hasta ahora donde se ha desarrollado una regulación basada en índices individuales, es calcular estos últimos basándose en medidas en los centros de transformación de media tensión a baja tensión y en la topología de la red para ver clientes afectados

2.2.2.2 INDICES DE SISTEMA

Los índices de sistemas reflejan el comportamiento medio o en porcentajes de la continuidad de suministro en el sistema, siendo este una región, una zona, etc., que engloba un cierto número de clientes afectados.

Generalmente igual que para los índices individuales, suele utilizarse dos índices, uno para medir el número de interrupciones y otro para medir la duración de estas interrupciones. Es importante recalcar que estos índices no son los que ven directamente cada cliente, si no es una medida del estado medio de la calidad de la zona considerada. Por tanto, puede haber clientes en una zona con una buena calidad de sistema que tengan un nivel de calidad menor al de la zona

Estos índices de sistemas han sido y siguen siendo lo mas utilizados para medir la continuidad del suministro. En el ámbito internacional, tomando como referencia la literatura técnica, existe bastante consenso en su definición.

Para el cálculo de los índices de sistema son necesarios los registros de incidencia o interrupciones, el número de los clientes suministrados y afectados, la potencia conectada y afectada, etc. Según se ponderen o se basen en datos de clientes, de carga, etc., estos índices se pueden clasificar como:

- i. índices basado en clientes
- ii. índices basados en potencia
- iii. índices basados en energía.

2.2.2.2.1 ÍNDICES BASADOS EN CLIENTES

Número de interrupciones por abonado (INT/AÑO)

Representa el número de veces que el servicio eléctrico de un usuario del sistema es interrumpido durante un año. Es determinando dividiendo el número total de usuarios interrumpidos en un año por el número promedio de usuarios servidos durante el año.

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i \times N_i}{\sum N_i} \quad (2.1)$$

Donde:

λ_i = Tasa de falla

N_i = Número de usuarios en el punto de carga i .

Índice de duración de interrupción promedio del sistema (SAIDI)

Nos da la duración de interrupción promedio por usuario servido. Es determinado dividiendo la suma total de todas las duraciones de interrupción a los usuarios durante un año por el número de usuarios servidos

$$SAIDI = \frac{\sum U_i \times N_i}{\sum N_i} \quad (2.2)$$

Donde:

U_i = Es el tiempo de indisponibilidad anual

N_i = Es el número de usuarios conectados al punto de carga i .

Los índices anglosajones SAIFI y SAIDI juntos son los más utilizados internacionalmente. El primero mide la frecuencia y el segundo la duración de las interrupciones.

CAIFI (INT/ AÑO)

Es el número promedio de interrupciones por usuario servido por año. Es determinado dividiendo el número de usuarios interrumpidos observados en un año por el número de usuarios afectados, es de hacer notar que el número de usuarios afectados es contabilizado una sola vez sin considerar el número de interrupciones que cada uno de ellos puede haber sufrido durante el transcurso del año

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i \times N_i}{N_a} \quad (2.3)$$

Donde:

λ_i = Tasa de falla

N_i = El número de usuarios conectados en el punto i

N_a = Es el número de usuarios afectados.

Índice de duración de interrupción promedio del usuario (CAIDI)

Es la duración de interrupción promedio para aquellos usuarios interrumpidos durante un año.

Este índice es determinado dividiendo la suma de todas las duraciones de interrupción a los usuarios para el número de usuarios que experimentan una o más interrupciones durante un año

$$CAIDI = \frac{\sum U_i \times N_i}{\sum \lambda_i \times N_i} \quad (2.4)$$

Donde:

U_i = Tiempo de indisponibilidad anual

λ_i = Tasa de falla

N_i = el número de usuarios en el punto de carga i

Índice de disponibilidad del suministro (ASAI)

Representa la relación del número total horas-usuarios que el servicio estuvo disponible durante un año para el número total de horas-usuarios demandados. Este índice es también conocido como índice de confiabilidad de servicio.

Este es calculado dividiendo el número total de horas-usuarios que el servicio no estuvo disponible durante un año para el número total horas-usuarios demandados.

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum N_i \times U_i}{\sum N_i \times 8760} \quad (2.5)$$

Donde:

N_i = El número de usuarios conectados al punto de carga i .

U_i = tiempo de indisponibilidad anual en este punto

Un valor complementario a este último índice puede ser utilizado y es llamado comúnmente como índice de no disponibilidad de servicio promedio.

$$\frac{\sum U_i \times N_i}{\sum N_i \times 8760} = 1 - ASAI \quad (2.6)$$

Donde:

N_i = Número de usuario conectados al punto de carga i ,

U_i = Tiempo de indisponibilidad anual en este punto.

2.2.2.2.2 ÍNDICES BASADOS EN LA POTENCIA

Es también posible expresar las estadísticas de interrupción en términos de la carga conectada y de la energía en términos de los usuarios del sistema. Uno de los parámetros más

importantes requeridos para la evaluación de estos índices es la carga promedio en cada barra del punto de carga considerado.

La carga promedio (L_a) esta dada por:

$$L_a = L_p \times f$$

Donde:

L_p = Demanda de carga pico

f = factor de carga

Índice de frecuencia de interrupción promedio de la carga. (ALIFI)

Son los KVA de cargas conectadas interrumpidas en un año por los KVA de cargas conectadas servidas. Esta es encontrada dividiendo la interrupción de carga anual para el total de carga conectada

$$ALIFI = \frac{\sum \lambda_i \times La_i}{\sum La_i} \quad (2.7)$$

Donde:

λ_i = La tasa de falla

L_{ai} = La carga conectada al punto de carga i .

Índice de duración de interrupción de carga promedio (ALIDI)

Representa la duración de interrupción promedio por carga conectada servida. Es calculado dividiendo la suma de todas las duraciones de interrupción de la carga para el total de carga conectada.

$$ALIDI = \frac{\sum U_i \times L_{a_i}}{\sum L_{a_i}} \quad (2.8)$$

Donde:

U_i = Es el tiempo de indisponibilidad anual

L_{ai} = Es la carga promedio conectada al punto de carga i

Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia: TIEPI(H).

Representa el tiempo equivalente en horas de haber interrumpido a toda la potencia instalada. Es calculado dividiendo la suma de todas las duraciones de interrupción de la carga para la potencia total conectada.

$$TIEPI = \frac{\sum U_i \times P_i}{\sum P_i} \quad (2.9)$$

Donde:

U_i = Tiempo de indisponibilidad en un año, en el punto i

P_i = La potencia instalada en el punto de carga i

POTENCIA INSTALADA: NIEPI (INT.)

Representa el numero de interrupciones de toda la potencia instalada equivalente Esta es encontrada dividiendo la interrupción de carga instalada para el total de potencia instalada.

Es un índice que ha cobrado importancia al verse la necesidad de medir de alguna forma el número de interrupciones además de su duración.

$$NIEPI = \frac{\sum \lambda_i \times P_i}{\sum P_i} \quad (2.10)$$

Donde:

λ_i = Tasa de falla

P_i = Potencia instalada en el punto de carga
i

En Ecuador han sido escogidos los índices TIEPI y NIEPI para evaluar la calidad del servicio técnico.

2.2.2.2.3 ÍNDICES BASADOS EN ENERGÍA

Estos índices al basarse en un parámetro no mensurable, explican una estimación del mismo. Por ello según el método de estimación

utilizado puede variar mucho. En estos casos es importante por tanto definir ese método si se quiere utilizar con fines regulativos.

Energía no suministrada: ENS (KWH)

Es el promedio de Kw-h interrumpidos durante un año. Se calcula sumando el total de la energía no suministrada durante un año

ENS = Total de energía no suministrada por el sistema.

$$ENS = La_i \times U_i \quad (2.11)$$

Donde:

La_i = Carga promedio

U_i = Tiempo de indisponibilidad del punto de carga i

Índice de energía no suministrada promedio (AENS)

Nos da el promedio de energía no suministrado en un año por el total de usuarios servidos

$$AENS = \frac{\sum La_i \times U_i}{\sum N_i} \quad (2.12)$$

Donde:

U_i = Tasa de falla

La_i = es la carga conectada apunto de carga

i

N_i = Numero de usuario conectados al punto de carga i .

Índice de corte de carga promedio de consumidores (ACCI)

$$ACCI = \frac{\text{suma de energia no suministrada en todas las interrupciones}}{\text{numero total de clientes afectados}}$$

Dependiendo en que aspecto se desee poner mas énfasis se elegirán unos u otros índices para representar la continuidad del suministro del sistema. Los índices basados en clientes serán más fáciles de interpretar por estos últimos, aunque pueden inducir a confusión, ya que se trata no de índices individuales que el cliente tendrá, si no del promedio de nivel de continuidad que

experimentaran los clientes del sistema. Por otro lado los índices de Potencia serán de utilidad para clientes de Potencia significativa.

Los índices basados en energía necesariamente han de hacer suposiciones en cuanto a la energía no suministrada, ya sea por proyecciones de la energía consumida en el momento de la interrupción, por registros históricos de consumo, o por curvas de demanda típica.

En cualquier caso es importante tomar índices que tengan en cuenta la frecuencia y la duración de las interrupciones, con objeto de medir la continuidad en sus aspectos básicos.

Para cualquier índice que se mida con carácter histórico es necesario establecer procedimientos de registro sistemático de las incidencias de continuidad, así como disponer de las bases de datos necesaria para determinar los clientes afectados y demanda interrumpida.

En la tabla 2.1, se presentan datos de continuidad de distintos países Europeos del año 1987, recogidos en un estudio realizado por UNÍPEDE. Puede verse como el tipo de redes y los niveles de calidad obtenidos son diferentes de un país a otro. Una de las razones de esta diferencia que propone el estudio de UNÍPEDE es la diferencia de densidad de cliente por kilómetro cuadrado, y la proporción de redes subterráneas y aéreas. En la tabla 2.2 se presenta la evolución del índice TIEPI en España en los últimos años.

Tabla 2.1 Índices de Continuidad del suministro en distintos países europeos de 1987

PAIS		SAIDI (min/año)	SAIFI (int/año)	CAIDI (min/int)	Clientes/km
Holanda	Urbano	15	0.26	58	150
	Rural	34	0.43	79	
Alemania	Urbano	7	0.33	20	120
	Rural	54	1.2	45	
G. Betraña		67	0.72	92	102
Italia	Urbano	120	2.5	48	90
	Rural	300	5	45	
Francia	Urbano	33	0.8	41	50
	Rural	390	5	78	
Suecia	Urbano	30	0.5	60	10
	Rural	180	1.5	120	
Noruega		300	2	150	7

Tabla 2.2 Evolución del Índice TIEPI del total nacional español en los últimos años

Año	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996
TIEPI Horas/año	6.65	5.61	5.46	4.76	3.73	3.58	3.36

2.3 SELECCIÓN DE LOS INDICES EN BASE A SUS ATRIBUTOS Y APLICACIONES.

Los índices de confiabilidad de un sistema o componentes deberán cumplir ciertas condiciones de tal manera que el diseñador pueda usar esta información de muchas maneras.

Entre los principales atributos que deberán poseer los índices de confiabilidad podemos mencionar:

- Debe ser posible calcular estos índices usando datos disponibles del funcionamiento y confiabilidad de los componentes del estudio.
- Deben ser medibles a partir de datos históricos de un sistema en funcionamiento.
- Reflejar la calidad de servicio desde el punto de vista del cliente.

- Deberán ser entendibles aun incluso para personas que no estén familiarizados con la teoría de calidad.
- Deberán ser consistentes en estudios de comparación de alternativas, siendo este uno de los aspectos más importantes a efectos de diseño.

Los índices descritos en la sección anterior cumplen con las condiciones expuestas anteriormente.

Casi todos los índices de calidad son de gran aplicación en las diversas áreas de un sistema de potencia, pueden ser incluidos dentro de tres grupos fundamentales, a continuación se describen brevemente estos y su mayor área de aplicación.

2.3.1 PROBABILIDAD DE FALLA DEL SISTEMA

Este índice tiene amplia aplicación en los sistemas de distribución pero sin embargo si puede ser aplicado para estudios de generación y transmisión y precisamente su principal aplicación esta en los estudios de capacidad de generación, donde este índice es comúnmente llamado como probabilidad de perdida de carga (LOLP).

En estudios de los sistemas de transmisión y distribución este índice es usualmente definido como la probabilidad de pérdida de continuidad de servicio, pero sin embargo puede ser definido como eventos de bajo voltaje o componentes sobrecargados durante los cuales no necesariamente se pierde la continuidad de servicio.

Dentro de este grupo caen los índices USAI y ASAI descritos anteriormente.

2.3.2 FRECUENCIA Y DURACIÓN DE FALLAS

Estos índices son de gran utilidad para estudios más detallados de alternativas, y sus efectos en la calidad del sistema, pudiendo ser aplicados a fallas de corta duración y de tiempo sostenido.

A este grupo pertenecen la mayor parte de los índices descritos en la sección anterior Fundamentalmente estos índices tienen su mayor aplicación en los sistemas de transmisión y distribución, aunque en los últimos años se ha encontrado su uso práctico en los estudios de generación.

2.3.3 CONSECUENCIA DE FALLAS DEL SISTEMA

Dos importantes índices caen dentro de esta categoría, el primero es la cantidad de energía demandada promedio no suministrada debida a una falla, este índice de pérdida de energía esperada obviamente tiene un gran significado físico y tiene gran aplicación tanto en los estudios de generación, transmisión y distribución, este índice puede ser expresado en términos de unidades de energía o en p.u del total de energía demandada.

Los índices ENS, AENS, ACCI pertenecen a este grupo.

El segundo índice que cae dentro de esta categoría es la magnitud de carga esperada (XLOL), este índice es usualmente considerado como el suplemento del índice LOLP.

2.4 ACCIONES DE MEJORAS DE LA CALIDAD

Las acciones de mejora de la calidad que se contempla son acciones que deben intentar resolver el problema de confiabilidad de una red de distribución ya establecida. Las acciones de mejora que puedan llevar a cabo un cliente a título individual no se consideraran, ya que estas acciones no mejoran la calidad del sistema, aunque si mejora la respuesta del cliente a la falta de calidad.

A continuación se presenta una clasificación de los distintos tipos de acciones de mejoras que se pueden realizar:

- Mejora de la calidad de los elementos que componen la red de distribución (mejores materiales, transformación de líneas aéreas en subterráneas, etc.).
- Mallado en las redes de distribución (aumento de alimentaciones alternativas).
- Ampliación del personal de operación y mantenimiento.
- Ampliación y mejora de los medios del personal de operación y mantenimiento
- Instalación de equipos de señalización
- Instalación de equipos de seccionamiento.
- Automatización de la red de distribución.

La primera acción es muy general y esta orientada a reducir la tasa de fallos de los elementos que componen la red, y por tanto a reducir el número de interrupciones; mejora la fiabilidad de los componentes y por tanto del sistema.

El resto de las acciones están orientadas a reducir el tiempo de disponibilidad de las cargas afectadas por las interrupciones. A

continuación se presenta cada acción de mejora mas en detalle y como influye en el tiempo de reparación y reposición de servicio.

2.5 EFECTO DE LAS ACCIONES DE MEJORAS EN LA CALIDAD

Las acciones de mejoras están orientadas a mejorar algún aspecto de los elementos que conforman la red, o ampliar sus efectos en los demás elementos. Según como sea el alimentador y los parámetros de sus elementos, una acción u otra será la mas adecuada para mejorar la calidad, sin perjuicio de un posterior estudio costo/beneficio. A continuación se presenta en que aspectos de la calidad inciden las distintas acciones de mejores posibles.

2.5.1 MEJORA DE LA CONFIABILIDAD DE LOS ELEMENTOS

Esta acción incide directamente en la tasa de fallos de los elementos. La consecuencia directa es una reducción del número de interrupciones. En cambio no afecta a ningún tiempo de búsqueda y reparación de fallas existentes. No reduce por lo tanto la duración de cada interrupción. Pero al reducir el número de interrupciones, también reduce el tiempo de indisponibilidad. Con respecto a los índices del sistema, se consigue reducciones en el TIEPI y en el NIEPI.

Esta acción es cara pero muy eficaz. Reemplazar elementos de la red ya instalados únicamente suele hacerse en casos especiales en los cuales es necesario conseguir una mejora de la calidad que no se puede conseguir con otros medios. Generalmente obedece más bien a criterios de planificación para nuevas redes de alimentación (utilización de mejores materiales y equipos), o planes de mejora de calidad globales a largo plazo: por ejemplo transformar el primer Kilómetro de todas las salidas de media tensión rurales de líneas aéreas a cables subterráneos.

2.5.2 MALLADO EN LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

El mallado también suele decidirse en la fase de planificación, pero en algunos casos puede quererse mallar más las redes debido a su fuerte impacto en la reducción de la indisponibilidad. No reduce el número de interrupciones, pero si permite reducir de forma importante el impacto de las mismas en las distintas zonas de aislamiento de la red.

Combinadas con seccionadores manuales, las alimentaciones alternativas permiten anular para algunas zonas de aislamiento el tiempo de reparación de las fallas ocurridas, entre zonas de aislamiento del alimentador. El tiempo de reparación es el

subtiempo que suele tener más importancia en la duración de cada interrupción. Se conseguiría por lo tanto una reducción importante del índice del sistema TIEPI. Si se automatiza la alimentación alternativa, y se combina con cualquier equipo capaz de detectar una falla aguas debajo del elemento en suposición y de abrir el circuito automáticamente en el alimentador, su efecto es mucho mayor. Se consigue incluso inmunizar por completo ciertas zonas de aislamiento automático del alimentador frente a fallas en otras zonas. De esta forma, no solo se consigue reducir la duración de las interrupciones para algunos elementos, si no que se consigue reducir el número de interrupciones largas. En este caso, se conseguirá también una reducción del índice NIEPI, además de que la reducción del TIEPI sería mas pronunciada.

Normalmente en zonas urbanas o de alta densidad, la red de distribución suele estar bastante mallada. El hecho de que existan muchas demandas en pequeñas extensiones de terreno permite que los distintos alimentadores puedan interconectarse fácilmente. Los beneficios que se obtienen desde el punto de vista de calidad compensa de sobra el pequeño costo adicional incurrido. En cambio en las redes rurales, es difícil encontrar

alimentaciones alternativas debido a la baja densidad de las redes. Resulta muy caro juntar dos alimentadores, y los beneficios obtenidos son escasos, debido a las pocas cargas a las que se consigue mejorar el suministro. Las redes semiurbanas se sitúan en la frontera entre ambos casos, pudiendo resultar muy interesante el análisis costo-beneficio de redes ya construidas.

2.5.3 INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE SEÑALIZACIÓN

Estos equipos intentan reducir los tiempos de recorrido del alimentador en búsqueda de la falla. No incide de ninguna forma en el número de interrupciones, si no que intenta reducir el tiempo de indisponibilidad. Mediante estos equipos, se consigue acotar al máximo la zona de recorrido en donde hay que buscar la falla. En algunos casos puede representar considerables ahorros de tiempo. Únicamente se consigue reducir el TIEPI, dejando el NIEPI igual que antes de instalarlos. La instalación de estos equipos es especialmente adecuada en caso de alimentadores largos y/o con velocidades de recorrido muy lentas. Puede ser el caso de alimentadores de zona de muy baja densidad de carga, o en zona geográfica de difícil acceso, etc.

2.5.4 INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO

Estos equipos permiten reducir la duración de las interrupciones para ciertos elementos del alimentador. En el caso de los equipos manuales (seccionadores), se consigue eliminar el tiempo de reparación de los elementos averiados para algunas zonas de aislamiento automático. Como ya se ha comentado antes, estos equipos pueden combinarse con alimentaciones alternativas, manuales o automáticas, para conseguir un impacto mucho mayor. En algunos casos, se consigue aislar totalmente distintas zonas del alimentador desde el punto de vista de calidad: una falla en una zona no afecta a las otras y viceversa.

2.5.5 AUTOMATIZACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN

La automatización incluye parte de las acciones de mejora antes presentadas: instalar selectores, automatización de las alimentadoras alternativas, instalación de teleseñal y telemando, etc. Lo que se pretende con la automatización en cuanto a la mejora de calidad es que todas las acciones preliminares que suelen hacerse antes de reparar el elemento averiado, se hagan automáticamente para reducir lo más posible la indisponibilidad. En una red automatizada habrá zonas de aislamiento automático que serán aisladas desde el punto de vista de calidad de las

demás zonas: la teleseñal permitirá encontrar más rápidamente el elemento averiado, reduciendo así la duración de la interrupción para los clientes afectados. En general la automatización de las redes esta cobrando cada vez mas importancia.

CAPITULO 3

ANALISIS DE LAS REGULACIONES

3.1 INTRODUCCION

La apertura de los mercados eléctricos, irónicamente, ha impuesto mayores regulaciones y exigencias a los sistemas de distribución. En estas regulaciones se establece que las distribuidoras deben proporcionar un servicio con un nivel determinado de calidad, por lo cual las distribuidoras deberán adecuar sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales para cumplir con estas exigencias y no caer en penalizaciones.

En la mayoría de los países, ya sean estos desarrollados o no, las regulaciones del sector eléctrico constantemente se encuentran

sometidas a cambios, específicamente la actividad de la distribución, en la que tradicionalmente estaban incluidas las tareas de comercialización, actualmente esta siendo dividida en dos, por un lado la distribución, como un monopolio natural regulado y por otro la comercialización de la energía eléctrica, en un ambiente de libre competencia. Esta separación y la necesidad de mantener regulado el área de la distribución de energía eléctrica han influido a que la regulación de la distribución evolucione para lograr mayor eficiencia en su actividad.

Paralelamente a estos cambios, las exigencias de los clientes también han evolucionado, la sociedad es más exigente con relación a la calidad del servicio eléctrico, es por eso que los entes reguladores han reaccionado a estas evoluciones impulsando cambios que persiguen mejorar el servicio eléctrico ofrecido. Esto justifica que cada vez existan más regulaciones específicamente destinadas a la calidad del suministro.

Se ha llevado a cabo una revisión de regulaciones de calidad de servicio de algunos países, tomando en consideración el punto de vista de interés de estos, con respecto a la calidad de servicio, así como también por estar inmersos o ya han acabado procesos de liberalización de su

mercado de energía eléctrica como son Inglaterra - Gales, Chile, Panamá, Argentina. Se ha revisado también el caso opuesto como es el de Francia, donde todavía esta todo integrado y centralizado en la compañía EDF. Se ha considerado el caso de la compañía distribuidora de New York, debido a una propuesta original para tener en cuenta los niveles de calidad obtenidos en la remuneración de la distribuidora.

3.2 REVISION DE LAS REGULACIONES DE OTROS PAISES

3.2.1 La Calidad de la Energía en Argentina

La regulación de la calidad de la Energía eléctrica en Argentina esta entre las más completas. Regula prácticamente todos los aspectos de la calidad, entre ellos la continuidad del suministro, calidad de la onda y la calidad comercial.

Marco Regulatorio

Como consecuencia de la liberalización, se privatizaron las empresas eléctricas, previa segmentación de las mismas, creándose diferentes empresas de generación y de distribución. Se crea además el Organismo Regulador ENRE (Ente Nacional

Regulador de la Electricidad). El marco actual está basado en la Ley 24.065 en la cual se promueve la competitividad del sector eléctrico, modificándose el sistema de tarifación, se hace hincapié en la Calidad del Suministro del Consumidor, estableciéndose sanciones en caso de incumplimiento, sentándose las bases para asegurar el abastecimiento de la demanda a largo plazo. Se ha establecido entonces un sistema de libre competencia a nivel de generación, en tanto que el transporte y la distribución se encuentran regulados, debido a su naturaleza de monopolio.

La regulación de la distribución es del tipo limitación de precios, con un control exhaustivo de la calidad. Esta labor es realizada por el ENRE, que entre sus funciones esta la de dictar reglamentos en materia de seguridad, protección ambiental y calidad del servicio. En su estructura orgánica esta el área operativa de control, comprendiendo por ende el control de la calidad de servicio y la atención de las reclamaciones de los usuarios. La regulación de la calidad fue incluida como un requisito que cumplir, por parte de las empresas privatizadas.

Calidad del Servicio

Los puntos fundamentales de los que consta el procedimiento de control de calidad del servicio de las compañías distribuidoras son:

Responsabilidad de las Distribuidoras

Las compañías distribuidoras, que incluyen la función de comercialización, son responsables del nivel de calidad del servicio, por lo que deben tener en cuenta y prever la confiabilidad a nivel de generación, transporte y distribución. Siendo por ello, que las empresas distribuidoras juegan un papel relevante a la hora de hacer propuestas de refuerzos de la red de transporte y de construcción de nuevas centrales generadoras. Así también, las distribuidoras tienen la posibilidad de realizar contratos a largo plazo, con el objeto de garantizar el suministro.

Aspectos regulados de la calidad del servicio

Los aspectos de la calidad del servicio, a los cuales las compañías de distribución están sujetas son:

La Calidad del Producto Técnico suministrado (calidad de onda).

Esto incluye el nivel de tensión, flicker, armónicos y variaciones lentas de tensión.

La Calidad del Servicio Técnico prestado (continuidad: frecuencia y duración de las interrupciones). Aquí se encuentran únicamente las interrupciones mayores a tres minutos.

La Calidad del Servicio Comercial (atención comercial).

Se controla el tiempo de conexión de nuevos usuarios (entre 5 y 30 días), la facturación estimada, la respuesta y resolución de errores en la facturación y la atención de quejas: la Distribuidora debe enviarlas al ENRE junto a la solución adoptada en un plazo inferior a diez días.

Establecimiento de penalizaciones

El exceso a los límites fijados para cada aspecto controlado da lugar a las penalizaciones a las empresas distribuidoras, siendo estos valores abonados a los usuarios afectados. De esta forma se incentiva a las distribuidoras a invertir con el fin de evitar las

penalizaciones. Es decir que la penalización debe ser mayor que el costo de la inversión necesaria para evitar el exceder los límites.

En lo que se refiere a la continuidad del suministro, las penalizaciones se basan en una estimación del ENS. Esta estimación es bastante completa, utilizando cuando están disponibles las curvas de demanda del cliente afectado, consumos medios anuales, etc. La penalización es lineal con el ENS, con coeficientes que varían según el nivel de tensión del cliente y la etapa de regulación, que se puede ver mas adelante.

Este sistema de penalizaciones crea entonces una línea claramente definida en los niveles fijados para cada perturbación. Siendo entonces que por debajo de ese nivel, las empresas distribuidoras serán penalizadas con un monto superior al costo de inversión para alcanzar ese nivel, no habiendo ningún incentivo para invertir más allá de ese nivel de calidad.

Si en el semestre controlado, algún usuario sufriera más cortes (mayores a 3 minutos) que los estipulados, y/o estuviera sin

suministro mas tiempo que el preestablecido, recibirá de parte de La Distribuidora un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado, proporcional a la energía no recibida en el semestre controlado, valorizada de acuerdo a lo siguiente:

Tarifa 1-R : 1,40 U\$\$/kWh

Tarifas 1-G y 1-AP : 1,40 U\$\$/kWh

Tarifas 2 y 3-BT : 2,27 U\$\$/kWh

Tarifas 3-MT y 3-AT : 2,71 U\$\$/kWh

La energía no suministrada (no recibida por el usuario) se calculará de la siguiente forma:

$$\text{ENS (kWh)} = \text{SUM}_i (\text{EA}/525600 * K_i)$$

Donde:

SUM_i : sumatoria de los *i* minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites aquí establecidos

EA : total de energía facturada al usuario para el que se está

calculando la bonificación, en los últimos doce meses.

Ki : factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria.

Etapas de la Regulación

La regulación de la calidad se ha establecido de forma gradual a través de 2 etapas diferentes.

La etapa 1 de tres años de duración controló la calidad del suministro mediante índices de sistema. Para la continuidad del suministro, midió el número de interrupciones y la duración total de las mismas en MT utilizando índices de sistema. Estos índices son FMIK y TTIK: Frecuencia Media de Interrupciones y Tiempo Total de Interrupciones por kVA nominal instalado; y FMIT y TTIT: Frecuencia Media de Interrupciones y Tiempo Total de Interrupciones por Transformador. Esta etapa finalizó el 31 de Agosto de 1996.

La segunda y última etapa supone un cambio cualitativo importante. No sólo controla más aspectos de la calidad de la onda (flícker, armónicos) sino que pasa a controlar la calidad del suministro a cada cliente. Se fijan unos límites de número de interrupciones y duración total de las interrupciones para cada cliente, distinguiéndose entre clientes de AT, MT y BT. Los niveles de calidad alcanzados para cada cliente se calculan mediante la base de datos de contingencias de la red y la base de datos de la estructura de la red. En la tabla 3.1, se presentan los niveles garantizados de continuidad del suministro para cada cliente, por encima de los cuales la Distribuidora tendrá una penalización, y el cliente una indemnización.

Tabla 3.1 Niveles individuales garantizados de continuidad de suministro en la regulación Argentina

		Numero de Interrupciones (frecuencia/ semestre)	Duracion de interrupciones (horas/ Semestre)
Cientes AT		3	2
Cientes MT		4	3
Cientes BT	Grandes	6	6
	Pequeños		10

Sistema de Control

El regulador del sistema lleva a cabo un adecuado control del grado de cumplimiento por parte de la compañía distribuidora de los niveles de calidad exigidos a través de:

- Informes semestrales
- Bases de datos de suministros y de contingencias

Para la continuidad del suministro, se monitorean generalmente las interrupciones en media tensión: salidas de las subestaciones de distribución, alimentadores MT, o incluso salidas de los transformadores de distribución. En algunos casos, se realizan muestreos estadísticos de los centros de transformación. Para determinar los índices de continuidad individuales (utilizados en la última y definitiva etapa), se deducen a partir del esquema de la red y del análisis de las interrupciones. De esta forma también se puede estimar la ENS para el cálculo de la penalización si procede.

3.2.2 La Calidad de la Energía en Chile

Marco Regulatorio

Chile fue el primer país en implantar un entorno de competencia en un mercado de energía eléctrica, en el año 1982 (Minería 82). Los objetivos planteados con esta nueva regulación eran un funcionamiento eficiente del sistema eléctrico, reflejar al cliente la estructura real de los costes del servicio ofrecido y evitar la discriminación, según el destino de los consumos.

Para conseguir estos objetivos, se implantó el siguiente esquema de mercado: separación de las actividades de generación, transporte y distribución; introducción de un mercado libre de generación; contratación libre del proveedor de energía para los clientes de más de 2 MW; acceso libre a las redes de transporte y distribución mediante el pago de un peaje. El servicio de distribución se regula mediante una concesión territorial, por considerarse un servicio público con características de monopolio natural. Las distribuidoras están obligadas a conectar a cualquier cliente que lo solicite dentro de su territorio de concesión, y a permitir el acceso de terceros a la red.

Los clientes de menos de 2 MW tienen un precio regulado. Este precio tiene una componente de generación-transporte basada en los precios de nodo y un Valor Agregado de la Distribución (VAD) que se calcula cada cuatro años.

Aspectos regulados de la Calidad

Estos son los aspectos regulados de la calidad del servicio.

Calidad de la onda.

Se proponen controlar prácticamente todos los aspectos de la calidad de la onda, aunque únicamente se proponen valores límites concretos para el nivel de tensión, frecuencia, flícker, armónicos y variaciones lentas de tensión. Los valores límite propuestos para el flícker y los armónicos son similares a los descritos en [UNE-EN 50160]. Los demás aspectos (desequilibrios, interrupciones breves, huecos, etc.) quedan pendientes de nuevos reglamentos o normas dictadas posteriormente.

Continuidad del suministro

Se propone controlar la continuidad del suministro individual y del sistema. Se registran la frecuencia y duración de las interrupciones mayores a tres minutos.

Para la continuidad del suministro individual, se establecen límites para el número de interrupciones y el tiempo total de interrupción (ver tabla 3.2) que incluyen las interrupciones programadas. Estas a su vez tienen un límite. Para la continuidad de suministro del sistema, se controlan los índices: FMIT, FMIK, TTIT y TTIK con los límites indicados en la tabla 3.3

Tabla 3.2 Valores límite de continuidad para índices individuales en Chile

	Numero de Interrupciones (frecuencia/ año)	Duracion de interrupciones (horas/ año)
Cientes AT	Según norma de transporte y generacion	
Cientes MT	4	3
Cientes BT	22	20

Tabla 3.3 Valores límite de continuidad para índices de sistema en

Chile

FMIK (NIEPI) (frecuencia/año)	TTIK (TIEPI) (horas/año)	FMTI (frecuencia/año)	TTIT(horas/año)
3.5-5.0	13-18	5.0-7.0	22-28

Se menciona la posibilidad de definir valores límites distintos para los clientes y zonas rurales, pero se deja a una futura norma tanto los valores como la definición de qué es un cliente o una zona rural.

Atención Comercial

Se propone controlar el tiempo de conexión de nuevos usuarios, la utilización de la facturación estimada, la respuesta y resolución de errores de facturación y la atención de quejas. Pero no se especifican valores límite. También se obliga a realizar encuestas anuales que midan la satisfacción del cliente con respecto a la calidad del servicio ofrecido.

Penalizaciones

En el caso de incumplimiento de alguno de los límites fijados para cada aspecto de la calidad del servicio, el Ministerio puede sancionar a

las Distribuidoras. Pero no se especifica cómo se calculan estas sanciones.

Sistema de Control

La calidad del servicio ofrecida se medirá según dos métodos:

- Medición de la calidad individual ofrecida a un cliente concreto en caso de ser necesario.

- Determinación de la calidad del servicio del sistema mediante mediciones en una selección estadística de un conjunto de puntos de la red.

Las Distribuidoras deben informar de la continuidad media esperada en sus redes, especificando el número de interrupciones medias y su desviación típica, la duración media de cada interrupción y su desviación típica, así como la duración total de las interrupciones que puede sufrir un cliente. Además, deben informar al Regulador sobre todas las quejas recibidas por sus clientes y cómo las ha resuelto, y entregar los resultados de las encuestas anuales.

Con estos informes, el Regulador crea una lista de las Distribuidoras por orden de mérito según los resultados obtenidos, lista que publica junto con los resultados.

3.2.3 La Calidad de la Energía en Inglaterra y Gales

Marco Regulatorio

El caso inglés constituye uno de los ejemplos de privatización llevada a cabo en el sector eléctrico. Dicha privatización ha venido acompañada de la introducción de elementos de competencia (a través del mercado de la energía) y de importantes cambios estructurales. El negocio eléctrico es regulado por la Oficina Reguladora (OFFER). Actualmente, existen 4 agentes de negocio diferenciados: el servicio de Distribución, la comercialización (la cual incluye los servicios de acceso de terceros a la red), la generación y la operación del sistema y transporte de energía eléctrica (en este caso, estas dos últimas funciones están juntas en un mismo agente).

En lo referente al servicio de distribución, hay que destacar que dicho servicio está separado del correspondiente a la comercialización.

Actualmente el mecanismo de remuneración de las distribuidoras es tal que dicha remuneración crece con la energía distribuida.

Tratamiento de la Calidad

En primer lugar cabe destacar que en el Reino Unido las distribuidoras únicamente son responsables de la calidad del suministro dentro de sus propias redes, es decir, no son responsables de garantizar el volumen de generación necesario para abastecer a la demanda. La normativa existente sobre calidad de servicio está muy orientada hacia los aspectos de atención al cliente, existiendo únicamente una normativa técnica sobre planificación en lo referente a la continuidad del suministro.

Esta normativa es la "*Engineering Recommendation P. 2/5*". Es una norma de planificación de la distribución establecida en 1978, mucho antes de la privatización. Posteriormente dichas normas han sido incluidas en las licencias de suministro que se concedieron a las empresas distribuidoras con la privatización. Está enfocada a la planificación de la red de distribución con un nivel de confiabilidad adecuado, considerando un horizonte de tiempo en el largo plazo.

Como excepción, permite una aplicación menos exigente de esta normativa en determinadas áreas, por dificultad del suministro (en especial en algunas zonas de Escocia). Lo único añadido al control de la continuidad del suministro es la publicación de tablas comparativas de índices de continuidad por compañía (SAIFI y SAIDI) por parte del regulador del sistema (OFFER). Es una forma de introducir cierta competencia entre las Distribuidoras.

Los aspectos de atención al cliente son considerados bajo la normativa "*Standard of Performance*", la cual contiene las pautas que deben seguir las Distribuidoras en cuanto a niveles mínimos garantizados de atención a cada cliente individual (*Guaranteed Standards*), así como una serie de objetivos que reflejan de manera global la bondad de la gestión de la compañía en lo referente a su relación con el consumidor (*Overall Standards*).

En caso de incumplimiento de los niveles mínimos garantizados, se establecen penalizaciones económicas, las cuales serán abonadas a los consumidores afectados. Dichas penalizaciones oscilan entre 20 y 100 libras, dependiendo del aspecto no cumplido y del tipo de cliente.

Los aspectos regulados de esta forma son: tiempos máximos de reposición del servicio para diferentes tipos de averías, tiempo de preaviso de interrupciones programadas, tiempo de conexión de nuevos usuarios, atención a quejas, tiempo de corrección de errores de medición y facturación, y tiempo máximo en resolver problemas de niveles de tensión.

Dentro de los objetivos generales de calidad (*Overall Standards*), se controlan diversos aspectos que no sólo son de atención comercial. Por ejemplo, el porcentaje de carga reconectada después de una falta en un determinado tiempo, o el porcentaje de clientes con deficiencias en los niveles de tensión cuyos problemas deben ser corregidos en un determinado tiempo. También se controlan aspectos como el número de lecturas anuales de contadores, etc. El incumplimiento de estos objetivos no está sujeto a penalizaciones, pero los resultados obtenidos son publicados por OFFER, para así introducir cierta competencia por comparación entre compañías, por motivos de imagen.

Además de esto, OFFER también publica encuestas a los consumidores sobre el grado de satisfacción del servicio que reciben de la compañía, como medio de presión para que ésta mejore sus niveles de calidad de servicio. Paralelamente, las compañías deben informar al cliente al menos una vez al año sobre el grado de cumplimiento de los niveles de calidad. Asimismo, se contempla el establecimiento de un compromiso de calidad en cada revisión de tarifas.

3.2.4 La Calidad de la Energía en Francia

El sector eléctrico en Francia está concebido como un servicio público el cual es desempeñado por la empresa estatal EDF (Électricité de France) en régimen de monopolio.

Desde el punto de la calidad, EDF lleva unos años implantando planes de mejora de la calidad sobre todo en entornos rurales. Estos planes se refieren sobre todo a reducción de la longitud de las líneas de MT, enterrar líneas aéreas, etc. Pero además de estos aspectos de planificación de las inversiones, EDF ha creado un tipo de contrato

nuevo, el contrato ÉMERAUDE , que incluye el control de ciertos aspectos de calidad del servicio.

Aspectos Regulados de la Calidad de Servicio

El contrato ÉMERAUDE establece con los clientes que lo suscriban un compromiso de calidad de servicio en aspectos tanto de continuidad del servicio como de calidad de la onda. Estos compromisos son distintos según sean los clientes de MT (< 63 kV, excluyendo niveles de tensión domésticos: se denotan como HTA) o de AT (> 63 kV: se denotan como HTB). En él se fijan unos límites de número de interrupciones breves y largas y unos niveles de perturbaciones existentes a partir de los cuales EDF indemnizaría al cliente. Existen varias modalidades de este contrato.

Calidad del Servicio Técnico

El contrato tipo distingue las interrupciones programadas de las imprevistas. Las primeras están sujetas a negociación entre el cliente y EDF, mientras que se proponen unos valores concretos para las imprevistas. Para las imprevistas, se distingue a su vez entre interrupciones largas (mayores de un minuto) e interrupciones breves

(entre un segundo y un minuto). Además, para los clientes de tensiones inferiores de 63 kV, distingue también dos tipos de zona: zonas A compuestas por los núcleos de más de 100.000 habitantes o de más de 10 MW de potencia instalada, y zonas B compuestas por el resto de núcleos. En la tabla 3.4 se presentan el número máximo de interrupciones para cada tipo de zona y nivel de tensión.

Tabla 3.4 Número máximo estipulado de interrupciones en el contrato estándar ÉMERAUDE

		Numero de Interrupciones breves (>1s y < 1min) (frecuencia/año)	Numero de interrupciones largas (>1min y <1 hora) frecuencia /año
Cientes AT		3	2
Cientes MT		4	3
Cientes MT (<63KV)	Zona A	6	6
	Zona B		10

Calidad del Producto

Para los aspectos de la calidad de la onda, propone unos valores máximos de armónicos, flícker, sobretensiones y variaciones lentas de tensión.

Pero el tipo de contrato más interesante es en el que se pueden acordar entre el cliente y EDF. Se pueden fijar otros límites a los aspectos ya controlados en el contrato tipo, o proponer controlar otros aspectos como huecos de tensión. Las indemnizaciones en caso de exceder a los límites fijados serían acordadas entre las dos partes.

3.2.5 LA CALIDAD DE ENERGIA EN PANAMA

Marco Regulatorio

Es de exclusiva responsabilidad de las Empresas de Distribución Eléctrica prestar el servicio público de distribución de electricidad con un nivel de calidad satisfactorio, acorde con los parámetros establecidos por el regulador.

Los incumplimientos a los parámetros establecidos se traducen en una reducción de las tarifas a aplicar a los clientes afectados, teniendo en cuenta que lo abonado por los mismos en concepto del

suministro recibido esta asociado a una determinada calidad de dicha prestación.

Es responsabilidad de la empresa de Distribución Eléctrica el asegurar a sus clientes el abastecimiento de su demanda, por lo que en ningún caso se puede invocar el insuficiente abastecimiento de energía eléctrica como eximente de responsabilidad por el incumplimiento de las normas de calidad de servicio establecidas.

Las condiciones de Calidad del Servicio que especifica la regulación, corresponde a un nivel estándar de la prestación. En caso de que algún cliente requiriese cualquier otra condición de calidad de servicio superior a la contemplada, se debe acordar entre las partes las condiciones particulares de calidad, mediante la celebración de contratos.

Los valores límite admisibles para los distintos indicadores controlados se discriminan en función a la zona (Centros Urbanos o Áreas Rurales)

Se exceptuarán las compensaciones, en casos debidamente comprobados de fuerza mayor y caso fortuito.

El control de la Calidad de Servicio se lo establece en forma gradual con la finalidad de permitir la adecuación tanto de las empresas como de los Clientes vinculados a las mismas, la duración y fecha de entrada en vigencia de las mismas se definen en el Contrato de Concesión.

Continuidad del Suministro

La calidad del servicio en lo que respecta a la confiabilidad se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración de las interrupciones a los clientes.

Las interrupciones que se computan serán todas aquellas cuya duración sea superior a tres minutos, quedando excluidas las que presenten una duración inferior o igual a ese lapso.

Los indicadores a controlar serán los siguientes:

Indicadores Globales

- **SAIFI** = Frecuencia media de interrupciones por cliente, por año.

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n Qfs_i}{Q_{Total}} \quad (3.1)$$

- **SAIDI** = Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n Qfs_i}{Q_{Total}} \quad (3.2)$$

- **CAIDI** = Duración promedio de cada interrupción

$$= SAIDI / SAIFI \quad (3.3).$$

- **ASAI** = Disponibilidad promedio del sistema

$$= 1 - (\text{SAIDI} / 8760) \quad (3.4)$$

Donde:

Q_{fs_i} = Cantidad de clientes interrumpidos

Q_{total} = Número total de clientes en el sistema

T_{fs_i} = Duración de cada interrupción

n = número de interrupciones en el período

Los límites recomendados para las empresas de distribución, incluyendo las interrupciones originadas por causas Externas a la red propia, se indican en las Tablas 3.5 y 3.6.

Tabla 3.5

Límites de los Indicadores de Confiabilidad Globales para las Empresas de Distribución en los CENTROS URBANOS (Ciudad y Area Urbana).

Indicador	FECHA DE IMPLEMENTACION			
	1 de julio 2000	1 de julio 2001	1 de julio 20002	1 de julio 2003
SAIFI	12 / año	10 / año	8/ año	6 / año
SAIDI	35.04	26.28	17.52	8.76
CAIDI	2.92	2.62	2.19	1.46
ASAI	99.60%	99.70%	99.80%	99.90%

Tabla 3.6

Límites de los Indicadores de Confiabilidad Globales para las Empresas de Distribución en Las AREAS RURALES.

Indicador	FECHA DE IMPLEMENTACION		
	1 de julio 2000	1 de Enero 2002	1 de julio 20003
SAIFI	14 / año	12 / año	10/ año
SAIDI	78.84horas/año	61.32 horas/año	43.80 horas /año
CAIDI	5.63 horas	5.11 horas	4.38 horas
ASAI	99.10%	99.30%	99.50%

Indicadores por Cliente

Los indicadores por cliente que se controlarán serán los mismos que los definidos como Índices Globales aplicados para cada cliente individual:

$$SAIFlcl = \sum_{i=1}^n \text{Interrupciones}$$

$$SAIDlcl = \sum_{i=1}^n \text{Tiempo}(i)$$

Tabla 3.7

Límites de los Indicadores de Confiabilidad Individuales para las Empresas de Distribución en los CENTROS URBANOS (Ciudad y Area Urbana).

		FECHA DE IMPLEMENTACION			
Tipo de Cliente	Indicador	1 de Enero 2003	1 de Enero 2004	1 de Enero 2006	1 de Enero 2006
Clientes en media Tension	SAIFlcl	12 / año	10 /año	8 /año	6 /año
	SAIDlc	35.04	26.28	17.52	8.76
Clientes en Baja Tension	SAIFlcl	12 / año	10 /año	8 /año	6 /año
	SAIDlc	35.04	26.28	17.52	8.76

Tabla 3.8

**Límites de los Indicadores de Confiabilidad Individuales para
las Empresas de Distribución en Las AREAS RURALES.**

		FECHA DE IMPLEMENTACION		
Tipo de Cliente	Indicador	1 de Julio 2003	1 de Enero 2005	1 de Julio 2006
Clientes en media Tension	SAIFicl	14 / año	12 /año	10 /año
	SAIDicl	78.84	61.32	43.8
Clientes en Baja Tension	SAIFicl	14 / año	12 /año	10 /año
	SAIDicl	78.84	61.32	43.8

**COMPENSACIONES POR DESVIACIONES EN LA CALIDAD DEL
SERVICIO TÉCNICO.**

En los casos en que se verifique la existencia de apartamientos a los límites establecidos para cada uno de los indicadores controlados, la empresa de distribución eléctrica aplicará las compensaciones a los clientes, mediante descuentos en las tarifas vigentes, indicadas a continuación.

Reducción tarifaria para los clientes

Los indicadores controlados a efectos de la determinación de la Reducción Tarifaria son:

- Frecuencia promedio anual de interrupción por cliente: SAIFI
- Duración promedio anual de interrupciones por cliente: SAIDI

Las Reducciones tarifarias serán valoradas en función a la energía no servida de acuerdo a las siguientes expresiones.

a) Si **SAIFI** > **SAIFI**_{límite} y **SAIDI** < **SAIDI**_{límite} , la formula de la Reducción Tarifaria es:

$$\text{Reducción tarifaria} = [(\text{SAIFI} - \text{SAIFI}_{\text{límite}})/8760] \times \text{SAIDI}/\text{SAIFI} \times \text{Energía anual consumida (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B./kWh)}$$

b) Si **SAIDI** > **SAIDI**_{límite} y **SAIFI** < **SAIFI**_{límite} , la formula de la Reducción Tarifaria es:

$$\text{Reducción tarifaria} = [(\text{SAIDI} - \text{SAIDI}_{\text{límite}})/8760] \times \text{Energía anual consumida (kWh)} \times \text{Costo de la energía no servida (B./kWh)}$$

c) Si **SAIDI** > **SAIDI**_{límite} y **SAIFI** > **SAIFI**_{límite} , se presentan dos casos:

c.1) Si **SAIDI/SAIFI** < **SAIDI**_{límite}/**SAIFI**_{límite} , entonces la Reducción Tarifaria se aplica según la formula indicada en a).

c.2) Si **SAIDI/SAIFI** > **SAIDI**_{límite}/**SAIFI**_{límite} , entonces la Reducción Tarifaria se aplica según la formula indicada en b).

El valor del Costo de la Energía no Servida a efectos de la determinación de las reducciones tarifarias será de 1.50 B/./kWh.

Esta reducción tarifaria la aplicará la empresa distribuidora, y se transfiere en la forma de un crédito en la factura eléctrica a los clientes cuyos tiempos y frecuencias totales de interrupciones en un año excedan los límites permitidos.

La empresa de distribución deberá calcular y preparar un informe anual, durante el primer mes del año en curso, con las cantidades que resultaron de la valorización de la reducción tarifaria del año anterior, indicando para cada uno de los clientes afectados, la compensación que le corresponde. Los clientes deberán recibir su

reducción tarifaria en un crédito único, en los ciclos de facturación que correspondan al segundo mes del año en curso.

2.3.6 La Calidad de la Energía en Nueva York (NYSEG)

En este apartado se describe una propuesta de regulación de calidad [NYSEG 94] que hizo la Distribuidora de Nueva York NYSEG (*New York State Electric & Gas*). Tiene interés debido a la originalidad del planteamiento propuesto. No constituye un reglamento oficial, sino que es únicamente una propuesta al regulador.

La propuesta contempla el control de distintos índices de calidad, cuyos niveles se traducirían en puntos negativos o positivos. Estos puntos tendrían una relación lineal con otros puntos, denominados puntos básicos. Estos puntos básicos representan un porcentaje de la rentabilidad nominal de la Distribuidora fijada a través de su remuneración. Se convierten por tanto en incentivos (puntos positivos) o penalizaciones (puntos negativos).

Los aspectos de la calidad controlados son la continuidad del suministro y la atención comercial. A la continuidad del suministro, se le asignan ± 24 puntos, que se traducen luego en ± 5 puntos básicos, mientras que a la atención comercial se le asignan $-200/+100$ puntos, que se traducen luego en $-20/+10$ puntos básicos. Se le da por tanto mucha más importancia a la atención comercial que la calidad técnica del suministro, igual que en Inglaterra y Gales.

La forma de asignar los puntos es la siguiente. Los índices utilizados para medir la continuidad del suministro son los índices de sistema anglosajones *SAIFI (System Average Interruption Frequency Index)* equivalente al NÍA español) y *CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index)*. Estos índices están orientados al cliente. El mercado servido por NYSEG se ha segregado en doce zonas de servicio, para cada una de las cuales se define un valor mínimo y otro objetivo de cada índice, adaptado a cada zona. En caso de que el nivel de calidad esté por debajo del valor mínimo, se tiene un punto negativo. Si el nivel de calidad se mantiene entre el mínimo y el objetivo, se tiene cero puntos, y si el nivel es superior al objetivo, entonces se tiene un punto positivo. Esto es válido para los dos índices, y se aplica por separado a las doce zonas de servicio definidas. De esta forma se

llega a los ± 24 puntos de continuidad del suministro. El rango de los valores mínimo y objetivo de los índices SAIFI y CAIDI definidos para todas las zonas se presentan en la tabla 3.5

Tabla 3.9 Valores de frecuencia y duración de interrupciones

Indice	Valores mínimos	Valores Objetivos
SAIFI (int/año)	0.91-2.75	0.63-2.5
CAIDI (h/año)	1.3-2.5	1.01-2

Los índices para medir el nivel de calidad de la atención al cliente se dividen en dos grandes grupos: por un lado se definen los objetivos mínimos exigibles (*threshold goals*) que tienen asociadas únicamente penalizaciones en caso de incumplimiento (entre -100 y 0 puntos); y por otro lado los objetivos de eficiencia (*performance goals*), que tienen asociados incentivos y penalizaciones en función del nivel alcanzado (± 100 puntos).

Los objetivos mínimos exigibles se basan en las medidas más objetivas como son los tiempos de espera por teléfono, los tiempos de conexión de nuevos clientes, el porcentaje de consumos estimados,

el número de quejas recibidas, etc. Además incluyen un aspecto bastante novedoso, la distribuidora debe realizar un estudio estadístico sobre la disponibilidad de los clientes a pagar en función del nivel de calidad servido. De los 100 puntos negativos de estos objetivos mínimos exigibles, 20 de ellos se determinan basándose en la accesibilidad por parte del Regulador a ese estudio.

Los objetivos de eficiencia de la Distribuidora se basan más en resultados obtenidos de encuestas a los clientes. Se mide el porcentaje de clientes satisfechos con el servicio de la Distribuidora (± 25 puntos), el porcentaje de clientes satisfechos después de un contacto reciente con la Distribuidora (± 25 puntos), impacto de las variaciones de las tarifas en los clientes, etc. También se mide el grado de bondad y fiabilidad de los resultados obtenidos del estudio estadístico mencionado en los objetivos mínimos. De esta forma, en los objetivos de eficiencia se incentiva o penaliza la bondad de los resultados del estudio, mientras que en los objetivos mínimos se penaliza el hecho de que el Regulador no pueda medir esa bondad.

3.3 ANALISIS DE LA REGULACION CONELEC – 004/01

“CALIDAD DEL SERVICIO DE DISTRIBUCION”

El CONELEC considerando que es responsabilidad del Distribuidor prestar el servicio público de distribución de electricidad con un nivel de calidad acorde con los parámetros técnicos, aprobó el 23 de mayo de 2001 la regulación CONELEC 004/01 “Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución”, teniendo en cuenta los siguientes aspectos de la calidad:

Calidad del Producto:

- a) Nivel de tensión
- b) Perturbaciones de tensión
- c) Factor de Potencia

Calidad del Servicio Técnico:

- a) Frecuencia de Interrupciones
- b) Duración de Interrupciones

Calidad del Servicio Comercial:

- a) Atención de Solicitudes
- b) Atención de Reclamos

c) Errores en Medición y Facturación

El Distribuidor tendrá la obligación de efectuar las campañas de levantamiento de información, la determinación de los indicadores y compensaciones respectivas.

El CONELEC sancionará al Distribuidor cuando el suministro supere los límites previamente establecidos, el monto de la sanción será reintegrado a los consumidores como una compensación en la facturación, cuyo valor será proporcional a la totalidad de la energía suministrada en condiciones no satisfactorias o a la energía no suministrada, según sea el caso.

En el registro, las interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación:

a. Por su duración

- Breves, las de duración igual o menor a tres minutos
- Largas, las de duración mayor a tres minutos

b. Por su origen

Externas al sistema de distribución

- Otro distribuidor
- Transmisor
- Generador
- Restricción de carga
- Baja frecuencia
- Otras

Internas al sistema de distribución

- Programadas
- No Programadas

c. Por su causa Programadas

- Mantenimiento
- Ampliaciones
- Maniobras
- Otras

No Programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas)

- Climáticas
- Ambientales
- Terceros

- Red de alto voltaje (AV)
- Red de medio voltaje (MV)
- Red de bajo voltaje (BV)
- Otras

d. Por el voltaje nominal

- Bajo voltaje
- Medio voltaje
- Alto voltaje

3.3.1 Etapas de aplicación

De acuerdo a la 2da. Disposición Transitoria del Reglamento de Suministro del Servicio de electricidad para la aplicación de la regulación, se definen las siguientes Subetapas:

Subetapa 1: de 24 meses de duración (inicia en mayo de 2002)

Subetapa 2: tendrá su inicio a la finalización de la Subetapa 1, con una duración indefinida.

3.3.2 Calidad del producto

Nivel de voltaje: Se refiere a los valores que puede tomar la tensión suministrada con relación a la tensión nominal durante períodos largos de tiempo. Se establecen límites admisibles de voltajes, expresados porcentualmente con respecto al valor nominal.

Perturbaciones: Tiene relación con las perturbaciones a la forma de onda de la tensión, enfocando dos aspectos:

Parpadeo (Flicker): Las fluctuaciones de tensión provocan variaciones de luminancia del alumbrado, lo que produce el fenómeno ocular llamado “Flicker” o “Parpadeo”, se mide a través del Índice de Severidad por Flicker de Corta Duración (Pst), definido de acuerdo a las normas IEC. Por encima de un cierto valor, el flicker se vuelve molesto.

Armónicos: Son tensiones senoidales cuya frecuencia es un múltiplo entero de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación (60 Hz).

Factor de Potencia: Si en el 5% o más del período evaluado el valor del factor de potencia es inferior a los límites, el consumidor está incumpliendo con el índice de calidad. El valor mínimo es de 0,92.

3.3.3 Calidad del servicio técnico

La calidad del servicio técnico se evaluará sobre la base de:

Frecuencia de las interrupciones

Duración total de Interrupción

Subetapa 1 => Índices globales (red y alimentador), para los consumidores en MV o en AV, se determinarán índices individuales.

Subetapa 2 => Indicadores al nivel de consumidores

El período de control será anual, pero los cálculos de los índices se efectuarán para cada mes del año considerado y para el año completo. Se considerarán las interrupciones con duración mayor a tres (3) minutos.

Control del Servicio Técnico en la Subetapa 1: Se efectuarán controles en función de Indicadores globales, discriminada por Empresa y alimentadora MV. Para los consumidores con suministros en MV o un nivel superior, se determinarán indicadores individuales.

El cálculo de los indicadores está en función de los KVAs instalados y el tiempo total de las interrupciones y se consideran todas las interrupciones que afecta a la red de MV (excluidas las de Fuerza Mayor o Caso Fortuito), no se consideran aquellas fallas en BV que afectan sólo a la red de BV. Es decir se consideran las interrupciones entre la salida del alimentador y los bornes de BV del transformador MV/BV.

Durante esta Subetapa 1 no se computarán las interrupciones originadas en la red de Bajo voltaje.

Los índices que deberán utilizarse son:

a. Frecuencia Media de Interrupción por Kva. nominal Instalado (FMIK)

En un período determinado, representa la cantidad de veces que el kVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$\mathbf{FMIK}_{Rd} = \frac{\sum_i \mathbf{kVA}fs_i}{\mathbf{kVA}_{inst}} \quad (3.5)$$

$$\mathbf{FMIK}_{Aj} = \frac{\sum_i \mathbf{kVA}fs_{iAj}}{\mathbf{kVA}_{inst Aj}} \quad (3.6)$$

b. Tiempo Total de interrupción por Kva. nominal Instalado (TTIK)

$$\mathbf{TTIK}_{Rd} = \frac{\sum_i \mathbf{kVA}fs_i * Tfs_i}{\mathbf{kVA}_{inst}} \quad (3.7)$$

$$\text{TTIK}_{A_j} = \frac{\sum_i^{A_j} \text{kVAfs}_{i A_j} * \text{Tfs}_{i A_j}}{\text{kVA}_{\text{inst } A_j}} \quad (3.8)$$

Donde:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal
 Instalado, expresada en fallas por Kva.

TTIK: Tiempo Total de Interrupción por Kva. nominal
 instalado, expresado en horas por Kva.

\sum_i : Sumatoria de todas las interrupciones del servicio "i"
 con duración mayor a tres minutos, para el tipo de
 causa considerada en el período en análisis.

$\sum_i^{A_j}$: Sumatoria de todas las interrupciones de servicio en
 el alimentador "A_j" en el período en análisis.

kVAfs_j: Cantidad de Kva. nominales fuera de servicio

en cada una de las interrupciones "i".

KVA_{inst} : Cantidad de Kva. nominales instalados.

T_{fs_i} : Tiempo de fuera de servicio, para la
Interrupción "i"

R_d : Red de distribución global.

A_j : Alimentador primario de medio voltaje "j"

c. Índices para consumidores en AV y MV

Para el caso de consumidores en áreas urbanas cuyo suministro sea realizado en el nivel de Alto y Medio Voltaje no se aplicarán los índices descritos anteriormente, sino que se controlará la calidad de servicio en función de índices individuales de acuerdo a lo establecido para la Subetapa 2.

Control del Servicio Técnico en la Subetapa 2: Se controlará mediante indicadores individuales a nivel de consumidor. El cálculo

de las compensaciones está en función de la energía total facturada al consumidor en el semestre de control, la duración de las interrupciones, curvas típicas de carga y el valor de la energía no suministrada. Siendo los índices a ser controlados:

- a. Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc)

$$\mathbf{FAIc = Nc} \quad (3.9)$$

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a
Cada consumidor "c", durante el período
Considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a
tres minutos, que afectaron al Consumidor "c",
durante el período de análisis.

- b. Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)

$$DAIc = \sum_i (K_i * dic) \quad (3.10)$$

Donde:

dic: Duración individual de la interrupción "i" al

Consumidor "c" en horas

K_i: Factor de ponderación de las interrupciones

K_i = 1.0 para interrupciones no programadas.

K_i = 0.5 para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

3.3.4 Calidad del servicio comercial

La calidad del servicio comercial al consumidor, que debe ser cumplida por el Distribuidor, responderá a los siguientes parámetros:

a. Niveles Individuales de Calidad Comercial: Son aquellos vinculados a las prestaciones garantizadas a cada Consumidor.

b. Niveles Globales de Calidad Comercial: Se corresponden con metas de calidad para todo el Distribuidor.

Se consideran como índices de Calidad del Servicio Comercial al Consumidor, a los asociados con:

- La Conexión del Servicio Eléctrico y del Medidor
- Estimaciones en la Facturación
- Resolución de Reclamos Comerciales
- Restablecimiento del Servicio Suspendido por Falta de Pago
- Plazo de Respuesta a las Consultas de los Consumidores.
- Información previa a los Consumidores acerca de Interrupciones Programadas

3.4 CUADRO COMPARATIVO

A continuación se presenta un cuadro comparativo de las regulaciones del Ecuador otros países

CAPITULO 4

SISTEMA AUTOMATICO DE MANEJO DE INTERRUPCIONES.

4.1 DEFINICION DE UN SISTEMA AUTOMATICO DE MANEJO DE INTERRUPCIONES

Un sistema de manejo de interrupciones (OMS) “Outage Management System” es uno de los mayores componentes de un sistema de administración de Distribución (DMS) “Distribution Management System”. La notificación, localización de la interrupción y restauración de servicio son las principales funciones de un sistema de manejo de interrupciones. Una notificación instantánea y un eficiente método de localización de falla pueden reducir convenientemente la duración de la interrupción, y en consecuencia reducir costos de interrupciones.

Un moderno sistema de registro de interrupciones (OMS) esta basado en la integración de un sistema de manejo de datos de distribución,

subestación, telecontrol, sistema (SCADA), reles de protección, reconectadores, seccionadores e indicadores de falla, con capacidad de comunicación.

La idea principal es la de estimar la distancia en base a la impedancia de falla medidas por los reles digitales, como resultado la distancia vista desde la subestación a la falla es obtenida, al ser los sistemas de distribución radiales se encuentran un conjunto de soluciones de la posible distancia estimada, este conjunto se restringe con la ayuda de equipos de campo con capacidades de adquisición y transmisión de datos.

4.2 SECUENCIA DE UN SISTEMA AUTOMATICO DE INTERRUPCIONES

Esta secuencia consta de las siguientes etapas:

- Modelado de la red a considerar
- Recolección de la Información
- Procesamiento de la Información
- Análisis de datos

Se modela la red de distribución a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección, y/o maniobra.

La recolección de la información es transmitida por los equipos de campo que se instalan en el alimentador como medio de adquisición de datos.

Para contar con la información de las interrupciones de servicio, se desarrolla una Base de Datos de tipo académica. Mediante los registros almacenados, se obtiene las tasas de falla y tiempos de reparación de los elementos de la red a modelar, lo que permite determinar los índices de calidad de servicio técnico.

El Procesamiento de la información se canaliza a través del Centro de Control, mediante el sistema automático de interrupciones y/o Call Center, se registra la recepción de la información de la suspensión de servicio, se despacha la orden de trabajo a la respectiva cuadrilla, la misma que, una vez rehabilitado el suministro de servicio, reporta al

Centro de Control la información concerniente a la hora de reconexión, parte de la red afectada, material empleado en la reparación.

Se emplea una herramienta estadística, basada en un método gráfico para estudiar la distribución probabilística de los índices, se realiza una prueba de bondad de ajuste de Kolgomorov a fin de confirmar esta prueba

4.3 MODELADO DE LA RED DE DISTRIBUCION

4.3.1 Estructura Topológica

La estructura de estas redes es radial, o por lo menos están explotadas de forma radial aunque en algunos casos puedan existir mallas. La estructura radial es una estructura en árbol. Por lo tanto, habrá un único camino entre la fuente de energía o alimentación y cualquier demanda. La fuente de energía es la salida de la subestación, o cabecera del alimentador. Debido a esta configuración, se suele utilizar la nomenclatura de aguas arriba del alimentador o aguas abajo, esto hace referencia al flujo de energía que circula por la red. Aguas arriba significa en dirección a la

cabecera del alimentador, o alimentación principal, es decir yendo a contracorriente del flujo de energía. Aguas abajo significa alejándose de la cabecera del alimentador, es decir siguiendo el flujo de energía.

Para realizar la evaluación de los parámetros de confiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modela la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y maniobra. Esto dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red. Esto significa que existe una correlación perfecta entre tramo y consumidor.

Los tramos del alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluirán en este modelo interruptores, fusibles y seccionadores. La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos elementos. Por una parte los fusibles operan solamente ante una falla activa,

mientras que los interruptores o reconectadores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser manejados remotamente, al igual que los seccionadores, excepto que estos últimos no operan ante presencia de fallas.

Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros de tasa de falla y tiempo de reparación. En caso de suponer elementos perfectos, 100% confiables, bastará asignarle a dicho elemento una tasa de falla igual a cero.

En la figura siguiente, se muestra el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.

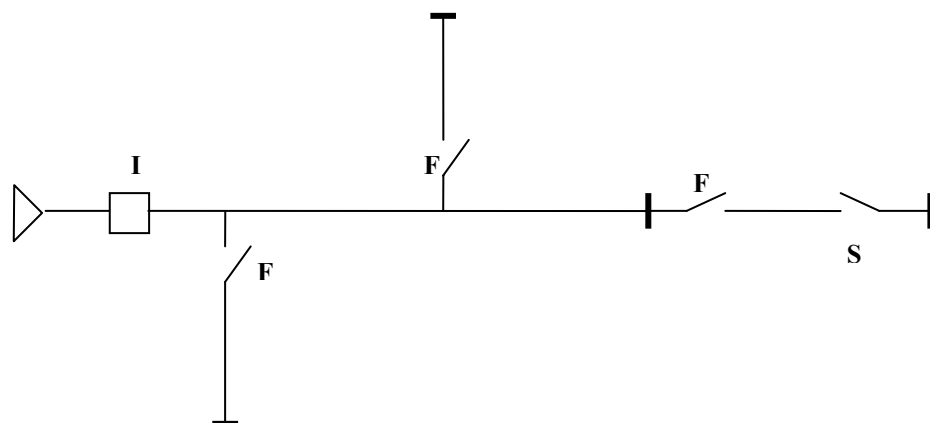


Fig. 4.1 Red de distribución

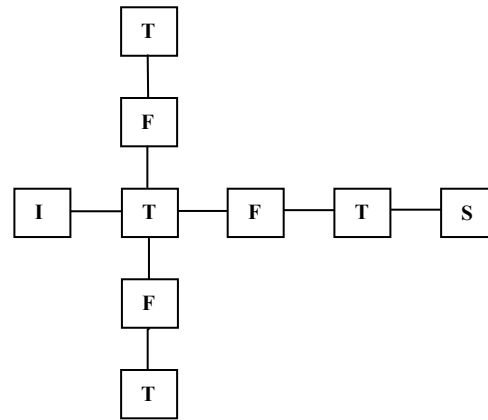


Fig. 4.2 Modelo de Red

F : Fusible

I : Interruptor

T : Tramo de alimentador

S : Seccionador Normalmente Abierto

4.3.2 Caracterización de los Elementos

4.3.2.1 Tasa de Falla (λ)

Para un tramo o equipo de protección, la tasa de falla indica las veces que, en promedio, dicho elemento se ve sometido a alguna condición que implica la operación de algún dispositivo de protección. Incluye fallas por cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas, falla de aislamiento, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, será suficiente asignar a tal elemento una tasa de falla igual a cero.

Para tramos de alimentadores, la tasa de falla es un parámetro que puede determinarse de dos formas, las cuales se mencionan a continuación:

- Mediante el historial de fallas, para el tramo individual.
- Haciendo una estimación, considerando el sistema completo

Las ecuaciones utilizadas para la estimación son las siguientes:

$$\lambda = b.l \quad (1/\text{año}) \quad (4.1)$$

$$b = \frac{m}{L . T} \quad (1/\text{km año}) \quad (4.2)$$

Donde:

λ = tasa de falla

m = cantidad e fallas

L = longitud total de las líneas expuestas a falla, en Km.

T = período de estudio, años

b = número de fallas, por kilómetro por año

l = longitud de la línea de interés

Para elementos individuales, tales como transformadores, switches, interruptores, etc., se plantea la siguiente expresión:

$$\lambda = \frac{m}{NT} \quad (1/\text{año}) \quad (4.3)$$

Donde:

m = cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento

N = cantidad de elementos expuestos a falla

T = período de observación, años

Normalmente las empresas de distribución de energía eléctrica llevan una estadística de fallas, e incluso individualizan las causas que las originan, de manera que la utilización de las ecuaciones (4.1) a (4.3) es una buena aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos de alimentador.

4.3.2.2 Tiempo de interrupción

El tiempo total de interrupción de un tramo depende de la clase de protección asociada y del tipo de trabajo que se debe realizar para restablecer el servicio eléctrico (reparaciones, recambios, limpieza, maniobras de transferencias, etc.)

Se denomina tiempo total de interrupción del servicio eléctrico, al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la reenergización del mismo. El tiempo que tarda el restablecimiento del circuito eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general se tendrá la siguiente clasificación de tiempos:

- **Tiempo para el conocimiento de la falla (T_c):** Es el intervalo entre el instante en que ocurre la falla y el momento en que los operadores del sistema eléctrico toman conocimiento de ella

- **Tiempo de Localización (TL):** Es el tiempo que se gasta en el traslado hasta las proximidades de la falla y la ejecución de pruebas con la finalidad de localizar en forma precisa el punto de falla.

- **Tiempo de maniobra para la transferencia (TF):** Es el tiempo que toma realizar las maniobras de transferencias para restablecer el servicio a los tramos donde ello sea posible.

- **Tiempo de reparación (Tr):** Es el intervalo que demora la ejecución de las labores de reparación y / o recambios de los equipos fallados.

- **Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación (Tv):** Es el intervalo que tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutada las tareas de reparación.

4.3.2 Clasificación de Estados

En función de la protección asociada, así como de sus alternativas de alimentación, cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede definirse de la siguiente manera, ante la existencia de una falla en otro tramo de alimentador:

- **Normal:** El estado del tramo del alimentador i se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por alguna falla en el tramo j .
- **Restablecible:** El estado del tramo del alimentador i se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar la falla en el tramo j , aislando j mediante un algún elemento de maniobra.
- **Transferible:** El tramo del alimentador i será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar la falla en j .

- **Irrestablecible:** Son tramo irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras.
- **Irrestablecibles con Espera:** El tramo j en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

4.5 DETERMINACION DE ESTADOS DE LOS ELEMENTOS

4.4.1 Determinación de Estados

Para determinar la frecuencia y duración de fallas en los distintos tramos, así como otros índices de confiabilidad, es necesario analizar el comportamiento de la red ante diversas contingencias a que pueda verse sometido cada uno de sus componentes.

El método de evaluación propuesto se basa en un análisis de contingencias, aprovechando la condición de radialidad de la red eléctrica. El objetivo final es determinar los estados de cada uno de

los tramos que componen el modelo de red, cuando cada uno de ellos presenta una falla.

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz de estado A con dimensiones $n \times n$, donde n es el número de tramos de la red a estudiar, la matriz tendrá elementos A_i^j donde las columnas presentan la condición del tramo (i), ante la falla ocurrida en el tramo indicado por la fila (j).

El algoritmo puede sintetizarse de la siguiente manera:

- a. Describir estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos del alimentador mediante los dispositivos de protección y/o maniobra. Cada elemento presente en el modelo debe ser caracterizado por sus parámetros frecuencia y duración de fallas.
- b. Preparar una matriz de orden $n \times n$, donde n es el número de elementos del modelo.

- c. Preparar los datos primarios como tasa de falla y tiempos de interrupción por cada elemento

- d. Para cada elemento i , analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado (j).
 - d.1. Si la actuación de la protección no afecta al elemento i este se define como normal.

 - d.2. Si el elemento i se ve a afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un seccionador o reconectador normalmente abierto, entonces este elemento es transferible.

 - d.3. El elemento que sufre una falla ($i=j$), se define inmediatamente como irrestablecible, o bien como irrestablecible con tiempo de espera, si previo a su reparación se debe realizar alguna maniobra de transferencia.

- d.4. El elemento i debe definirse como restablecible, si antes de iniciar la reparación del elemento fallado y posterior a su separación de la red, es posible reponer el suministro de electricidad al resto del sistema.
- e. Calcular los índices de frecuencia y duración de fallas para cada uno de los tramos del sistema.
- f. Calcular los índices asociados a clientes, energía, carga, al sistema en general, etc.

4.4.2 Evaluación de Estados

Para los sistemas radiales, como los que se analizan se encuentra que:

$$\lambda_T = \sum \lambda_i \quad (4.4)$$

$$U_i = \lambda_i r_i \quad (4.5)$$

$$U_T = \sum_i U_i \quad (4.6)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_i \lambda_i r_i}{\sum_i \lambda_i} \quad (4.7)$$

Donde:

λ_i = Tasa de falla del elemento i , fallas / año.

r_i = Tiempo de reparación del elemento i en horas

U_i = Indisponibilidad anual del elemento i , horas /año

r_t = Tiempo de reparación total en horas.

U_t = Indisponibilidad anual total del sistema serie horas/año.

Como puede apreciarse de la metodología descrita, cada elemento puede generar independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por cortes de suministro eléctrico es mayor, considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se deben contabilizar dependen del estado definido para cada elemento, según se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 4.1 Valor de λ , dependiendo del tipo de elemento

Tipo de Elemento	# Interrupciones
Normal	0
Restablecibles	λ
Transferible	2λ
Irrestablecible	λ
Irrestablecible con espera	λ

Obsérvese que cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble. Esto se debe a que primero se realiza la maniobra de transferencia para lo cual se requiere un tiempo T_f y luego de efectuadas las reparaciones del elemento afectado por una falla, se debe volver a la configuración original del sistema, por lo tanto se interrumpe el servicio en una duración T_v .

La tasa de falla total para un elemento cualquiera se obtiene sumando los aportes indicados de cada elemento del sistema,

según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados y la tabla 4.1 es decir:

$$\lambda_{Ti} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (4.8)$$

Donde:

λ_{Ti} : Tasa de falla total del elemento i debido a falla en el elemento j

λ_i^j : Cantidad de interrupciones en el elemento i , debido a falla en el elemento j

n : Cantidad de tramos considerados en el modelo de la red

Por su parte el tiempo total de interrupción también depende de la definición de tipo de estado, como se indica en la tabla 4.2

Tabla 4.2 Valor del tiempo de Interrupción, dependiendo del tipo de elemento

Tipo de Elemento	Tiempo de Interrupción
Normal	0
Restablecer	Tc+Tl
Transferible	Tc +Tl +Tt +Tv
Irrestablecible	Tc + Tl +Tr
Irrestablecible con espera	Tc +Tl +Tt +Tr

El tiempo total de interrupción de un elemento corresponde a la indisponibilidad de él en el periodo considerado. Para obtener el periodo total de indisponibilidad anual, se debe sumar las indisponibilidades producto de la cantidad de fallas aportada por cada tramo, según se indica en la columna de matriz de estados y la tabla 4.2

$$U_i^j = \lambda_j^i r_j \quad (4.9)$$

$$U_{Ti} = \sum_{j=1}^n U_i^j \quad (4.10)$$

Donde:

- λ_i^j : Cantidad de interrupciones del elemento i, debido a falla en el elemento j
- r_j : Tiempo de interrupción del elemento j, horas
- U_i^j : Indisponibilidad anual del elemento i, debido a falla en el elemento j horas/año
- U_{Ti} : Indisponibilidad anual total del elemento i, horas / año
- n: Cantidad de tramos del modelo

4.5 EQUIPOS DE ADQUISICION DE DATOS

4.5.1 Reles Digitales como unidad de Adquisición de datos:

Reles con multifunciones basado en microprocesadores que provee un rango de mediciones y estados de Información: la Información de mediciones incluyen directamente mediciones de corriente, voltaje, cálculos de secuencia de componentes simétricas de voltajes y corrientes, Potencia activa, Potencia Reactiva, Potencia Aparente, demanda, sobrecarga térmica, breaker y estados de Información, calculo de voltajes de corriente en forma de magnitud y fase.

4.5.2 Selector con capacidad de comunicación:

Cualquier equipo capaz de detectar una falla aguas abajo de su posición y de abrir circuito automáticamente, estos equipos pueden estar telemandados, enviando Información, al centro de control sobre su estado (cerrado, abierto) y sobre la existencia o no de una falla aguas abajo. Los selectores Incluyen equipos tales como reconectadores, seccionadores, interruptores automáticos, etc.

Reconectador

El gabinete de control y comunicaciones para montaje en poste, contiene el panel control operador y la microelectrónica. El gabinete contiene un control electrónico que monitorea el interruptor y provee las funciones de protección. Para conectar el gabinete con el interruptor se utiliza un cable de control desenchufable. Combinados en forma conjunta, el interruptor y el gabinete de comunicaciones forman un reconectador para montaje en poste monitoreado y controlado en forma remota.

El reconectador que también es llamado interruptor, es operado por medio del envío de un pulso de corriente controlado desde un capacitor de almacenamiento en el gabinete de control a través de un selenoide. Esto atrae la placa del mecanismo la que a su vez cierra los contactos del interruptor de vacío. Los contactos son mantenidos en la posición de cierre por las lengüetas de traba que descansan sobre la barra de apertura.

La apertura de los contactos se logra mediante el envío de un pulso controlado de corriente, desde un capacitor a través de la bobina

de apertura. Esto atrae a la armadura de la barra de apertura, girando y liberando la traba. El resorte de apertura y los resortes de presión de los contactos aceleran la apertura de los mismos.

En la figura siguiente se muestra un reconectador con capacidad de comunicación, mostrándose una información más detallada en el Anexo 1



Fig 4.3 Reconectador

Seccionador

Los interruptores se encuentran unidos a través de una barra común y son movidos por un mecanismo con un resorte de doble acción. Este es operado ya sea manualmente o por un motor c.c situado en un compartimiento debajo del tanque.

Todos los seccionadores poseen un brazo manual que permite la operación con pértiga desde el piso. Tirando hacia el lado correcto del brazo el seccionador puede ser abierto o cerrado. El mecanismo es independiente del operador de manera que no importa con que rapidez el operador mueve el brazo.

Para facilitar el control remoto en esquemas de automatización de redes se utiliza un mecanismo motorizado. El motor es colocado con el seccionador y su energía provista desde las baterías instaladas en el gabinete de control y comunicaciones montado en el poste. Este gabinete también contiene al mecanismo de control y a la unidad de carga de baterías.

En el Anexo 2 se muestra un seccionador con capacidad de comunicación, con información mas detallada.

4.5.3 Señalizadores:

Cualquier equipo capaz de detectar una falla aguas debajo de su posición y de indicarlo, recibiendo por ende el nombre de equipos Indicadores de Falla. Estos equipos pueden estar telemendados, enviando Información al centro de control sobre la existencia o no de una falla aguas abajo. En este caso se denominara teleseñalizador.

Indicadores de Falla.

Indicadores de cortocircuito son principalmente usados en interconexiones de medio voltaje radial o abierto rango de operación, para encontrar la localización de falla. Estos pueden ser instalados en conductores de corrientes a ser monitoreados, barra de voltaje, cable o líneas aéreas.

El básico diagrama indicador de cortocircuito consiste de un yugo y un adjuntamiento sistema de display. El sistema de display puede ser mecánico, con un pivot llevando un rotor para local indicación y /o micro contacto para señales remota, o proceso electrónicos para local indicación o señalización remota. Cada conductor a través de

flujos de corrientes produce un campo magnético. El campo magnético es usado para discriminar entre una carga nominal y sobrecarga o corrientes de cortocircuito.

El campo magnético a través de un conductor a través del cual fluye corriente dispara el indicador de cortocircuito. El excedente del ajuste del rango de corriente del indicador resulta en una señal óptica o electrónica, marcando así la dirección de la corriente de cortocircuito desde la alimentación a la localización de la falla por disparo de cortocircuito.

En el la figura siguiente se muestra un equipo teleseñalizador

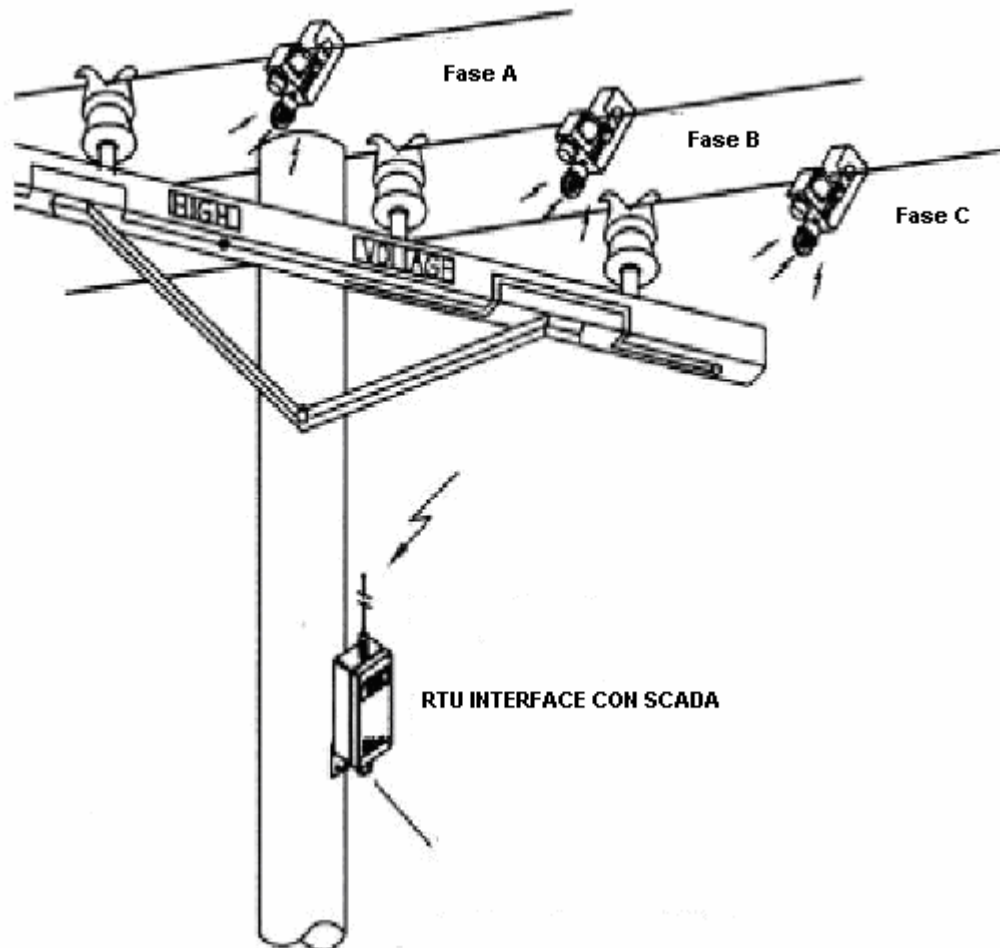


Fig. 4.4 Indicadores de Falla

Compatibilidad DSA / SCADA

Cuando el reconectador, el seccionador y el equipo indicador de falla son utilizados con un sistema de automatización de redes de distribución (DSA), o con un sistema SCADA, estos equipos permiten el control remoto y el monitoreo para brindar las siguientes ventajas:

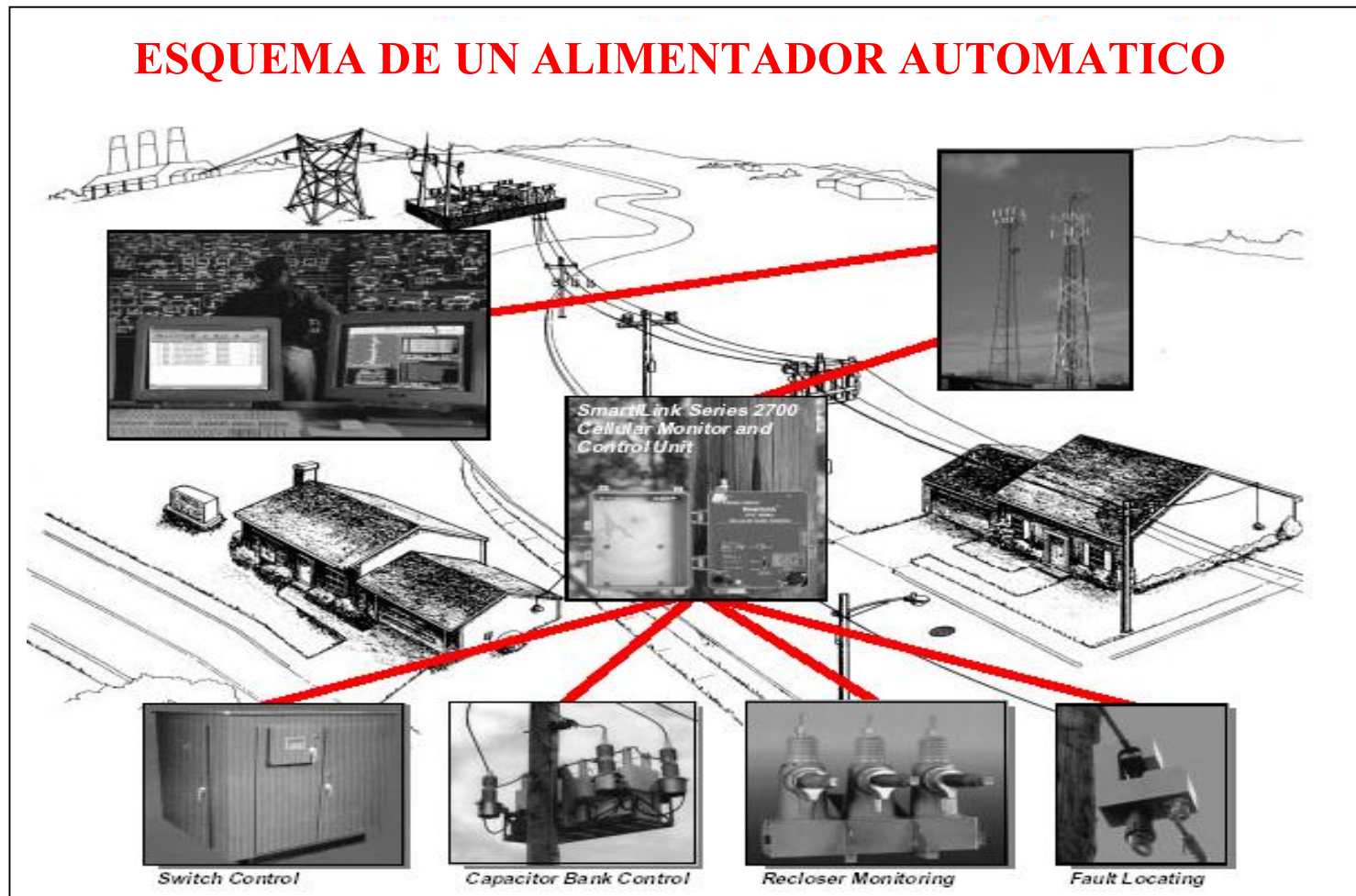
- La Información sobre el estado del equipo y el valor de las corrientes de fallas transmitidas al sistema de control permiten una rápida localización de la sección de la línea donde se encuentra la falla, lo cual reduce el tiempo de traslado del personal de línea.

- Esta misma Información permite realizar operaciones en forma remota o la transferencia automática de las líneas (con Información), lo que reduce el área afectada y reestablece el suministro rápidamente. Como resultado, se mejora la calidad de servicio.

- Los equipos pueden ser configurados y manejados desde el sistema de control, sin la necesidad que los técnicos deban visitar a cada equipo en sitio para cambiar la configuración de los parámetros. Esto permite una reducción en el personal y una mejor integridad del sistema.

En la figura siguiente se muestra la arquitectura de un sistema de control OMS

Fig. 4.5 ARQUITECTURA DE UN SISTEMA OMS



4.6 PROCESO DE LOCALIZACIÓN DE FALLA EN UN SISTEMA AUTOMÁTICO DE ADQUISICION DE DATOS

El proceso de localización de la falla consiste en cuatro pasos:

- Detección de la falla
- Detección del alimentador fallado y Adquisición de Datos
- Localización de la sección fallada y Aislamiento de la Falla
- Localización de la Falla

4.6.1 Detección de la Falla.

La detección de la falla es realizada por los reles de protección, reconectores, seccionadores e indicadores de falla los cuales poseen capacidad de comunicación al censar una falla aguas abajo de la ubicación de los mismos. La falla es detectada y transmitida al sistema SCADA “Outage Management System”

4.6.2 Detección del Alimentador fallado y adquisición de datos.

Las señales provenientes de los equipos de adquisición de datos, son entradas claramente identificadas del sistema SCADA las cuales representa subestación alimentador, tramo, etc.

Se toma la Información provenientes de los reles digitales los cuales poseen capacidad de análisis de falla obteniéndose datos de: impedancia vista desde la subestación a la falla, tipo de falla, Potencia, Voltaje de secuencias, Corriente de Falla y Prefallas.

La impedancia de falla medida por los reles nos da una referencia importante en cuanto a la ubicación de la falla ya que se puede estimar la distancia, desde la subestación al punto de falla, pero también nos encontramos con el problema de obtener una solución en un conjunto de varios posibles resultados dada la topología de un alimentador de distribución el cual consta de troncal, laterales y sublaterales

4.6.3 Localización de la Sección Fallada y Aislamiento de la Falla

La principal idea para la técnica de localización de la sección fallada es la integración de toda la Información disponible, es decir una vez detectada la falla y obtener una distancia de referencia para la ubicación de la misma, se procede hacer una búsqueda en escalera, dicho de otra forma se busca información de estado de

falla de los equipos, desde la ubicación del equipo que notifico la falla aguas abajo, lo cual podría conducirnos a la localización de la sección fallada o descartar posibles secciones, esto depende del numero de unidades de adquisición de datos, y su ubicación con relación a la falla. Una vez ubicada la sección de la falla y de contar con un elemento de seccionamiento remoto aguas arriba se procede aislar la falla y así poder dar servicio a los clientes fuera de la sección de la falla

4.6.4 Localización de la Falla

Una vez que se identifique el tramos o se restrinja el numero de posible secciones fallada, la impedancia de falla medida toma una mayor importancia en la búsqueda de la localización de la falla, donde su aplicación en otros países, ha sido excelente, el error de la estimación ha sido $\leq 5\%$ lo cual es poco significativo por la gran distancia que se recorre en los alimentadores.

Ahora que se ha detallado la secuencia y componentes de un sistema OMS surge un problema de ingeniería respecto a la

automatización del manejo de interrupciones por lo que surge las siguientes preguntas:

¿Desde que calidad y hasta que calidad conviene invertir a la distribuidora?

¿Localizar los puntos donde invertir para lograr una adecuada calidad?

¿Cómo y con que alcanzar mejoras en el nivel de calidad, alcanzando beneficios integrales en la distribuidora?

La primera interrogante esta muy relacionada con los costos de la calidad, el problema es en encontrar la calidad óptima a fin de encontrar la justificación de las inversiones para las distribuidoras.

y que estas se reflejen en una mejora de la calidad, tratando de minimizar La segunda pregunta trata sobre encontrar los puntos más óptimos donde ubicar las inversiones los costos de las distribuidoras.

La tercera interrogante esta orientada al diseño, en función de los costos de inversión de las distribuidoras, ya que un posible diseño debe tener como restricción, los costos y beneficios integrales que tenga la distribuidora.

4.7 ANALISIS ESTADISTICO

4.7.1 Distribuciones del Tiempo de Falla

De acuerdo con la definición de confiabilidad, la confiabilidad de un sistema depende a menudo del intervalo de tiempo que ha estado en servicio. Así es de primordial importancia en estudios de confiabilidad la distribución del tiempo de falla, esto es la distribución del tiempo de falla de un componente en condiciones ambientales determinadas.

Una manera útil de caracterizar esta distribución consiste en recurrir a su razón de falla instantánea asociada. Con el objeto de desarrollar este concepto, en primer lugar hagamos que $f(t)$ represente la densidad de probabilidad del tiempo de falla de un componente dado, entonces la probabilidad de que el componente

falle entre los tiempos t y $t + \Delta t$ esta dada por $f(t) \Delta t$. Entonces la probabilidad de que el componente falle en el intervalo de 0 a t esta dada por:

$$F(t) = \int_0^t f(x) dx$$

La función de confiabilidad que expresa la probabilidad de que dure más del tiempo t esta dada por:

$$R(t) = 1 - F(t) \quad (4.12)$$

Así la probabilidad de que el componente caiga en el intervalo entre t y $t + \Delta t$ es $F(t + \Delta t) - F(t)$, y la probabilidad condicional de falla durante este intervalo, dado que el componente duro mas que el tiempo t se expresa mediante.

$$\frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{R(t)} \quad (4.13)$$

Dividiendo entre Δt , encontramos que la razón promedio de falla del intervalo de t a $t + \Delta t$, dado que el componente duro mas que el tiempo t , es

$$\frac{F(t + \Delta t) - F(t)}{\Delta t} \frac{1}{R(t)} \quad (4.14)$$

Tomando el limite cuando $\Delta t \rightarrow 0$, obtenemos entonces la razón de falla instantánea o simplemente la razón de falla.

$$\lambda(t) = \frac{F'(t)}{R(t)} \quad (4.15)$$

Donde $F'(t)$ es la derivada de $F(t)$ con respecto al tiempo, Por ultimo observando de $f(t) = F'(t)$ obtenemos la relación.

$$\lambda(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{f(t)}{1 - F(t)} \quad (4.16)$$

Que expresa la razón de falla en términos de la distribución del tiempo de falla.

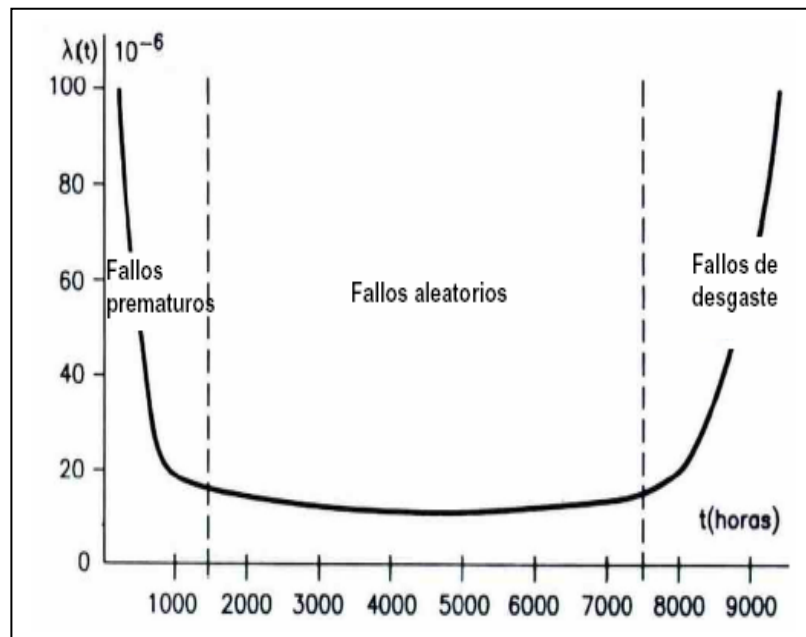


Fig. 4.6 Curva de vida

Una curva para la razón de falla que caracteriza a una gran diversidad de artículos manufacturados, la figura (4.6) esta dividida de manera conveniente en tres partes. La primera se caracteriza por un a razón de falla decreciente y representan el periodo durante el cual los artículos de mala calidad son eliminados. La segunda parte que a menudo se caracteriza por una razón de falla constante, se considera el periodo de vida útil en que solo ocurren fallas aleatorias. La tercera parte se caracteriza por un incremento en la razón de falla, y es el periodo durante el cual las fallas se deben

principalmente al desgaste. Nótese que la misma curva general de razón de falla es típica de la mortalidad humana, donde la primera etapa representa la mortalidad infantil y la tercera corresponde a la mortalidad de la población anciana.

Derivemos ahora una importante relación que expresa la densidad del tiempo de falla en términos de la función tiempo de falla. Apoyándonos en el hecho de que, podemos escribir

$$\lambda(t) = \frac{R'(t)}{R(t)} = - \frac{d(\ln R(t))}{dt} \quad (4.17)$$

Al resolver la ecuación diferencial para $R(t)$, obtenemos

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x) dx} \quad (4.18)$$

y, al utilizar la relación $f(t) = \lambda(t) R(t)$ obtenemos por último

$$f(t) = \lambda(t) e^{-\int_0^t \lambda(x) dx} \quad (4.19)$$

Como se advierte en la figura (4.6), a menudo se supone que la razón de falla es constante durante el periodo de vida útil de un componente. Denotando esta razón de falla constante por α con $\alpha > 0$, y sustituyendo por $\lambda(t)$ en la fórmula para $f(t)$, obtenemos

$$f(t) = \alpha e^{-\alpha t} \quad t > 0 \quad (4.20)$$

Así tenemos una distribución de tiempo de falla exponencial cuando puede suponerse que la razón de falla es constante. Por esta razón la suposición de razones de fallas constantes algunas veces se denomina también suposición exponencial.

Hay situaciones en que la suposición de una razón de falla constante no es realista y en muchas de ellas se supone en cambio que la función razón de falla crece o decrece suavemente con el tiempo. En otras palabras se supone que no hay discontinuidades o puntos críticos. Esta suposición debería concordar con las etapas iniciales y finales de la curva de razón de falla que aparece en la figura (4.6).

Una función útil que suele usarse para aproximar tales curvas esta dada por:

$$\lambda(t) = \alpha\beta t^{\beta-1} \quad t > 0 \quad (4.21)$$

Donde α , β son constantes positivas. Obsérvese la generalidad de esta función si $\beta < 1$ la razón de falla decrece con el tiempo; si $\beta > 1$ se incrementa con el tiempo, y si $\beta = 1$ la razón de falla es igual a α . Nótese que la suposición de una razón de falla constante, es la suposición exponencial, queda incluida de esta manera como un caso especial.

Si sustituimos la expresión anterior de $\lambda(t)$ ecuación (4.21) obtenemos:

$$f(t) = \alpha\beta t^{\beta-1} e^{-\alpha t^\beta} \quad t > 0 \quad (4.22)$$

Donde son α , β constantes positivas. Esta función de densidad, o distribución, es la distribución de Weibull.

4.7.2 Modelo Exponencial en Confiabilidad

Debemos obtener en primer término una relación que exprese la confiabilidad de un componente en función de su tiempo de servicio t . Sirviéndonos del hecho de que

$$R(t) = 1 - F(t) = 1 - \int_0^t f(x) dx \quad (4.23)$$

Obtenemos

$$R(t) = 1 - \int_0^t \alpha e^{-\alpha x} dx = e^{-\alpha t}$$

Para la función de confiabilidad del modelo exponencial. Por tanto si un componente tiene una razón de falla de 0.005 por mil horas, la probabilidad de que dure al menos 10000 horas funcionando es

$$e^{-(0.05)10} = 0.607$$

4.7.3 Modelo Weibull en Pruebas de Vida.

Si bien la prueba de vida de las componentes durante el periodo de vida útil se basa casi siempre en el modelo exponencial, ya hemos señalado que la razón de falla de un componente no siempre es constante a lo largo del periodo que esta investigándose. En algunos casos el periodo de falla inicial puede ser tan largo que el uso de la mayor parte de los componentes se hace en el, y en otros el propósito principal de la prueba de vida puede ser determinar el tiempo de falla por desgaste y no el tiempo de falla eventual. En tales situaciones el modelo exponencial en general no se aplica, y es necesario reemplazar la razón constante de falla por una suposición más general.

La distribución de Weibull describe de manera adecuada los tiempos de falla de los componentes cuando sus razones de falla crecen o decrecen con el tiempo. Si tiene los parámetros α β , su formula esta dada por:

$$f(t) = \alpha\beta t^{\beta-1} e^{-\alpha t^\beta} \quad t > 0, \alpha > 0, \beta > 0 \quad (4.25)$$

La función de confiabilidad con la distribución Weibull para el tiempo de falla esta dada por:

$$R(t) = e^{-\alpha t^\beta} \quad (4.26)$$

Como se menciona antes la razón de falla dominante de la distribución Weibull esta dada por:

$$\lambda(t) = \alpha\beta t^{\beta-1} \quad (4.27)$$

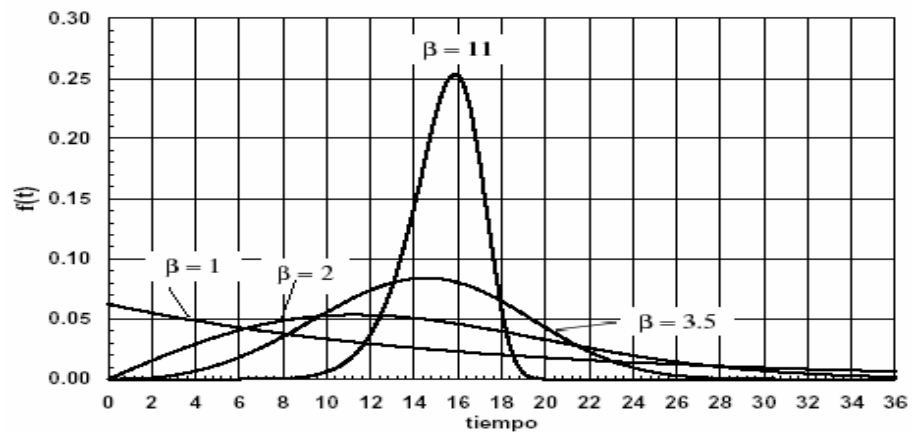


Fig. 4.7 Funciones de Densidad Weibull $\alpha = 16$

La gama de formas que puede tomar una grafica de una densidad de Weibull es muy amplia, y depende principalmente del valor del

parámetro β . Como se advierte en la figura (4.7), la curva de Weibull es asintótica a ambos ejes y muy asimétrica a la derecha para los valores de $\beta = 1$, y tiene “forma de campana” pero asimétrica para valores de β mayores que 1.

La media de la distribución de Weibull con los parámetros α y β puede obtenerse evaluando la integral.

$$\mu = \int_0^{\infty} t \alpha \beta t^{\beta-1} e^{-\alpha t^{\beta}} dt \quad (4.28)$$

Las estimaciones de los parámetros α y β de la distribución de Weibull algunas veces son difíciles de obtener.

4.7.4 Determinación de Modelos Estadísticos

4.7.4.1 Métodos Gráficos Para la Determinación del Modelo

Adecuado

Los métodos gráficos que se van a estudiar en esta sección, tienen por objetivo estudiar si los datos siguen un determinado modelo o no. Para ello es preciso utilizar una

técnica específica que se basa en la estimación de la función de distribución.

Las ventajas de utilizar los métodos gráficos son:

- Simplicidad y rapidez, los métodos gráficos son rápidos y de fácil aprendizaje, por lo que su uso está muy extendido en el campo de la confiabilidad.
- Presentación de los datos, el elaborar gráficos de confiabilidad permite visualizar los datos de una forma simple y ordenada. Esto facilita tanto su comprensión como su presentación a terceros.
- Estimaciones aproximadas, mediante los gráficos de confiabilidad pueden obtenerse unas primeras estimaciones de la tasa de falla o de la vida media del componente.

- Datos atípicos, permite detectar datos cuyo comportamiento no sea el habitual lo que permitirá detectar a que se deben estos comportamientos.

Grafico Exponencial:

Si el modelo es exponencial, la función de supervivencia viene dada por:

$$R(t) = e^{-\alpha t} \quad (4.29)$$

Tomando logaritmos:

$$\ln(R(t)) = -\alpha t. \quad (4.30)$$

$$\text{Pero como } F(t) = 1-R(t) \quad (4.31)$$

$$\ln(1-F(t)) = -\alpha t \quad (4.32)$$

$$-\ln(1-F(t)) = \alpha t \quad (4.33)$$

Por lo tanto si representamos en un grafico en el eje vertical la variable $Y = -\ln(1-F(t))$ y en el eje horizontal la variable $X = t$, los tiempos de fallo, Si los datos proceden de

un modelo exponencial, deben presentar el aspecto de una línea recta.

En caso de que los datos no presenten un aspecto de línea recta, habría que concluir que el modelo teórico elegido (Exponencial) no era el adecuado y repetir el gráfico en modelos weibull u otros.

Gráficos Weibull

El modelo Weibull tiene una función de supervivencia

$$R(t) = e^{-\alpha t^\beta} \quad (4.34)$$

Tomando logaritmos:

$$\ln R(t) = -\alpha t^\beta \quad (4.35)$$

Volviendo a tomar logaritmos:

$$\ln(1 - F(t)) = -\alpha t^\beta \quad (4.36)$$

Volviendo a tomar logaritmos:

$$\ln(-\ln(1-F(t))) = \beta \ln \alpha t = \beta \ln \alpha + \beta \ln(t) \quad (4.37)$$

La expresión tiene la forma:

$$Y = MX + B \quad (4.38)$$

Donde:

$$Y = \ln(-\ln(1-F(t))), X = \ln(t), B = \beta \ln \alpha,$$

Como la última expresión es una recta, si representamos esos datos y el modelo es weibull debemos obtener una línea recta.

Procedimiento

La base de estos métodos gráficos es estimar la función de distribución empírica de los datos y representarla en unas

escalas tales que si el modelo elegido es correcto, los datos presenten aspecto lineal.

La función de distribución:

$$F(t) = P(T < t).$$

La función de distribución estima mediante cualquiera de estas dos posibilidades:

$$F_i = i/n$$

$$F_i = (i-0,3)/(+0,4)$$

Para hacerlo se procede de la siguiente manera:

- Ordenación de los datos de menor a mayor
- Estimación de la función de distribución mediante la expresión b que es mas exacta.
- Elección del modelo teórico
- Representar los datos en el papel del modelo teórico hasta que formen una línea recta.

- Estimación de los parámetros de los modelos a partir del gráfico.

4.7.4.2 PRUEBAS DE BONDAD DE AJUSTE

Función y Racionalización

La prueba de Kolmogorov Smirnov de una muestra, es una prueba de bondad de ajuste. Es decir esta interesada en el grado de acuerdo entre la distribución de un conjunto de valores muestreados (puntuaciones observadas) y alguna distribución teórica específica. Esta prueba determina si las puntuaciones en una muestra pueden razonablemente provenir de una muestra que tenga una distribución teórica.

Brevemente la prueba incluye especificación de la distribución de frecuencias acumuladas que pudieran ocurrir dada la distribución teórica y comparándolas con la distribución de las frecuencias teóricas acumuladas observadas. La distribución teórica representa lo que podría ser esperado según H_0 . La prueba permite mostrar en dos distribuciones, la teórica y la observada, la mayor divergencia.

La referencia a la distribución muestral indica si una divergencia tan grande es probable que ocurra sobre la base del azar. Esto es la distribución muestral indica la probabilidad de que una divergencia de la magnitud observada pudiera ocurrir si las observaciones fueran realmente de una muestra aleatoria de una distribución teórica. La prueba de Kolmogorov Smirnov supone que la distribución de las variables subyacentes que van a ser probadas es continua, como es especificada por la distribución de frecuencias acumuladas. Así la prueba es adecuada para probar bondad de ajuste para variables que son medidas en al menos una escala ordinal.

Método.

Sea $F_o(X)$ una función de distribución de frecuencias relativas acumuladas completamente especificada por la distribución teórica según H_o . Esto es, para cualquier valor de X , el valor de $F_o(X)$ es la proporción de casos esperados que tienen puntuaciones iguales o menores que X .

Sea $S_n(X)$ la distribución de frecuencias relativas acumuladas observadas de una muestra aleatoria de N observaciones. Si X_i es una puntuación posible, entonces $S_n(X_i) = F_i / N$, donde F_i es el número de observaciones que son iguales o menores que X_i . $F_o(X_i)$ es la proporción de observaciones esperada que son menores o iguales a X_i .

Ahora según la hipótesis nula de que la muestra ha sido extraída de la distribución teórica especificada, se espera que para cada valor X_i , $S_n(X_i)$ sea ligeramente cercano a $F_o(X_i)$. Esto es cuando H_o es verdadera, podemos esperar que las diferencias entre $S_n(X_i)$ y $F_o(X_i)$ sean pequeñas y dentro de los límites del error aleatorio. La prueba de Kolgomorov Smirnov se enfoca sobre; las desviaciones mas grandes. El valor absoluto más grande de

$| F_o(X_i) - S_n(X_i) |$ se llama máxima desviación de D :

$$D = \max | F_o(X_i) - S_n(X_i) | \quad i = 1, 2, 3, \dots, N. \quad (4.39)$$

La distribución muestral de D según H_0 es conocido; la Tabla A que se muestra en el Anexo 3 proporciona ciertos valores críticos para esa distribución muestral. Nótese que la significación de un valor D depende de N .

Por ejemplo supóngase que al aplicar la ecuación (4.39) se encuentra, que $D = 0,325$ cuando $N = 15$ La tabla F de la apéndice 1 muestra que la probabilidad de $D > 0,325$ esta entre 0,05 y 0,10.

Resumen del Procedimiento.

En la aplicación de la prueba de Kolmogorov Smirnov, los pasos son los siguientes:

- Especifique la distribución acumulativa teórica, esto es, la distribución acumulativa esperada según H_0 .

- Arregla las puntuaciones observaciones en una distribución acumulativa y convierta las frecuencias acumulativas en frecuencias relativas acumuladas

| SN (Xi) | Para cada intervalo, encuentrense las frecuencias relativas acumuladas esperadas $F_o (X_i)$

- Con el uso de la ecuación (4.39), se encuentra D

- Con base a la tabla A Anexo 3, se encuentra la probabilidad asociada (dos colas) con la ocurrencia según H_o de valores tan grandes como los valores observados de D. Si esta probabilidad es igual o menor que α , se debe rechazar H_o .

CAPITULO 5

5 OPTIMIZACION DE INVERSIONES EN FUNCION DE LA CALIDAD DEL SERVICIO

5.1 ANALISIS DE COSTOS DE LA CALIDAD

Los costos totales de la calidad (CT) pueden ser evaluados mediante la suma de los dos conceptos siguientes:

- Costo de interrupción en los clientes (C interrupción).
- Costo de inversión para un nivel de calidad determinado, en estos se incluye los costos de operación y mantenimiento (C inversión).

Así los costos totales por la calidad del servicio es igual a:

$$C_T = C_{\text{interrupción}}(\text{calidad}) + C_{\text{inversión}}(\text{calidad}) \quad (5.1)$$

Donde los costos de interrupción e inversión son función del nivel de calidad alcanzado y “calidad” puede ser cualquier índice de calidad, por ejemplo: ENS.

Como se observa en la figura siguiente, el costo de tener un cierto nivel de calidad para los clientes disminuye exponencialmente a medida que crece el nivel de calidad, tendiendo a cero para calidad total, mientras que el costo que supone a las distribuidoras mejorar el nivel de calidad crece exponencialmente.

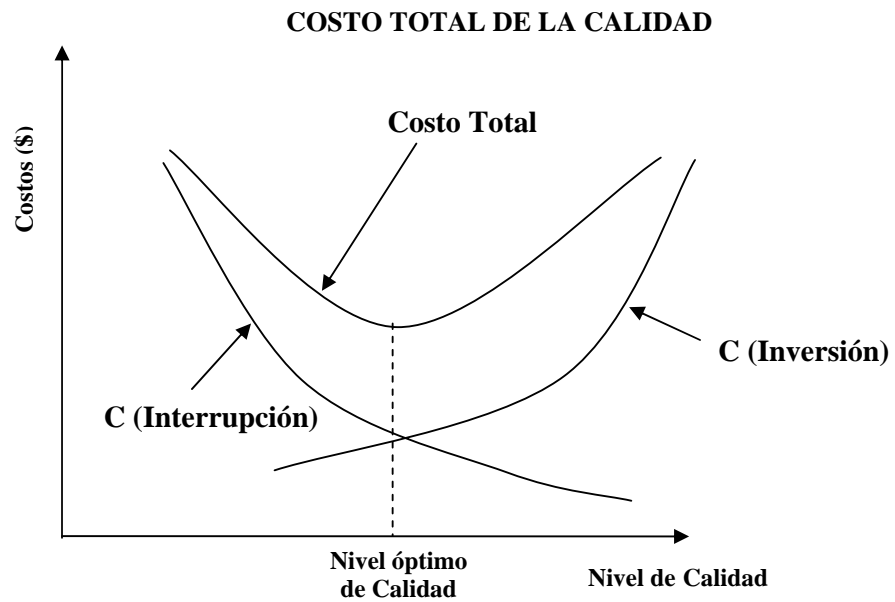


Fig 5.1 Costo Total de la Calidad

Donde:

$C (cal)$ = Costo de la falta de calidad (costos de interrupciones)

$I (cal)$ = Costos de Inversiones para mejoras de la calidad.

NOC = Nivel Optimo de Calidad.

El nivel óptimo de calidad se alcanza cuando las derivadas parciales de ambos términos con respecto al nivel de calidad son iguales y de signo contrario:

$$\left. \frac{\partial I}{\partial Cal} \right|_{NOC} = - \left. \frac{\partial C}{\partial Cal} \right|_{NOC} = K \quad (5.2)$$

Donde:

K = valor de la pendiente del NOC

Es importante notar que desde un punto de vista cualitativo, como puede verse en la figura (5.1), el valor de la derivada de I (Cal) o costo marginal de mejorar la calidad aumenta a medida que el nivel de calidad aumenta. Es decir, cuanto mejor sea el nivel de calidad, mas costara mejorarla. En el caso de estar en una calidad inferior al NOC, el costo marginal será siempre inferior al valor K de la pendiente en el NOC, que es igual al valor absoluto de la derivada de la curva de calidad para los clientes C (Cal).

$$\left. \frac{\partial I}{\partial Cal} \right|_{Calidad \leq NOC} \leq K = - \left. \frac{\partial C}{\partial Cal} \right|_{NOC} \quad (5.3)$$

Por otro lado, el valor absoluto de la derivada de C (CAL) decrece a medida que la calidad mejora. Dicho de otro modo, el beneficio marginal que obtienen los clientes debido a una mejora de calidad decrece a medida que la calidad aumenta. En el caso de estar en un

nivel de calidad inferior al NOC, entonces el beneficio marginal siempre será superior al valor K de la pendiente en el NOC:

$$-\left. \frac{\partial C}{\partial CAL} \right|_{\text{Calidad} \leq \text{NOC}} \geq K \quad (5.4)$$

De lo expuesto anteriormente, se puede deducir que en el caso de encontrarse en un nivel de calidad inferior al NOC, el costo marginal de mejorar la calidad es inferior a K , que es a su vez inferior al beneficio marginal que obtienen los clientes debido a la mejora de la calidad. Estos tres valores se igualan en el NOC llegando así a un punto de equilibrio. Desde un punto de vista social, es rentable invertir para mejorar la calidad hasta que se llegue al NOC, a partir del cual el costo de mejora es mayor que el beneficio que se obtienen.

El problema para determinar el nivel óptimo de calidad reside en que por lo general no se conocen las funciones $C_{\text{inversión}}$ y $C_{\text{interrupción}}$ lo cual hace que el costo para la obtención de un determinado nivel de calidad no sea claro.

5.1.1 Costo de Falta de Calidad para los Clientes

Los costos de interrupción no son iguales para todos los clientes, pues seguramente un cliente industrial necesitara un servicio de mayor calidad que un cliente residencial.

Los costos que tienen los clientes derivados de las interrupciones de servicio (Cinterrupción) pueden ser clasificados en directos e indirectos. Generalmente los costos de clientes industriales son predominantemente directos, por ejemplo la pérdida de materia prima en un proceso productivo y la parada del mismo, la instalación de generación auxiliar, etc; los cuales son relativamente fáciles de identificar y cuantificar. Los costos indirectos son muy difíciles de valorar, pues dependerán de cada cliente, quienes de forma muy subjetiva le asignaran un valor.

El problema de no disponer de un solo índice que considere todos los aspectos de la calidad dificulta la determinación de los costos de interrupción, para muchos clientes será de mucha importancia la frecuencia de interrupciones, mientras que para otros lo será la duración de la interrupciones o la ENS

Tradicionalmente el índice para la determinación del Cinterrupción más utilizado ha sido ENS, el valor asignado a la ENS ha ido variando con el tiempo, en un principio, se asignaba únicamente como valor el precio de venta de la energía a los clientes, este no puede ser considerado un criterio de valoración de los costos de interrupción para los clientes, sino más bien de costos para las empresas distribuidoras en concepto de energía no vendida.

La determinación de los costos de interrupción a clientes esta fuera de alcance de esta tesis. En este trabajo tomaremos como costo de interrupción a clientes el valor que se le asigna a la ENS, esto nos da una referencia muy buena ya que el estudio se lo realiza en función de la rentabilidad de la distribuidora

5.1.2 Costo de Inversiones de las Distribuidoras en mejora de la Calidad

Los costos de inversión de las distribuidoras en función de mejorar la calidad de servicio eléctrico, provienen de la instalación de equipos y elementos que signifiquen un incremento en el nivel de calidad existente. Por lo tanto las variables de decisión serán la instalación no de equipos y

elementos para mejorar la calidad. Lógicamente la variable de decisión debe estar en relación con el nivel de calidad que se podrá alcanzar y el costo que representara alcanzar esta calidad. No es posible separar completamente los gastos de inversión y de explotación destinados a mejorar la calidad del suministro, pues el suministro de electricidad y su calidad no son productos separados, así una inversión indispensable para la infraestructura para la red eléctrica se convierte automáticamente en inversión de calidad, dado este inconveniente se realiza una clasificación de las inversiones.

En [4] se definen dos clases de inversiones: de primera magnitud y segunda magnitud.

Las inversiones de primera magnitud son las realizadas a fin de resolver un problema estructural es decir las destinadas dar un servicio de energía eléctrica a diferentes cargas, podemos considerar dentro de estas inversiones las siguientes: instalación de subestaciones, transformadores, alimentadores, reconectores al inicio del alimentador entre otras.

Las inversiones de segunda magnitud son aquellas destinadas exclusivamente a dar una mejor calidad de servicio eléctrico, en estas se supone que el problema estructural de dar servicio a las cargas esta resuelto, son inversiones destinadas netamente a mejorar la calidad del sistema, en estas inversiones podemos mencionar las siguientes: instalación de relés multifuncionales, reconectores con capacidad de comunicación y análisis de eventos, seccionadores, indicadores de falla, automatización de la red etc.

En esta tesis se considera que el problema estructural ya esta resuelto, y se busca la optimización de inversiones de segunda magnitud en búsqueda de una mejora en el nivel de continuidad de suministro

5.1.3 Incentivos y Optimización de Inversiones

Si el regulador incentiva a las distribuidoras a que inviertan para mejorar la calidad de servicio a una razón igual a K (costo por unidad de calidad mejorada), donde K es la pendiente de la curva de costo para los clientes en el NOC, las distribuidoras invertirán hasta alcanzar dicho punto ya que le es rentable; y los

clientes estarán dispuestos a pagar esa cantidad, puesto que el beneficio obtenido será mayor.

Los costos para los clientes, representan incentivos para las distribuidoras ya que estos costos se lo representan mayormente en energía no suministrada, dicha energía representa energía no facturada por la distribuidora además debemos incluir el incentivos que se alcanza por concepto de indemnización a los clientes afectados por mala calidad de servicio.

El incremento de calidad siempre se mide respecto al nivel de calidad de referencia, así un incremento en la calidad será igual a:

$$\Delta\text{CAL} = \text{Calidad final} - \text{Calidad inicial}$$

Los incentivos económicos que tienen las distribuidoras ante la inversiones para mejorar la calidad se la puede expresar como sigue:

$$\text{Incent} (\Delta\text{CAL}) = K \times \Delta\text{CAL} \quad (5.5)$$

Donde:

$I_{cent} (\Delta CAL) =$ Incentivo que tiene la distribuidora por
mejora de calidad

$K =$ Pendiente de costos en el NOC

$\Delta CAL =$ Mejora obtenida en la Calidad

El incremento de calidad siempre se mide utilizando índices del sistema. Para el caso de la indisponibilidad, la mejora de calidad correspondiente puede representarse como la disminución de la indisponibilidad obtenida (ΔU), tal como se ve en la siguiente ecuación.

$$\Delta CAL = U_{ref} - U_{final} = \Delta U \quad (5.6)$$

Si se considera el problema de inversión de la distribuidora, estas deben minimizar una función objetivo que tenga encuenta el costo de las inversiones a realizar menos los incentivos que obtendrán de la mejora de calidad. La función objetivo a minimizar es por lo tanto:

$$F(x) = I(x) - I_{cent}(\Delta Cal(x)) = I(x) - K \times \Delta CAL(x) \quad (5.7)$$

Donde:

$x =$ Variable de decisión de la distribuidora

$F(x) =$ Función Objetivo a Minimizar

$I(x) =$ Inversión de la distribuidora para mejorar la calidad

Nótese que x representa las variables de decisión de la distribuidora: instalar subestaciones, líneas, reconectores, seccionadores, indicadores, etc. Nótese que los incentivos dependen de x únicamente de forma indirecta a través de la mejora de calidad conseguida. El punto óptimo de minimización de la función objetivo (5.7) es donde se igualan las dos pendientes:

$$\left. \frac{\partial I}{\partial x} \right|_{x_{optimo}} = \frac{K \partial (\Delta CAI)}{\partial x} \quad (5.8)$$

Si se toma como coeficiente K el valor de la pendiente de los costos en el NOC, el punto óptimo de inversión de la distribuidora también será el NOC. La elección del valor de K puede variar completamente el nivel de inversiones de la distribuidora, y por tanto las inversiones realizadas y su costo

Debido que la función objetivo (5.7) esta en función de la variable de decisión habrá un punto óptimo de calidad para cada inversión, la pendiente de la función de costos de inversiones de la distribuidora tiene una pendiente fija marcado por el costo de la variable de decisión:

$$\left. \frac{\partial I}{\partial x} \right|_{2da \text{ magnitud}} = C_{sel} = \text{precio unitario de la variable de decisión} \quad (5.9)$$

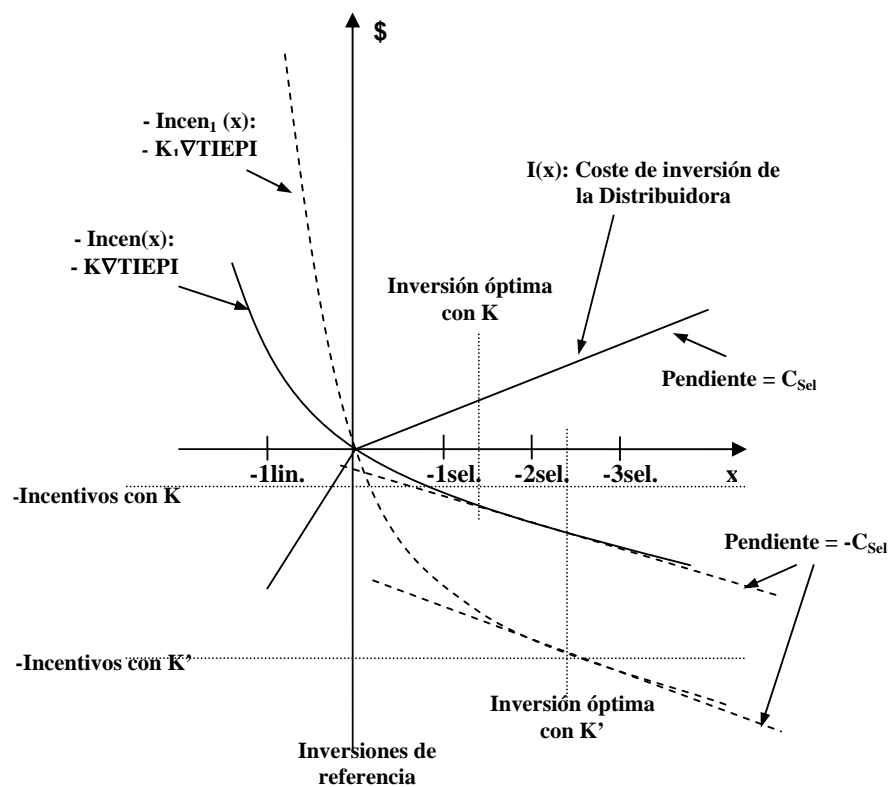


Fig. 5.2 Costos de inversión, incentivos y variación del punto óptimo con K

De la ecuación (5.8), se sabe que el óptimo será donde las pendientes de las dos curvas se igualen. La distribuidora invertirá por tanto hasta que la pendiente de la curva de incentivos sea igual y de signo contrario a esa C_x , como, se puede ver en la figura (5.2)

Desde un punto de vista teórico, el nivel de inversión alcanzado por la distribuidora corresponderá al óptimo siempre que el coeficiente K elegido por el regulador sea igual a la pendiente en el NOC de la curva de costos de inversiones y costo de la falta de calidad a los clientes.

Si el regulador elige un K diferente, incentivará de más o de menos a la distribuidora, llegándose a un nivel de calidad distinto al nivel óptimo. En la figura (5.2) se puede ver como varía el nivel de inversión de la distribuidora para coeficiente $K' > K$. Los incentivos (aparecen en trazo discontinuo) recibidos por la distribuidora para un mismo nivel de inversión son mayores, provocando un desplazamiento del punto de equilibrio: se harían más inversiones que las óptimas.

5.1.4 Localización Óptima de Recursos en Redes de Distribución.

Se presenta una técnica que busca aumentar la probabilidad de contar con energía, en un punto dado de carga cualquiera de un sistema de distribución, mediante la determinación de nuevas inversiones. La inversión de recursos se traduce en disminución de las tasas de falla y disminución de los tiempos de reaparición de las mismas, a través de instalación de reles digitales, reconectores, seccionadores e indicadores de falla como unidades de adquisición de datos.

La aplicabilidad de la técnica se restringe a sistemas de topología operativa radial; es decir los diversos alimentadores de la red pueden abastecerse desde más de una fuente, pero cada tramo de alimentador esta conectado a una sola fuente, manejando adecuadamente los interruptores/seccionadores de enlace.

Se demostrara que matemáticamente, son problemas completamente análogos un cambio en la probabilidad de abastecimiento de energía eléctrica y un cambio en el tiempo total de interrupción del servicio eléctrico. Todos los análisis se realizan para un elemento de la red a la vez.

En términos matemáticos, se plantea un problema de optimización lineal, para el cual previamente se realiza una linealización de la función de probabilidad de suministro en estado estacionario.

5.2 PLANTEAMIENTO MATEMATICO

5.2.1 Variación de la probabilidad

El modelo de confiabilidad para un punto cualquiera de la red, es un conjunto de elementos conectados en serie, este conjunto esta formado por todos los elementos que afectan la continuidad de servicio eléctrico del punto definido como carga.

Las ecuaciones que permiten determinar los parámetros de confiabilidad que corresponden a la de un sistema serie:

$$\lambda_i = \sum_j \lambda_i^j \quad (5.10)$$

$$U_i^j = \lambda_i^j \cdot r_i^j \quad (5.11)$$

$$U_i = \sum_j U_i^j \quad (5.12)$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} = \frac{\sum_j \lambda_i^j r_i^j}{\sum_j \lambda_i^j} \quad (5.13)$$

Donde:

$\lambda_i^j =$: Contribución del elemento j a la tasa de falla del elemento i.

$\lambda_i =$: tasa de falla del elemento i, fallas/año.

$U_i^j =$: contribución del elemento j a la indisponibilidad del servicio del elemento i, horas/año.

$U_i =$: Indisponibilidad anual de servicio del elemento i, horas/año

$r_i^j =$: tiempo de reparación del elemento i, por falla en el elemento j, horas.

$r_i =$: tiempo equivalente de reparación del elemento i, horas.

De acuerdo a lo indicado por la teoría Markoviana la probabilidad de un punto cualquiera disponga de energía eléctrica se define como:

$$P_{oi} = \frac{\mu_i}{\mu_i + \lambda_i} \quad (5.14)$$

Donde :

$\mu_i = 1/ r_i$: Tasa de reparación

Dividiendo numerador y denominador de la ecuación (4.14) por la tasa de reparación, μ_i , se tiene:

$$P_{oi} = \frac{1}{\frac{\lambda_i}{\mu_i} + 1} \quad (5.15)$$

Reemplazando las ecuaciones (5.10) (5.11) (5.15), se obtiene la ecuación (5.16), que expresa la probabilidad de disponer de energía eléctrica, en el elemento i , en estado estacionario.

$$P_{oi} = \frac{1}{\frac{\sum \lambda_i}{\sum \lambda_i r_i} + 1} \quad (5.16)$$

Ordenando resulta:

$$P_{oi} = \frac{1}{\left[\sum \lambda_i r_i + 1 \right]} \quad (5.17)$$

Derivando parcialmente respecto a la tasa de falla y el tiempo de reparación, respecto a un elemento j cualquiera, se obtiene:

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial \lambda_j} = \frac{-r_j}{\left[\sum \lambda_i r_i + 1 \right]^2} \quad (5.18)$$

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial r_j} = \frac{-\lambda_j}{\left[\sum \lambda_i r_i + 1 \right]^2} \quad (5.19)$$

Si el análisis se realiza en torno a un punto de operación los valores de tasa de falla y tiempo de reparación λ_k y r_k de todos los elementos componentes de la red, pueden considerarse casi constante, de manera que reemplazando el denominador de las ecuaciones (5.18) y (5.19) y considerando pequeñas variaciones, se obtiene una linealización de la función de probabilidad de suministro de servicio eléctrico en el punto i Respecto al elemento j

$$\Delta P_{o\lambda_i} = -\frac{r_j \Delta \lambda_j}{c} \quad (5.20)$$

$$\Delta P_{or_i} = -\frac{\lambda_j \Delta r_j}{c} \quad (5.21)$$

Donde:

$$c = (\sum \lambda_k r_k + 1)^2 = cte \quad (5.22)$$

Considerando todos los elementos, se tiene el cambio total, por parámetro, en la probabilidad de abastecimiento del elemento i:

$$\Delta P_{\lambda_i} = -\frac{\sum_j r_j \Delta \lambda_j}{c} \quad (5.23)$$

$$\Delta P_{r_i} = -\frac{\sum_j \lambda_j \Delta r_j}{c} \quad (5.24)$$

Y la variación, total se obtiene finalmente como la suma de las ecuaciones (5.23) y (5.24):

$$\Delta P_o = -\frac{1}{C} \sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j - \frac{1}{C} \sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j \quad (5.25)$$

Se deduce de lo anterior que para el punto de carga considerado, la probabilidad de disponer de energía eléctrica aumenta si las variaciones en las tasas de falla o tiempos de reparación son negativos.

Puesto que la disminución de la tasa de falla de los elementos, así como los tiempos de reparación de las mismas tienen un costo asociado, se plantea entonces el siguiente problema: encontrar la combinación más económica, que permita elevar en una cantidad, la probabilidad de disponer de energía eléctrica.

Matemáticamente, el problema se plantea como una minimización de costos, para lograr un cierto cambio en la probabilidad de abastecimiento:

$$\text{Min} \left[\sum c_{\lambda_i} \Delta \lambda_i + \sum c_{r_i} \Delta r_i \right] \quad (5.26)$$

Sujeto las siguientes condiciones:

$$\Delta P_o = -\frac{1}{C} \sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j - \frac{1}{C} \sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j \quad (5.27)$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} \quad (5.28)$$

$$\lambda_{\min} < \lambda_i < \lambda_{\max} \quad (5.29)$$

Donde :

C_{λ_i} : Costo unitario de inversión, requerido para disminuir el parámetro tasa de falla del elemento i, λ_i , en unidades monetarias

C_{r_i} : Costo unitario de inversión, requerido para disminuir el parámetro de tiempo de reparación (r_i) del elemento i

5.2. Variación en la disponibilidad de energía.

Para los ingenieros de las empresas puede resultar complicado relacionar directamente una variación en el nivel de la probabilidad de abastecimiento de algún punto de la red con parámetros tales como tasas de falla o tiempos involucrados en la tensión de fallas, especialmente mirado desde el punto de vista de una empresa de distribución. Se plantea entonces, como contrapartida, analizar un cambio en la disponibilidad de energía, que identifica una medida bastante clara: el tiempo total de indisponibilidad de servicio para un

punto de carga, concepto que es manejado por quienes operan estos sistemas y que de hecho es evaluado numéricamente.

Una disminución en la indisponibilidad de servicio, tiene una directa incidencia en la Energía no Suministrada, parámetros que puede utilizarse para comparar económicamente los cambios propuestos.

Derivando parcialmente la ecuación (5.11) respecto a la tasa de falla y tiempo de reparación de un elemento j cualquiera, se tiene.

$$\frac{\partial U_i}{\partial \lambda_j} = r_j \quad (5.30)$$

$$\frac{\partial U_i}{\partial r_j} = \lambda_j \quad (5.31)$$

Y, realizando el mismo procedimiento que para el caso de probabilidad de abastecimiento, se obtiene,

$$\Delta U_i = \sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j + \sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j \quad (5.32)$$

Se plantea, entonces, el problema matemático de optimización, que implica obtener un cierto cambio en la indisponibilidad de servicio de un punto de carga, minimizando su costo de realización:

$$\text{Min} \left[\sum c_{\lambda_i} \Delta \lambda_i + \sum c_{r_i} \Delta r_i \right] \quad (5.33)$$

Sujeto a:

$$\Delta U_i = \sum_j \lambda_j \cdot \Delta r_j + \sum_j r_j \cdot \Delta \lambda_j \quad (5.34)$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} \quad (5.35)$$

$$\lambda_{\min} < \lambda_i < \lambda_{\max} \quad (5.36)$$

Puede apreciarse que matemáticamente se trata del mismo problema, pero con un mayor sentido físico. Las variaciones negativas de tasa de falla y tiempo de reparación, en definitiva significan disminuciones, por lo tanto, tienen el efecto de aumentar la probabilidad de disponer de energía, lo que mirado de otra forma, significa aumentar la disponibilidad total de energía.

5.3 PROBLEMA DE OPTIMIZACION REDUCIDO

De la descripción de alternativa hecha en el punto anterior, se deduce que es posible descartar a priori la posibilidad de intervenir en la tasa de falla, lo que plantea el siguiente problema de optimización reducido:

$$\text{Min} \sum C_{r_j} \Delta r_j \quad (5.37)$$

Sujeto a:

$$\Delta U_i = \sum \lambda_j \Delta r_j \quad (5.38)$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} \quad (5.39)$$

Al considerar costos unitarios de inversión constantes y variables Δr continuas como una primera aproximación, se tiene un problema de optimización lineal. Sin embargo, los costos estarán asociados a las magnitudes de variación de Δr y al tipo de solución involucrada (automatización, incorporación de elementos de informática en los centros de atención, aumento del personal de mantenimiento/ reparación, etc.).

5.4 ALGORITMO SOLUCION

El procedimiento planteado hasta aquí se puede esquematizar en los siguientes pasos:

- Determinar los parámetros de confiabilidad de cada elemento componente de sistema, a través de datos históricos, en caso de disponerlos o mediante la ecuación (5.10)-(5.12).
- Determinar la matriz de estado, para la configuración de operación considerada para la red de distribución.
- Calcular los índices λ , U , r para cada usuario.
- Para el usuario que se desea estudiar, se procede a definir el nivel de variación de indisponibilidad de servicio, ΔU
- Determinar los costos unitarios por cambios en λ , r

- Plantear el problema de optimización lineal, según ecuaciones (5.33)-(5.36) si se considera cambios en las tasas de falla y tiempos de reparación o según ecuaciones (5.37) -(5.39) si se trata el problema reducido.

- Revaluar los índices de confiabilidad, considerando las modificaciones dadas por la solución del problema de optimización.

- Con los nuevos índices de confiabilidad, determinar la variación en ENS, para evaluar los beneficios de la inversión propuesta.

CAPITULO 6

BASE DE DATOS

6.1 INTRODUCCION

El presente capítulo contiene la información acerca de la implementación y el manejo de la base de datos para el registro de las interrupciones de servicio eléctrico.

La base de datos ha sido diseñada con la intención de facilitar el manejo de la información obtenida mediante los equipos de adquisición de datos, así como también la información proporcionada por los clientes. Cabe indicar, que esta base de datos es del tipo académico.

Un sistema administrador de base de datos permite guardar, buscar, organizar y presentar información de una manera fácil y segura. La base de datos fue implementada en el Administrador de Base de Datos SQL-

SERVER enlazada mediante el programa Microsoft Visual Basic 6.0 y básicamente se siguió los siguientes pasos:

1. Diseño de las tablas, con sus respectivos campos.
2. Implementación de formularios en la herramienta Visual Basic 6.0, para el entendimiento, agrado y un fácil desempeño del usuario en el manejo de la información.

6.2 DISEÑO DE LA BASE DE DATOS EN SQL-SERVER

SQL-SERVER es uno de los principales administradores de Base de Datos que existen, éste da una mayor seguridad y manejo a la información almacenada.

Este administrador nos permite mediante la creación de la respectiva Base de Datos, registrar y almacenar toda la información concerniente a las interrupciones del servicio eléctrico, recogida mediante los equipos de adquisición de datos y los diferentes reclamos realizados por los clientes. Permite también obtener los resultados de la tasa de falla y tiempos de indisponibilidad, para su posterior análisis estadístico.

Para el desarrollo de esta base, se tuvo que diseñar primero las tablas y sus relaciones según las necesidades requeridas, posteriormente se crearon los distintos formularios para el fácil ingreso de la información, así como también las consultas.

El esquema del diagrama de flujo de datos se muestra en la siguiente figura:

DIAGRAMA DE FLUJO DE DATOS

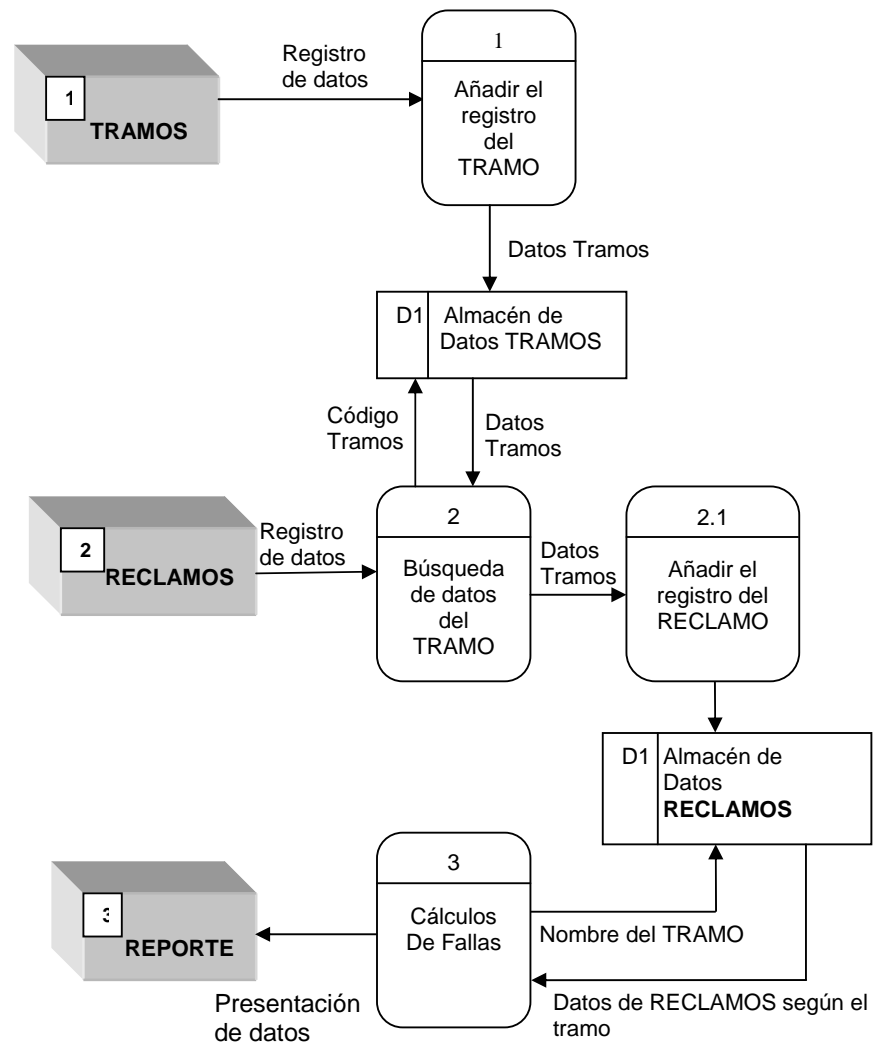


Fig 6.1 Esquema de la Base de Datos

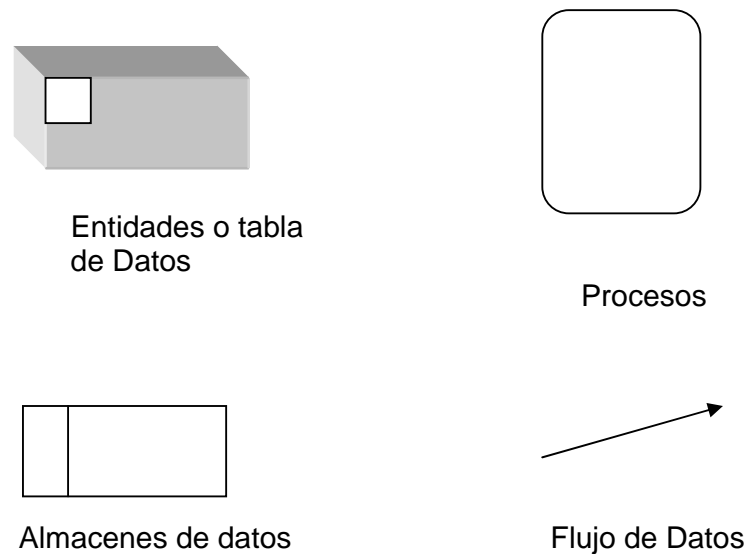


Fig 6.2 Simbología de Esquema de la Base de Datos

6.2.1 Tabla de Datos

Las tablas son el componente u objeto principal de una base de datos, estas contienen la información, es decir, los datos.

En cualquier administrador de bases de datos, los campos son las columnas de las tablas y las filas son los registros; y cada celda o intersección de fila con columna es un dato.

Para el manejo de la información se crearon dos Tablas Principales y cinco tablas secundarias o paramétricas como se las llama comúnmente.

6.2.1.1 TABLAS PRINCIPALES

TABLA TRAMOS

Esta tabla contiene los campos principales para el ingreso de los datos que identifican los tramos de la red a modelar, además, contiene el tipo de dato y tamaño de cada campo. La descripción de los campos se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6.1 Tramos

TABLA TRAMOS		
Nombre de Campo	Tipo de dato	Tamaño
CÓDIGO_TRAMO	numéric	9
SUBESTACION	Varchar	30
ALIMENTADOR	Char	30
TRAMO	Varchar	30
TIPO_PROTECCIÓN	Varchar	50
DIRECCIÓN_PROTECCIÓN	Char	60
POTENCIA	numéric	9
NUM_CLIENTE	numeric	9
DISTANCIA	numeric	9
CAMPO	numeric	9

TABLA DE INTERRUPCIONES

Esta tabla esta relacionada con la tabla anterior mediante el campo CODIGO_TRAMO para obtener la información del TRAMO, a la que se le agregan otros

campos para almacenar información relacionada con los reclamos de los clientes y las interrupciones registradas por los equipos de adquisición de datos. La descripción de los campos se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 6.2 Interrupciones

TABLA DE INTERRUPCIONES		
Nombre de Campo	Tipo de dato	Tamaño
CÓDIGO	numeric	13
FECHA1	varchar	5
FECHA2	varchar	5
FECHA3	varchar	5
HORA1	varchar	5
HORA2	varchar	5
DIRECCION	varchar	60
SUBESTACION	Char	30
ALIMENTADOR	varchar	30
TRAMO1	varchar	50
TIPO	Char	50
DIRECCIÓN	varchar	50
POTENCIA	numeric	9
ORIGEN	varchar	70
CAUSA	varchar	70
CAUSA1	varchar	70
CAUSA2	varchar	70
DESCRIPCION	varchar	100
OBSERVACION	varchar	100
CUADRILLA	numeric	9
HORA3	varchar	5
HORA4	varchar	5
FECHA4	varchar	5
FECHA5	varchar	5
FECHA6	varchar	5
NUM CLIENTE	numeric	9
DISTANCIA1	numeric	9
CAMPO	numeric	9
DURACIÓN	Float	8

A continuación se describen los tipos de datos que se utilizaron en las tablas mencionadas anteriormente:

Char.- Quiere decir que el campo va a ser almacenado con caracteres alfanumérico.

Varchar.- Quiere decir que el campo va a ser almacenado solo con caracteres Alfabéticos.

Numérico.- Quiere decir que el campo va a ser almacenado solo con caracteres numéricos.

Float.- Almacena datos con punto flotante o sea decimal.

6.2.1.2 Tablas paramétricas

Estas tablas contienen información que luego será escogida y almacenada en los formularios y tablas principales respectivamente.

La descripción de los campos se muestra en las siguientes tablas

Tabla 6.3 Causa 1

TABLA CAUSA1		
Nombre de Campo	Tipo de dato	Tamaño
COD CAUS	Numeric	9
CAUSA1	Varchar	70

Tabla 6.4 Tipo_Tramo

TABLA TIPO_TRAMO		
Nombre de Campo	Tipo de dato	Tamaño
CODIGO_TR	Numeric	9
TRAMO	Varchar	30

Tabla 6.5 Origen

TABLA ORIGEN		
Nombre de Campo	Tipo de dato	Tamaño
COD_ORIGEN	Numeric	9
ORIGEN	Varchar	70

Tabla 6.6 Causa

TABLA CAUSA		
Nombre de Campo	Tipo de dato	Tamaño
COD_CAUSA	Numeric	9
CAUSA	Varchar	70

Tabla 6.7

TABLA CAUSA2		
Nombre de Campo	Tipo de dato	Tamaño
COD_CAUSA2	Numeric	9
CAUSA2	Varchar	70

6.3 Manejo de la Base de Datos y Formularios

Para acceder a la base de datos se debe dar doble clic en el icono



con lo cual se despliega la siguiente pantalla

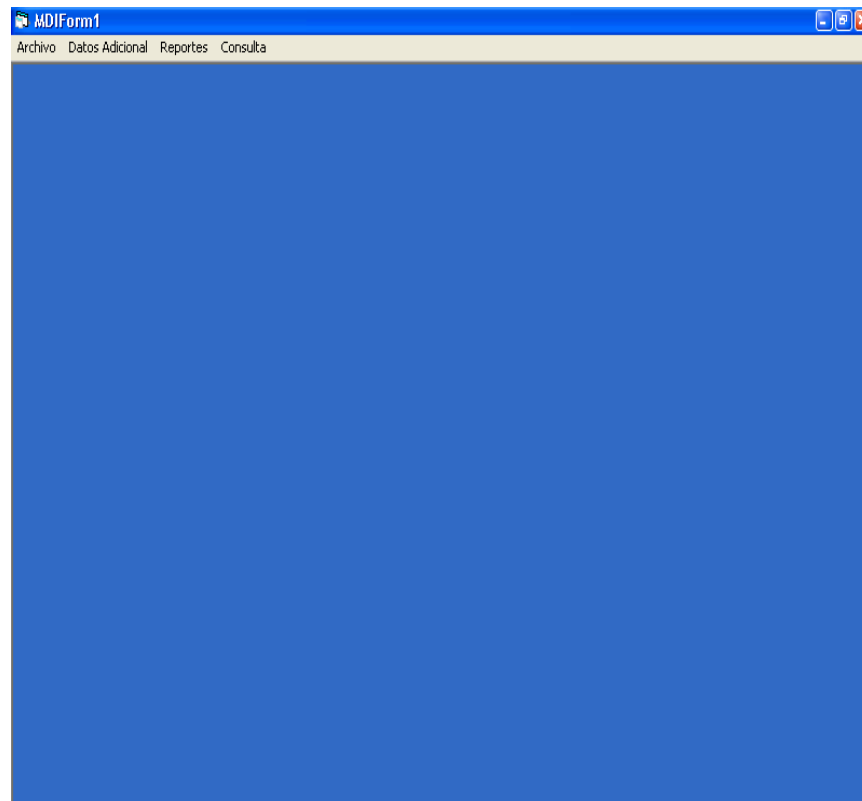


Fig. 6.3 Pantalla de inicio

Para ingresar a cualquiera de los formularios primero se debe establecer la conexión con la Base de datos del servidor SQL-SERVER mediante los siguientes cuadros.

Conexión a la Base de Datos

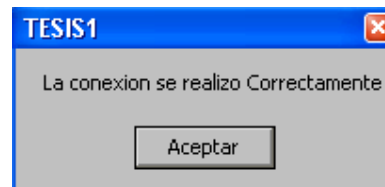
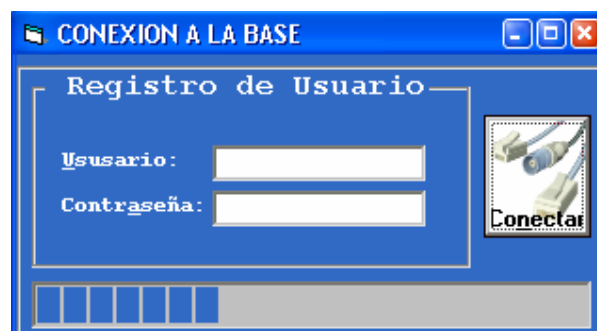
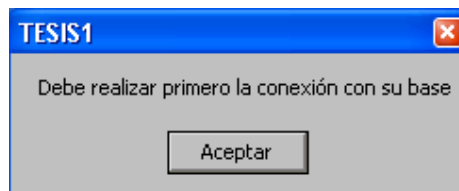
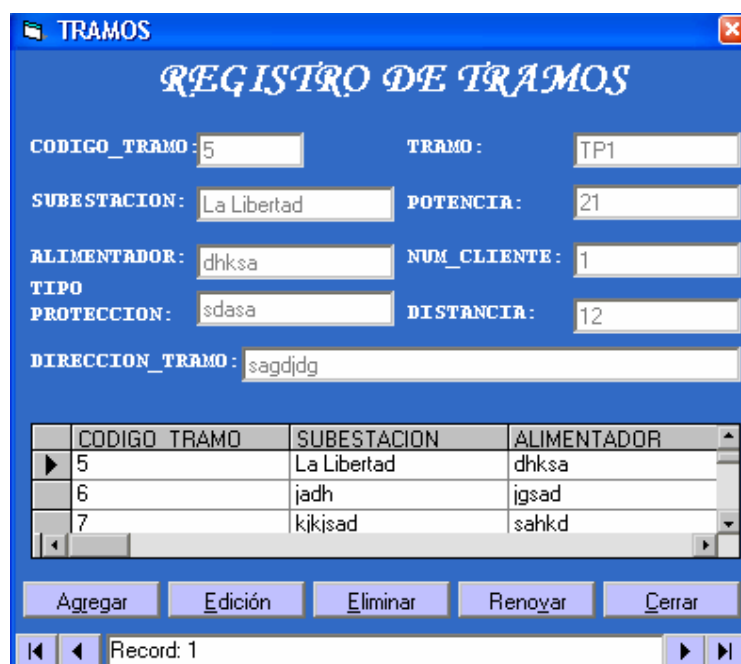


Fig. 6.4 Acceso a la Base de Datos

Al igual que con las tablas, existen dos formularios principales los cuales están accesibles luego de haber realizado la conexión con la base dando clic en el menú Archivo.

El primero es el formulario TRAMOS en el cual se registran los datos del tramo, dando clic en el botón agregar, llenar los campos y luego dar clic en el botón actualizar. Así mismo, el formulario tiene botones para editar y eliminar datos de la base de datos.



The screenshot shows a Windows-style application window titled "TRAMOS" with a blue background. The main heading is "REGISTRO DE TRAMOS". Below the heading are several input fields for data entry:

- CODIGO_TRAMO: 5
- TRAMO: TP1
- SUBESTACION: La Libertad
- POTENCIA: 21
- ALIMENTADOR: dhksa
- NUM_CLIENTE: 1
- TIPO: (empty)
- PROTECCION: sdasa
- DISTANCIA: 12
- DIRECCION_TRAMO: sagdjdg

Below the input fields is a table with three columns: CODIGO TRAMO, SUBESTACION, and ALIMENTADOR. The table contains three rows of data:

CODIGO TRAMO	SUBESTACION	ALIMENTADOR
5	La Libertad	dhksa
6	jadh	jgsad
7	kikisad	sahkd

At the bottom of the window, there are five buttons: "Agregar", "Edición", "Eliminar", "Renovar", and "Cerrar". Below the buttons is a record indicator showing "Record: 1" with navigation arrows.

Fig. 6.5 Formulario Tramos

El segundo es el formulario INTERRUPCIONES en el cual se registran los datos de los reclamos realizado por clientes y los registrados por los equipos de adquisición de datos, con una interfaz grafica similar a los formularios llenados por las cuadrillas, en caso de no establecer comunicación con el centro de control. Para obtener los datos del tramo no es necesario escribirlos nuevamente ya que como están enlazadas lo único que se necesita es digitar el código del tramo en el campo del mismo nombre y luego dar clic en el botón:

DATOS DE TRAMO AFECTADO

Para llenar los datos de Origen, Causa y Causas programadas y no programadas se desplegara una lista de los datos ingresados en los formularios de las tablas secundarias o parametricas.

Al igual que el formulario anterior cuenta con botones para agregar, editar y eliminar datos.

RECLAMOS

DATOS DE INTERRUPCIONES

CODIGO_RECLAMO: FECHA_RECLAMO: / / HORA_RECLAMO: : :

DIRECCION_RECLAMO:

DATOS DE TRAMO AFECTADO

CODIGO TRAMO	DIRECCION TRAMO
5	sagdidg
6	jkhasda
7	lkjdkk
8	sdf
9	SAD
20	SDA
22	SDF

CODIGO TRAMO: TRAMO:
 SUBESTACION: POTENCIA:
 ALIMENTADOR: NUM CLIENTE:
 TIPO PROTECCION: LONGITUD:
 DIRECCION_PROTE:

FECHA REPARACION: / / HORA REPARACION: : : ORIGEN:

DESCRIPCION:
 OBSERVACION:

CAUSA:

CURDRILLA: CAMPO: DURACION:

Fig. 6.6 Formulario Reclamos

El sistema cuenta además de formularios para ingreso de datos, con un formulario para consulta llamado REPORTE el cual consiste en conocer la suma de la duración del tiempo de cada falla de un tramo determinado o de todos los tramos conjuntamente. Esta consulta se puede hacer por día, mes y año, también presenta el número de falla de los tramos. Para obtener los resultados se debe ingresar los datos necesarios según el tipo de consulta que se requiera (por día, mes y año) y luego **TABLA DE INTERRUPCIONES**

Esta tabla esta relacionada con la tabla anterior mediante el campo CODIGO_TRAMO para obtener la información del TRAMO, a la que se le agregan otros campos para almacenar información relacionada con los reclamos de los clientes y las interrupciones registradas por los equipos de adquisición de datos. La descripción de los campos se muestra en la siguiente tabla.

Luego de haber dado clic en el botón dar clic en el botón **GENERAR RESULTADOS** los resultados se visualizaran en los cuadro de textos de # de Fallas y Suma de duración.

The screenshot shows a window titled "REPORTE" with a standard Windows-style title bar. The main content area has a decorative title "REPORTE" in a stylized font. Below this, there are two radio buttons: "POR TRAMO" (selected) and "TODOS". Underneath are three checkboxes: "DÍA", "MES", and "AÑO". The form is organized into two columns. The left column contains: "ESCOGA EL TRAMO:" followed by a dropdown menu; "DIGITE EL DIA:" followed by a text input field; and "# DE FALLAS:" followed by a text input field. The right column contains: "DIGITE EL # DEL MES:" followed by a text input field; "DIGITE EL AÑO:" followed by a text input field; and "SUMA DE DURACION:" followed by a text input field. A blue button with the text "GENERAR RESULTADOS" is positioned centrally between the two columns.

Fig. 6.7 Reporte de Tramo

CAPITULO 7

APLICACIONES: ANALISIS Y RESULTADOS

7.1 INTRODUCCION

Se analizará el sistema de la figura 7.1, con el objeto de ilustrar la metodología de adquisición de datos, necesario para la evaluación de los índices de confiabilidad, así como también la localización optima de los equipos que componen un sistema de distribución basado en la optimización de recursos. Se realizara un análisis estadístico de los datos obtenidos con la finalidad de determinar la distribución de probabilidad que siguen dichos datos.

7.2 EVALUACION DE LOS INDICES DE CONFIABILIDAD

Según el algoritmo planteado el primer paso corresponde a modelar la red indicando solo la interconexión y la identidad de los elementos ver la (Fig. 7.1)

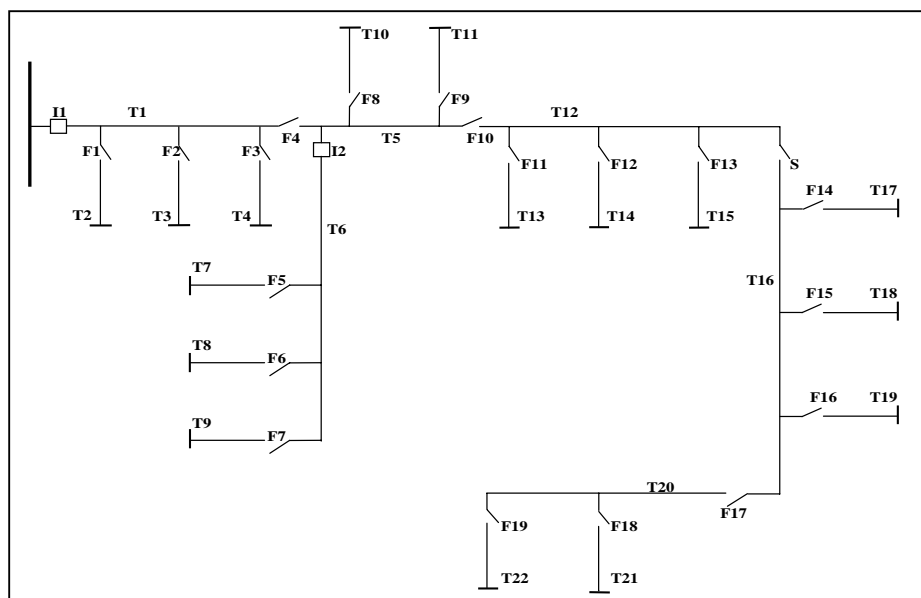


Fig. 7.1 Datos del Alimentador

Los datos de fallas necesarios para la evaluación de los índices de confiabilidad (tasa de falla, tiempo de indisponibilidad) son obtenidos mediante los registros de fallas de la base de datos descrita en el capítulo anterior. Pero en razón de que no se tiene registro alguno, los datos que se utilizarán para esta simulación, se muestran en la tabla 7.1

Como parámetro de confiabilidad se utilizan valores estándar mientras que el número de clientes es estimado, tanto los elementos de protección como de maniobra se consideran plenamente confiables, por lo tanto, se indican solamente los datos referentes a tramo de alimentador.

Tabla 7.1 Parámetros de Confiabilidad

Elemento	Tasa de falla por año	Longitud	Tasa de falla por año	Tiempo Promedio de Reparación	Tasa de Indisponibilidad (Horas)	Número Clientes
Tramo 1	0.05/km	2.00 km	0.10	1.92 horas	0,192	0
Tramo 2	0.08/km	5.00 km	0.40	1.92 horas	0,958	100
Tramo 3	0.08/km	4.00 km	0.32	2.92 horas	1,125	250
Tramo 4	0.02/km	10.00 km	0.20	1.42 horas	0,475	120
Tramo 5	0.02/km	4.00 km	0.08	2.83 horas	0,418	0
Tramo 6	0.02/km	5.00 km	0.10	1.92 horas	0,610	0
Tramo 7	0.10/km	3.00 km	0.30	2.33 horas	1,310	100
Tramo 8	0.04/km	2.00 km	0.08	2.33 horas	0,797	150
Tramo 9	0.05/km	5.00 km	0.25	2.33 horas	1,193	250
Tramo 10	0.05/km	10.00 km	0.50	2.33 horas	1,585	80
Tramo 11	0.05/km	3.00 km	0.15	2.33 horas	0,768	200
Tramo 12	0.05/km	5.00 km	0.25	2.83 horas	1,500	0
Tramo 13	0.04/km	5.00 km	0.20	2.50 horas	2,000	100
Tramo 14	0.04/km	2.00 km	0.08	2.50 horas	1,700	250
Tramo 15	0.05/km	10.00 km	0.50	2.33 horas	2,667	300
Tramo 16	0.04/km	4.00 km	0.16	2.33 horas	1,500	0
Tramo 17	0.05/km	5.00 km	0.25	2.83 horas	2,208	250
Tramo 18	0.04/km	10.00 km	0.40	2.08 horas	2,333	200
Tramo 19	0.05/km	6.00 km	0.30	2.08 horas	2,125	200
Tramo 20	0.05/km	4.00 km	0.20	1.92 horas	1,883	0
Tramo 21	0.05/km	4.00 km	0.20	2.42 horas	2,367	250
Tramo 22	0.10/km	8.00 km	0.80	2.83 horas	4,150	300

El algoritmo computacional desarrollado de acuerdo a lo expuesto en el capítulo 4 entrega la matriz de Estado.

El algoritmo desarrollado permite considerar fallas en los elementos de protección y, aún como en este caso en particular no han sido consideradas numéricamente, es posible apreciar su incidencia en la determinación de los estados de cada uno de los demás elementos presentes en la red.

De acuerdo a los datos indicados anteriormente, y aplicando las ecuaciones (4.4); (4.5); (4.6) y las tablas 4.1 y 4.2 se obtienen las siguientes matrices de estados

Los consumidores individuales, conectados a los distintos tramos de alimentador, experimentaran los mismos índices que estos.

En la tabla 7.5 se entrega el resumen de estos índices. La columna correspondiente a tasa de falla se obtiene de la fila denominada total, en la tabla 7.2; mientras que la columna de tasa de indisponibilidad, es la fila total de la tabla 7.4.

Tabla 7.5 Resumen de Índices de Confiabilidad

TRAMO	TASA DE FALLA (por año)	HORAS DE INDISPONIBILIDAD (por año)	TASA DE INDISPONIBILIDAD (por año)	DISPONIBILIDAD (por año)
1	0,100	1,92	0,192	8.759,81 horas
2	0,500	3,83	0,958	8.759,04 horas
3	0,420	4,83	1,125	8.758,88 horas
4	0,300	3,33	0,475	8.759,53 horas
5	0,180	4,75	0,418	8.759,58 horas
6	0,280	6,67	0,610	8.759,39 horas
7	0,580	9,00	1,310	8.758,69 horas
8	0,360	9,00	0,797	8.759,20 horas
9	0,530	9,00	1,193	8.758,81 horas
10	0,680	7,08	1,585	8.758,42 horas
11	0,330	7,08	0,768	8.759,23 horas
12	0,590	9,92	1,500	8.758,50 horas
13	0,790	12,42	2,000	8.758,00 horas
14	0,670	12,42	1,700	8.758,30 horas
15	1,090	12,25	2,667	8.757,33 horas
16	0,590	9,92	1,500	8.758,50 horas
17	0,840	12,75	2,208	8.757,79 horas
18	0,990	12,00	2,333	8.757,67 horas
19	0,890	12,00	2,125	8.757,88 horas
20	0,790	11,83	1,883	8.758,12 horas
21	0,990	14,25	2,367	8.757,63 horas
22	1,590	14,67	4,150	8.755,85 horas

De acuerdo a la cantidad de consumidores indicados en la Tabla 7.1 se tienen los siguientes índices generales para este sistema.

Duración equivalente por consumidor (DEC) = 1.925 h/año

Frecuencia equivalente por consumidor (FEC) = 0.409 veces/año

7.3 LOCALIZACION OPTIMA DE RECURSOS EN EL ALIMENTADOR

En base a la metodología de optimización descrita en el capítulo V se ha considerado para el ejemplo de aplicación, como inversiones de primera magnitud al rele digital y al reconector y como inversiones de segunda magnitud a los seccionadores e indicadores de falla.

Para las inversiones de primera magnitud se tomo en cuenta el costo y la influencia de los equipos en el sistema de distribución, mientras que para las inversiones de segunda magnitud se realizaron los cálculos correspondientes para determinar su ubicación óptima considerando sus cotos y características de operación, en donde los valores son referenciales.

Datos

Tabla 7.6

Equipo	Costo de Equipo
Seccionadores	\$ 7659
Indicadores	\$ 1000

Carga del alimentador = 5000 Kw

Costo ENS = 0.30 \$ / Kwh.

Si consideramos un periodo de amortización de 15 años los precios anualizados serán:

Seccionadores \$ 510

Indicadores \$ 67

Relé Digital

Debido a su elevado costo y considerando además que el rele multifuncional no solo ejerce influencia en el análisis de falla, sino también como unidad de protección y medición, se lo considera como una inversión de primera magnitud, siendo bastante considerable su costo, su influencia se la plantea a nivel de cada barra de alimentación a la salida del transformador principal de la subestación.

Reconectador

Se considera que instalar reconectador con capacidad de adquisición de datos es global para todo el alimentador, ya que tiene un costo fijo

inicial importante, y uno variable en función de la unidad de adquisición de datos mucho menor, esta también es considerado como una inversión de primera magnitud, y por lo antes expuestos se colocara en la cabecera de cada alimentador.

Seccionadores de Tramo con Capacidad de Comunicación

Estos equipos en función de sus características y en función de mejorar la calidad y optimizar sus costos la localización de los seccionadores de tramos son a nivel de la troncal. En base a la metodología planteada se escoge el o los puntos óptimos para la ubicación de seccionadores en la troncal.

Indicadores de Falla con Capacidad de Comunicación

Debido a las características y de incidir estos equipos solamente en la notificación de la falla la ubicación optima considerando la mejora de calidad y la optimización de sus costos será a nivel de laterales. En base a la metodología planteada se escoge los laterales en los cuales se ubicara los indicadores.

Ubicación Óptima de Seccionadores e Indicadores

Ubicación de Seccionadores

Análisis del troncal

Potencia promedio del Alimentador = 5000 KW

$$C_{\text{sec}} = \left. \frac{\partial I}{\partial x} \right|_{x_{\text{optimo}}} = \$ 510$$

Carga de alimentador = 5000 Kw.

Costo de Kwh. = 0.30 (\$ / Kwh.)

$$K = 5000 \text{ Kw.} * 0.30 \$ / \text{Kwh.} = 1500 \$ / \text{h}$$

$$\left. \frac{\partial(\Delta U)}{\partial x} \right|_{x_{\text{optimo}}} = 510 / 1500 = (0,34 \text{ horas} / x)$$

Según los datos de indisponibilidad de la alimentador se identifica que hay oportunidad de mejorar en el tramo 20 $\Delta U = 0,34$

$$\Delta U = U_1 + U_5 + U_{12} + U_{16} + U_{20}$$

$$\Delta U = \lambda_1 \Delta r_1 + \lambda_5 \Delta r_5 + \lambda_{12} \Delta r_{12} + \lambda_{16} \Delta r_{16} + \lambda_{20} \Delta r_{20}$$

$$0,34 = 0,1\Delta r_1 + 0,08\Delta r_5 + 0,25\Delta r_{12} + 0,16 \Delta r_{16} + 0,20\Delta r_{20}$$

$$0 \leq \Delta r_i \leq r \text{ máx.}$$

$$r_{1\text{max}} = 1,92 \text{ horas}$$

$$\Delta r_1 = 3,4 \text{ horas}$$

$$r_{5\text{max}} = 2,83 \text{ horas}$$

$$\Delta r_5 = 4,25 \text{ horas}$$

$$r_{12\text{max}} = 2,83 \text{ horas}$$

$$\Delta r_{12} = 1,36 \text{ horas}$$

$$\begin{aligned} r_{16\max} &= 2,33 \text{ horas} & \Delta r_{16} &= 2,12 \text{ horas} \\ r_{20 \text{ máx.}} &= 1,92 \text{ horas} & \Delta r_{20} &= 1,70 \text{ horas} \end{aligned}$$

Min ($\Delta r_1 + \Delta r_5 + \Delta r_{12} + \Delta r_{16} + \Delta r_{20}$)

$$\Delta r_{12} = 1,36 \text{ horas}, \quad \Delta r_1 = \Delta r_5 = \Delta r_{16} = \Delta r_{20} = 0$$

Este resultado nos indica que tendremos una reducción en un 34 % de la indisponibilidad en el tramo 20 si se instala un seccionador con capacidad de comunicación en el tramo 12.

Análisis de laterales

Carga de alimentador = 5000 Kw, # de laterales = 16,

Carga promedio de tramo = $5000 / 16 = 312,5 \text{ Kw}$

$$\text{Costo de indicador} = \left. \frac{\partial I}{\partial x} \right|_{x_{\text{optimo}}} = 67 \text{ (\$/x)}$$

$$K = 312,5 \text{ Kw.} \times 0,30 \text{ (\$/Kwh.)} = 93,75 \text{ \$/h}$$

$$\left. \frac{\partial(\Delta TIEPI)}{\partial x} \right|_{x_{\text{optimo}}} = 67 / 93,75 = (0,71 \text{ horas/x})$$

En laterales

Analizando los datos podemos obtener mejoras en T13, T15, T17,

T18, T19, T21, T22

Lateral 13

$$\text{Min } (\Delta r_1 + \Delta r_5 + \Delta r_{12} + \Delta r_{13})$$

Dado que:

$$0,71 = 0,1 \Delta r_1 + 0,08 \Delta r_5 + 0,25 \Delta r_{12} + 0,20 \Delta r_{13}$$

$$0 \leq \Delta r_i \leq r \text{ máx.}$$

$\Delta r_{12} = 0,71 / 0,25 = 2,84$ horas. Esta mejora ya fue alcanzada por la ubicación del selector en el tramo 12

Lateral 15

$$\text{Min } (\Delta r_1 + \Delta r_5 + \Delta r_{12} + \Delta r_{15})$$

Dado que:

$$0,71 = 0,1 \Delta r_1 + 0,08 \Delta r_5 + 0,25 \Delta r_{12} + 0,50 \Delta r_{15}$$

$$0 \leq \Delta r_i \leq r \text{ máx.}$$

$$\Delta r_{15} = 0,71 / 0,5 = 1,42$$

Se debe instalar un indicador en el tramo 15 para disminuir su indisponibilidad en un 71%

Lateral 17

$$\text{Min } (\Delta r_1 + \Delta r_5 + \Delta r_{12} + \Delta r_{16} + \Delta r_{17})$$

$$0,71 = 0,1 \Delta r_1 + 0,08 \Delta r_5 + 0,25 \Delta r_{12} + 0,16 \Delta r_{16} + 0,25 \Delta r_{17}$$

$$0 \leq \Delta r_i \leq r \text{ máx.}$$

$$\Delta r_{12} = 0,71 / 0,25 = 1,69 \text{ horas ya se hizo la mejora en el tramo 12.}$$

Lateral 18

$$\text{Min } (\Delta r_1 + \Delta r_5 + \Delta r_{12} + \Delta r_{16} + \Delta r_{18})$$

$$0,71 = 0,1\Delta r_1 + 0,08\Delta r_5 + 0,25\Delta r_{12} + 0,16\Delta r_{16} + 2,2 \Delta r_{18}$$

$$0 \leq \Delta r_i \leq r \text{ máx.}$$

$$\Delta r_{18} = 0,71 / 2,2 = 0,322 \text{ horas.}$$

Se debe instalar un indicador en el tramo 18 para disminuir su indisponibilidad en un 71%

Lateral 19

$$\text{Min } (\Delta r_1 + \Delta r_5 + \Delta r_{12} + \Delta r_{16} + \Delta r_{19})$$

$$0,71 = 0,1\Delta r + 0,08\Delta r + 0,25\Delta r + 0,16\Delta r + 0,3 \Delta r_{19}$$

$$0 \leq \Delta r_i \leq r \text{ máx.}$$

$$\Delta r_{19} = 0,71 / 0,3 = 2,36 \text{ horas, } r_i = 2,125$$

Como $\Delta r_i > 2,36$; no se debe colocar señalizador

Lateral 21

$$\text{Min } (\Delta r_1 + \Delta r_5 + \Delta r_{12} + \Delta r_{16} + \Delta r_{20} + \Delta r_{21})$$

$$0,71 = 0,1\Delta r + 0,08\Delta r + 0,25\Delta r + 0,16\Delta r + 0,20 \Delta r_{20} + 0,20 \Delta r_{21}$$

$$0 \leq \Delta r_i \leq r \text{ máx.}$$

$$\Delta r_{12} = 0,71 / 0,25 = 2,84 \text{ horas.}$$

Ya se instalo selector en el tramo 12

Lateral 22

$$\text{Min } (\Delta r_1 + \Delta r_5 + \Delta r_{12} + \Delta r_{16} + \Delta r_{20} + \Delta r_{22})$$

$$0,71 = 0,1\Delta r + 0,08\Delta r + 0,25\Delta r + 0,16\Delta r + 0,20 \Delta r_{20} + 5,5 \Delta r_{22}$$

$$0 \leq \Delta r_i \leq r \text{ máx.}$$

$$\Delta r_{22} = 0,71 / 5,5 = 0,129 \text{ horas.}$$

Se debe instalar un indicador en el tramo 19 para disminuir su indisponibilidad en un 71%

En base a los resultados obtenidos se puede determinar que la ubicación óptima de los equipos que corresponden a las inversiones de segunda magnitud es:

Seccionador en el tramo 12.

Indicadores de falla en los laterales 15, 18, 22.

7.4 Resultados del Análisis Estadístico

Se procede a aplicar las ecuaciones planteadas en el capítulo 4.7.4 correspondientes a la Teoría de Distribución de Probabilidad, a los datos del ejemplo planteado al principio de este capítulo, con el fin de determinar el tipo de distribución de probabilidad de dichos datos, obteniéndose los resultados que se muestran en las siguientes tablas y gráficos:

Tabla 7.7 Tabla de Valores de Indisponibilidad y Modelos Estadísticos

			MODELO EXPONENCIAL		MODELO WEIBULL	
Tramo (i)	$F_i=(i-0.3)/(n+0.4)$	Tiempo de Disponibilidad (T) en Horas	X=T	$Y= -\ln(1-F(i))$	X=LN (T)	$Y=\ln (-\ln (1-F(i))$
1	0.0315	8755.85	8757.55	0.032006796	9.077671464	-3.441807020
2	0.0765	8757.61	8757.61	0.079584479	9.077678316	-2.530936188
3	0.1215	8757.67	8757.63	0.129539371	9.077680599	-2.043770418
4	0.1665	8757.71	8757.71	0.182121577	9.077689734	-1.703080811
5	0.2115	8757.79	8757.74	0.237622873	9.07769316	-1.437070431
6	0.2565	8757.88	8757.88	0.296386513	9.077709146	-1.216090889
7	0.3015	8758.12	8758.12	0.3588201	9.077736549	-1.024934130
8	0.3465	8758.37	8758.37	0.425412746	9.077765094	-0.854695414
9	0.3915	8758.42	8758.42	0.496758367	9.077770802	-0.699651555
10	0.4365	8758.50	8758.50	0.573587946	9.077779936	-0.555844005
11	0.4815	8758.67	8758.67	0.656815251	9.077799346	-0.420352500
12	0.5265	8758.81	8758.81	0.747603366	9.07781533	-0.290882701
13	0.5715	8758.87	8758.87	0.847464541	9.07782218	-0.165506280
14	0.6165	8758.88	8758.88	0.958415658	9.077823322	-0.042473714
15	0.6615	8759.04	8759.04	1.083231187	9.077841589	0.079948414
16	0.7065	8759.21	8759.21	1.22587764	9.077860997	0.203657028
17	0.7515	8759.23	8759.23	1.392312433	9.077863281	0.330965986
18	0.7965	8759.39	8759.39	1.592089274	9.077881547	0.465047163
19	0.8415	8759.52	8759.52	1.842000686	9.077896388	0.610852310
20	0.8865	8759.58	8759.58	2.175952442	9.077903238	0.777466473
21	0.9315	8759.69	8759.69	2.680921534	9.077915795	0.986160591
22	0.9765	8759.81	8759.81	3.750754858	9.077929494	1.321957115
			MEDIA = 8758.5736		BETA= 13391.63584 ALPHA= 8758.9931	

Fig. 7.2 Modelo Exponencial

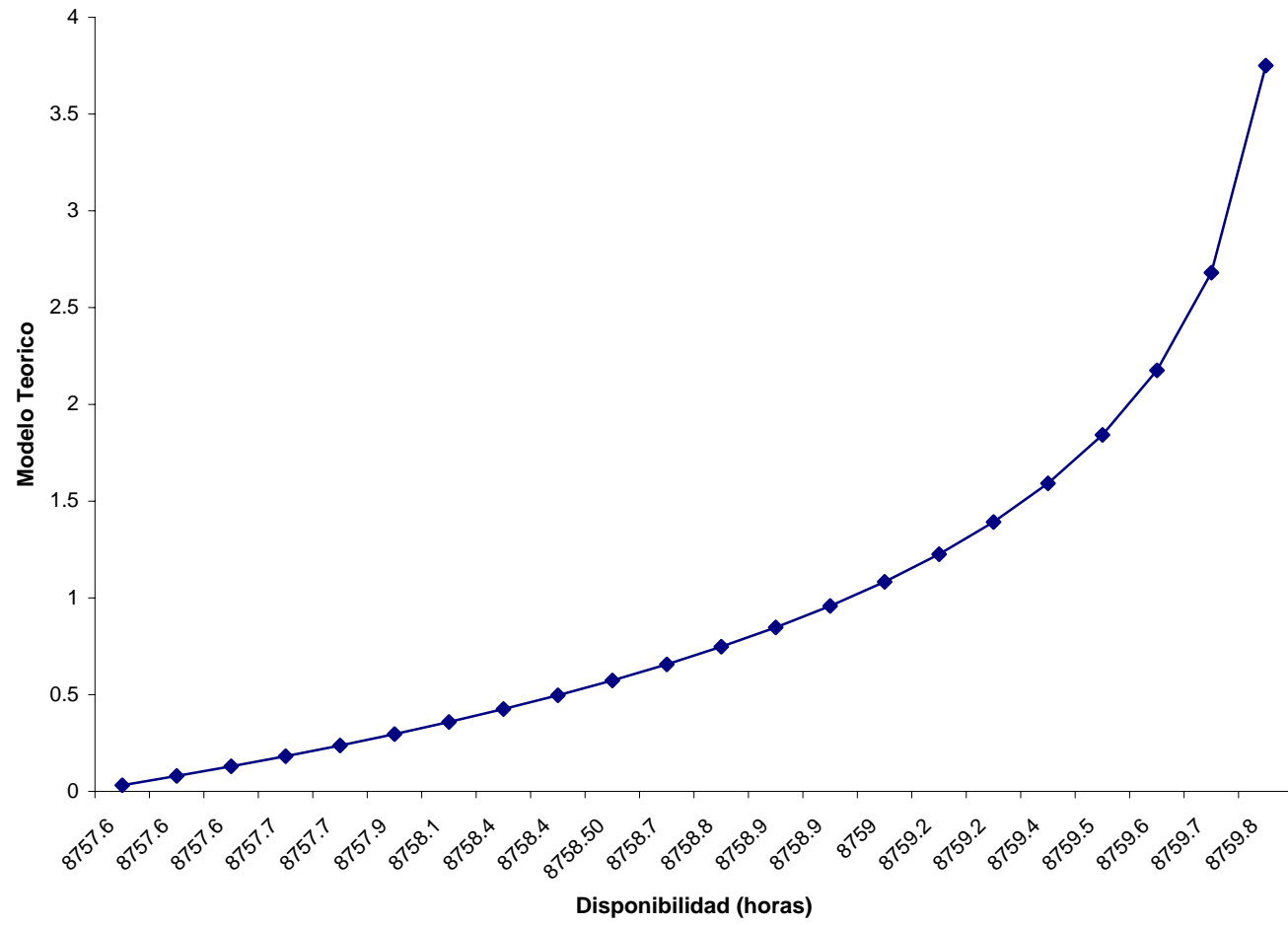


Fig. 7.3 Modelo Weibull

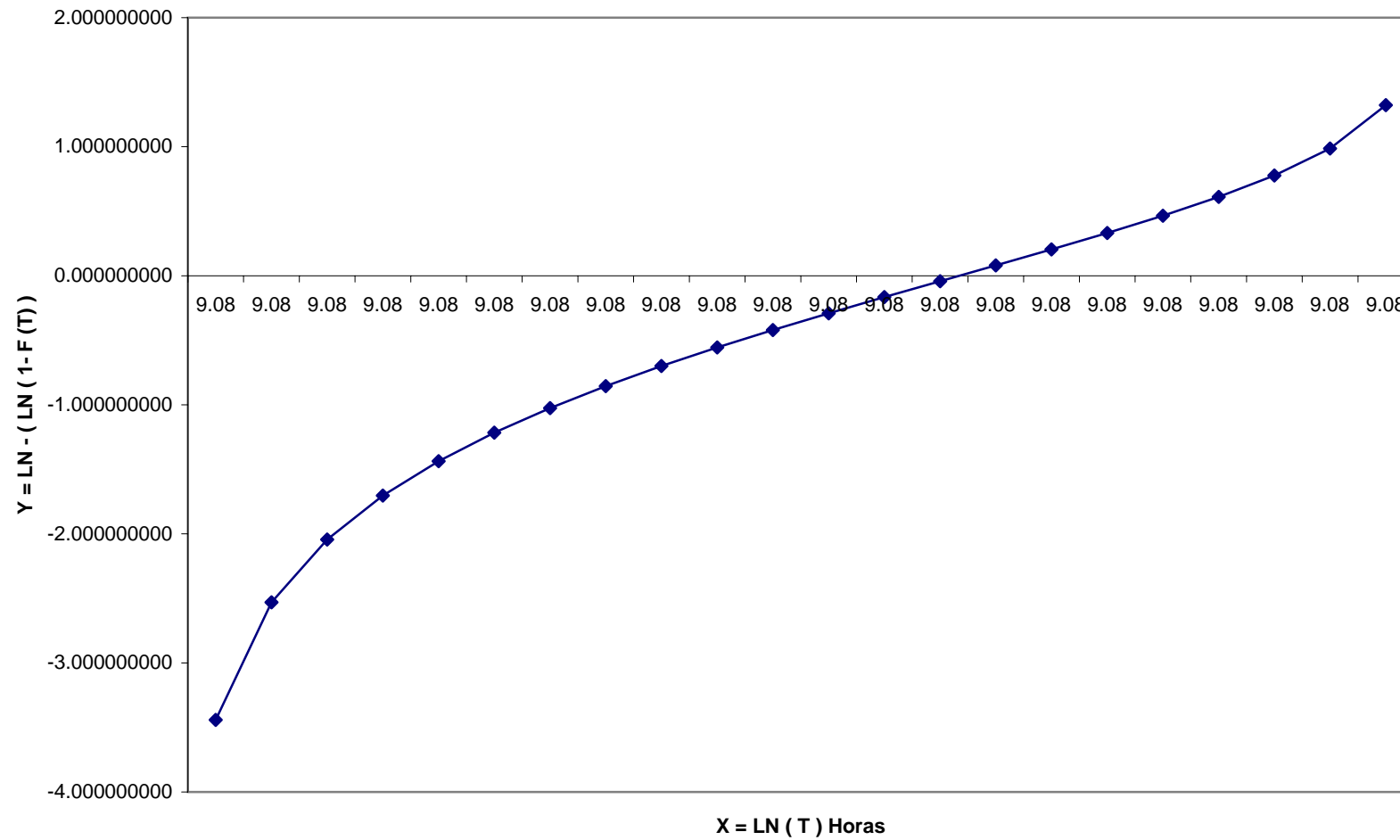


Tabla 7.8 Resumen de Estadística de Regresión Modelo Weibull

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coefficiente de correlación múltiple	0.956310537
Coefficiente de determinación R ²	0.914529844
R ² ajustado	0.910256336
Error típico	0.355928117
Observaciones	22

Tabla 7.9 Analisis de Varianza

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	27.11052788	27.11052788	213.9998058	3.81696E-12
Residuos	20	2.533696493	0.126684825		
Total	21	29.64422437			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	-121567.2264	8310.096	-14.62885945	3.81635E-12	-138901.7748	-104232.6779	-138901.7748	-104232.6779
X=LN (T)	13391.65228	915.4309442	14.62879572	3.81665E-12	11482.09767	15301.20688	11482.09767	15301.20688

Tabla 7.10 Análisis de los residuales

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico $Y = \ln(-\ln(1-F(i)))$</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
1	-2.206646861	-1.235160158	-3.555949844
2	-2.114897869	-0.416038319	-1.197748636
3	-2.084315012	0.040544594	0.116725382
4	-1.96198428	0.258903469	0.745367104
5	-1.916110543	0.479040112	1.37912691
6	-1.702035184	0.485944295	1.399003627
7	-1.335056817	0.310122687	0.892824071
8	-0.952798377	0.098102962	0.282432372
9	-0.876347998	0.176696443	0.508698151
10	-0.7540283	0.198184295	0.57056035
11	-0.494102652	0.073750151	0.212322132
12	-0.280050023	-0.010832677	-0.031186609

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico $Y = \ln(-\ln(1-F(i)))$</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
14	-0.173024992	0.130551278	0.37584907
15	0.071600439	0.008347975	0.024033305
16	0.331510063	-0.127853035	-0.368080995
17	0.362087334	-0.031121348	-0.08959644
18	0.606702991	-0.141655828	-0.407818384
19	0.805449921	-0.194597611	-0.560234509
20	0.897178279	-0.119711806	-0.344642899
21	1.065345303	-0.079184712	-0.227967897
22	1.24879783	0.073159285	0.210621065

Fig. 7.4 Curva de Regresión Modelo Weibull

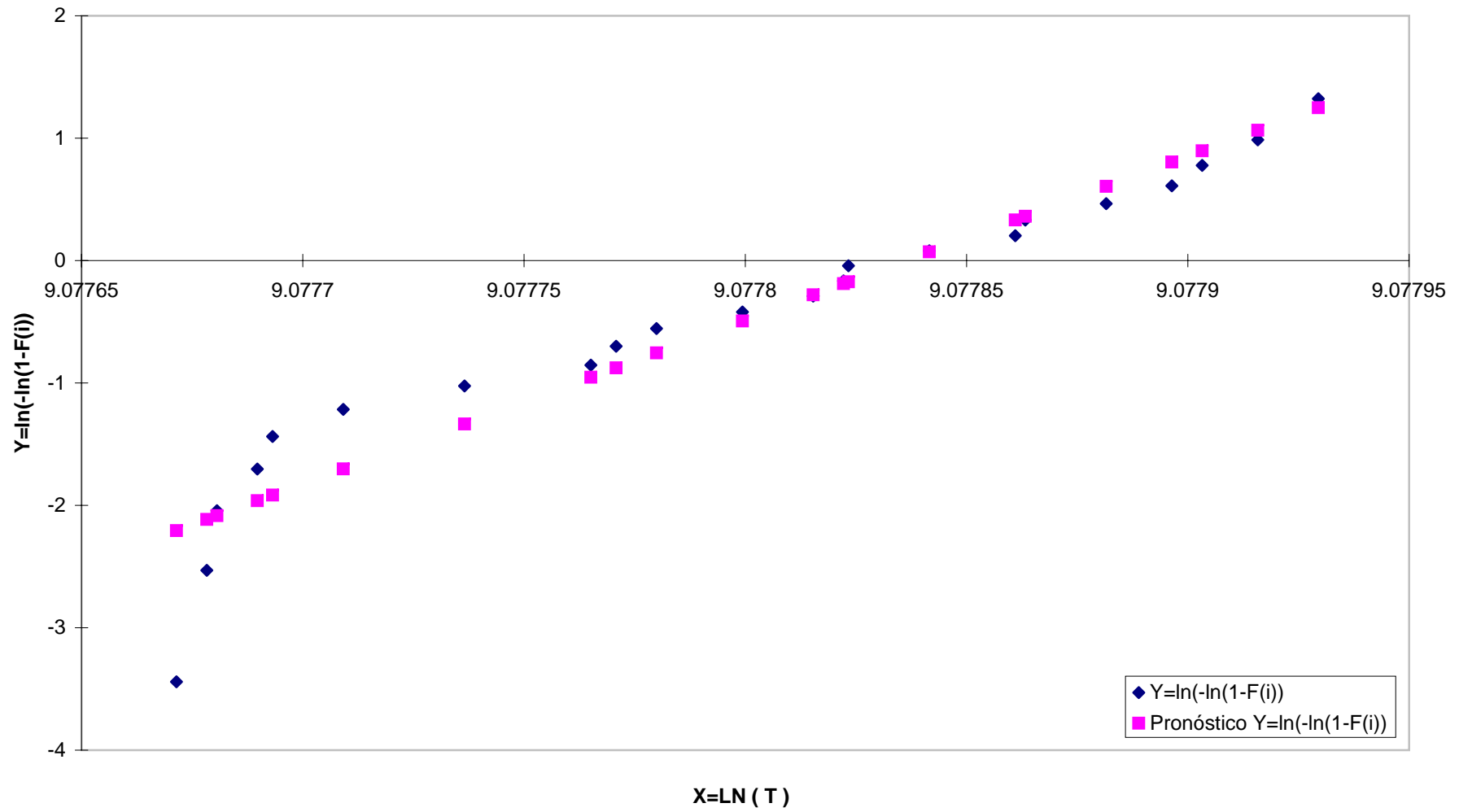


Tabla 7.11 Resumen de Estadística de Regresión Modelo Exponencial

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Coeficiente de correlación múltiple	0.888785365
Coeficiente de determinación R ²	0.789939425
R ² ajustado	0.779436396
Error típico	0.443341526
Observaciones	22

Tabla 7.12 Análisis de Varianza

	<i>Grados de libertad</i>	<i>Suma de cuadrados</i>	<i>Promedio de los cuadrados</i>	<i>F</i>	<i>Valor crítico de F</i>
Regresión	1	14.78277818	14.78277818	75.21063158	3.27743E-08
Residuos	20	3.931034182	0.196551709		
Total	21	18.71381236			

	<i>Coeficientes</i>	<i>Error típico</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Probabilidad</i>	<i>Inferior 95%</i>	<i>Superior 95%</i>	<i>Inferior 95.0%</i>	<i>Superior 95.0%</i>
Intercepción	-9887.745853	1140.252785	-8.671538439	3.28268E-08	-12266.27038	-7509.221328	-12266.27038	-7509.221328
X=T	1.129025452	0.130185953	8.672406111	3.27744E-08	0.857462439	1.400588465	0.857462439	1.400588465

Tabla 7.13 Análisis de los residuales

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico Y= -ln(1-F(i))</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
1	-0.249004751	0.281011547	0.649501866
2	-0.181263224	0.260847703	0.602897183
3	-0.158682715	0.288222086	0.666167582
4	-0.068360679	0.250482255	0.578939528
5	-0.034489915	0.272112788	0.628934167
6	0.123573648	0.172812865	0.399422299
7	0.394539757	-0.035719656	-0.082558826
8	0.67679612	-0.251383374	-0.581022282
9	0.733247392	-0.236489026	-0.546596982
10	0.823569429	-0.249981483	-0.577782093
11	1.015503755	-0.358688504	-0.829036583
12	1.173567319	-0.425963952	-0.984530297

<i>Observación</i>	<i>Pronóstico Y= -ln(1-F(i))</i>	<i>Residuos</i>	<i>Residuos estándares</i>
13	1.241308846	-0.393844305	-0.91029217
14	1.2525991	-0.294183442	-0.679946061
15	1.433243173	-0.350011986	-0.808982551
16	1.6251775	-0.39929986	-0.922901592
17	1.647758009	-0.255445575	-0.590411246
18	1.828402081	-0.236312807	-0.546189687
19	1.97517539	-0.133174704	-0.307806635
20	2.042916917	0.133035525	0.307484951
21	2.167109717	0.513811817	1.187573029
22	2.302592771	1.448162087	3.3471364

Fig. 7.5 Curva de Regresión Modelo Exponencial

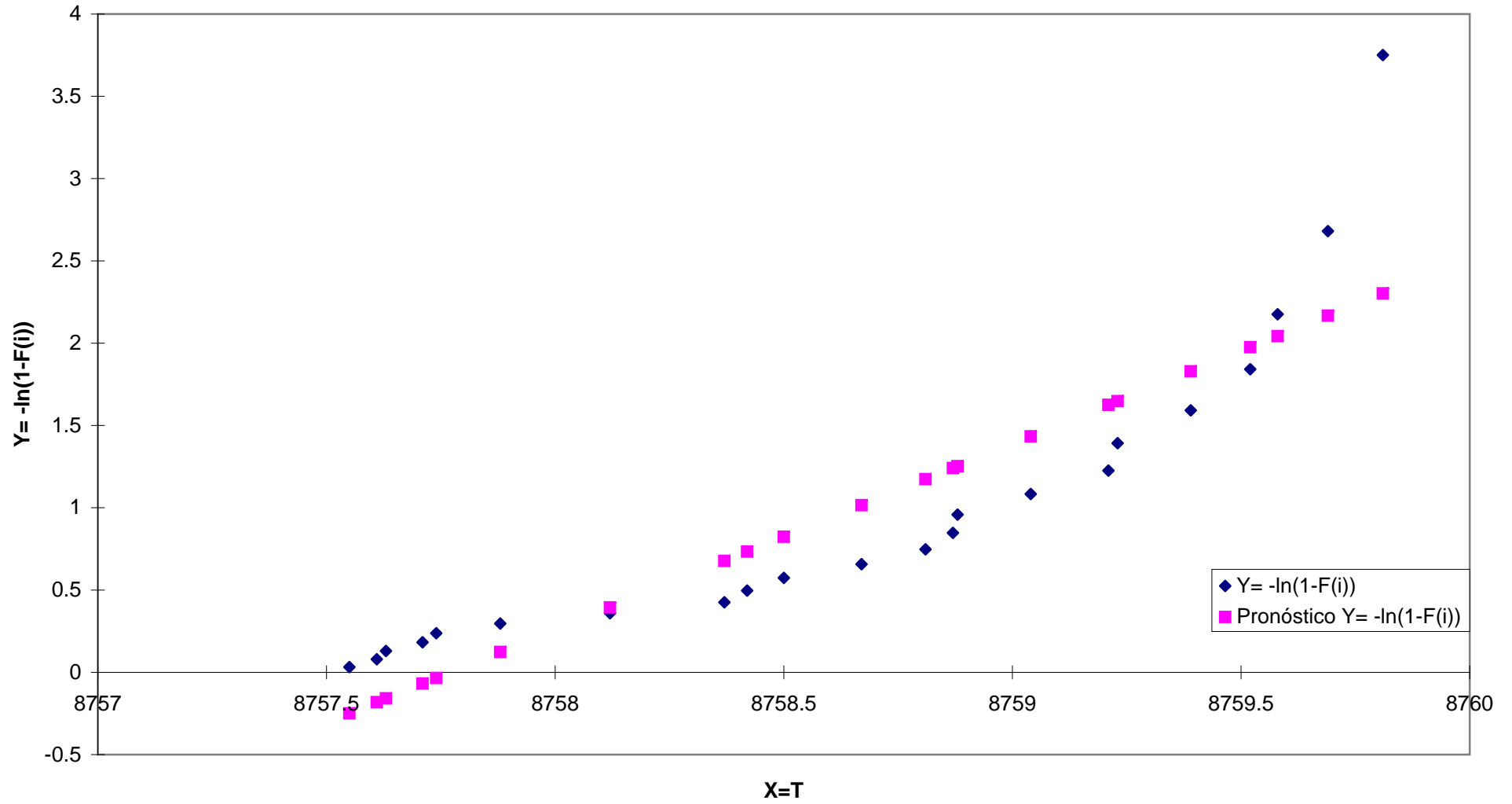


Tabla 7.14 Prueba Estadística de kolgomorov –Smirnov

Clase	Frec	Frecuencia Acumulada	Frecuencia Relativa $F_o(X_i)$	Frec. Acom Weibull $S_n(X_i)$	Diferencia $ F_o(X_i)-S_n(X_i) $	Frec. Acom Exponencial $S_n(X_i)$	Diferencia $ F_o(X_i)-S_n(X_i) $
8758.00	6	6	0.27273	0.19672	0.07601	0.63210	0.35937
8758.20	1	7	0.31818	0.25726	0.06092	0.63211	0.31392
8758.40	1	8	0.36364	0.33223	0.03141	0.63211	0.26848
8758.60	2	10	0.45455	0.42204	0.03251	0.63212	0.17758
8758.80	1	11	0.50000	0.52496	0.02496	0.63213	0.13213
8759.00	3	14	0.63636	0.63600	0.00036	0.63214	0.00423
8759.20	1	15	0.68182	0.74642	0.06460	0.63215	0.04967
8759.40	3	18	0.81818	0.84477	0.02659	0.63216	0.18603
8759.60	2	20	0.90909	0.92027	0.01118	0.63216	0.27693
8759.80	1	21	0.95455	0.96773	0.01318	0.63217	0.32237
8760.00	1	22	1.00000	0.99055	0.00945	0.63218	0.36782

CASO DISTRIBUCION WEIBULL

Ho: Los tiempos de disponibilidad provienen de una Distribución Weibull con $\beta=13391.635$ y $\alpha=8758.9931$

H1: los tiempos de indisponibilidad no provienen de la Distribución Weibull

Zona de Rechazo: Se rechaza la hipótesis si $\text{Max } |F(x_i)-S_n(x_i)| > D\alpha$ Si tomamos un $\alpha=0.05$ $N=22$ tenemos $D\alpha = 0.294$

Diferencia Máxima $|S_n(X_i)-F(X_i)| = 0.076$

Conclusión: como $D\alpha > 0.076$ La Hipótesis nula no se rechaza es decir podemos afirmar que el tiempo de disponibilidad provienen de una Distribución Weibull, con $\beta=13391.635$ y $\alpha=8758.9931$

CASO DISTRIBUCION EXPONENCIAL

Ho: Los tiempos de disponibilidad provienen de una distribución Exponencial

H1: los tiempos de indisponibilidad no provienen de la distribución Exponencial

Zona de Rechazo: Se rechaza la hipótesis si $\text{Max } |F(x_i) - S_n(x_i)| > D\alpha$ Si tomamos un

$\alpha=0.05$ $N=22$ tenemos $D\alpha = 0.294$

Diferencia Máxima $|S_n(X_i) - F(X_i)| = 0,3678$.

Conclusión: como $D\alpha < 0.3678$ La Hipótesis nula se rechaza es decir podemos afirmar que el tiempo de disponibilidad no provienen de una distribución exponencial.

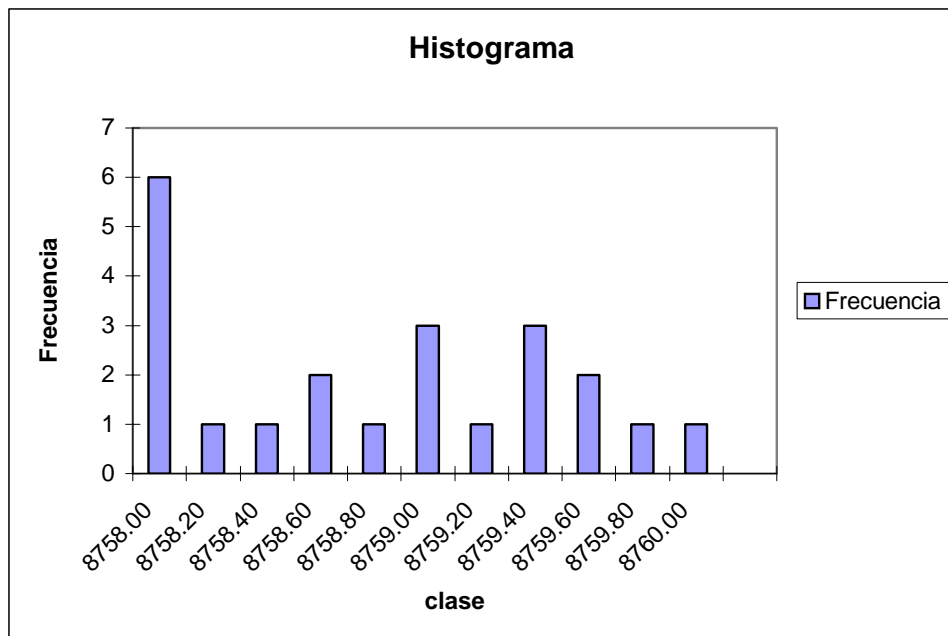


Figura 7.6 Histograma

Conclusiones

Basados en la teoría investigada referente a la calidad de servicio eléctrico podemos concluir que esta no depende de un sólo agente del sistema, sino de todos los involucrados en él, incluso en muchas ocasiones agentes externos pueden intervenir en la consecución de un determinado nivel de calidad. Además ese nivel de calidad nunca será perfecto, puesto que las causas que provocan un decremento en la calidad del servicio eléctrico son en gran medida aleatorias.

De la revisión internacional de las regulaciones de calidad se puede concluir que la tendencia general de las nuevas regulaciones de calidad de servicio eléctrico es llegar a controlar la calidad individual ofrecida a cada cliente. Se puede decir que en los países más desarrollados la calidad del servicio está inclinada mayormente a la atención comercial, puesto que la calidad técnica de servicio es en general suficientemente buena, no así en los países con menor desarrollo tecnológico, donde los niveles de calidad técnica no suelen ser buenos, es por eso que las nuevas regulaciones intentan hacer más hincapié en el control de los aspectos técnicos.

La automatización de la red ejerce mayor influencia en la mejora de los índices de duración que en los de frecuencia, es decir logra una mayor reducción de los tiempos asociados a las interrupciones, tales como tiempo

de aviso, tiempo de localización de la falla, tiempo de aislamiento, etc., comparados con la reducción de las tasas de fallas de los elementos de la red.

Para la obtención de una calidad de servicio eléctrico perfecta, las inversiones necesarias tienden a infinito. Se ha desarrollado entonces la teoría asociada al nivel óptimo de calidad (NOC) de un sistema de distribución de energía eléctrica de forma que se minimice el costo total de la falta de calidad. Basado en esta teoría podemos concluir que se debe invertir hasta llegar al nivel óptimo de calidad, puesto que un nivel de calidad mayor al NOC requiere de una mayor inversión, sin afectar mayormente la calidad del servicio entregado al cliente, mientras que en un nivel de calidad menor al NOC, las inversiones no son suficientes para la calidad de servicio eléctrico requerido por los clientes.

Es importante la codificación del sistema de distribución a fin de disponer de información específica para los tramos de las alimentadoras, lo que permitirá obtener en cualquier momento parámetros de confiabilidad específicos y globales, tales como las tasas de fallas y los tiempos de indisponibilidad.

Mediante el análisis estadístico utilizando los métodos gráfico y de Kolgomorov Smirnov, se pudo comprobar que la distribución probabilística de

la disponibilidad del ejemplo de aplicación se asemeja mayormente a una distribución Weibull.

Recomendaciones

De las conclusiones a las que se llegó en este estudio, vemos la gran importancia que tiene la automatización de los sistemas eléctricos. Por lo tanto recomendamos que las empresas de distribución empiecen a implementar la automatización de su sistema de distribución, pero esta automatización debe ir acompañada con un estudio técnico económico, donde los equipos que están dentro de las inversiones de primera magnitud deben ser los primeros a considerarse, teniendo en cuenta el elevado costo que implica automatizar toda la red de distribución.

Se recomienda que las empresas eléctricas de distribución optimicen sus recursos, mediante la aplicación del modelo matemático planteado en este trabajo, pero considerando que todas las empresas no tienen las mismas condiciones, es necesario que cada una de ellas investigue sobre otros modelos matemáticos referentes a la localización óptima de recursos, que se amolden mejor a la situación actual de cada una de ellas.

ANEXO 1

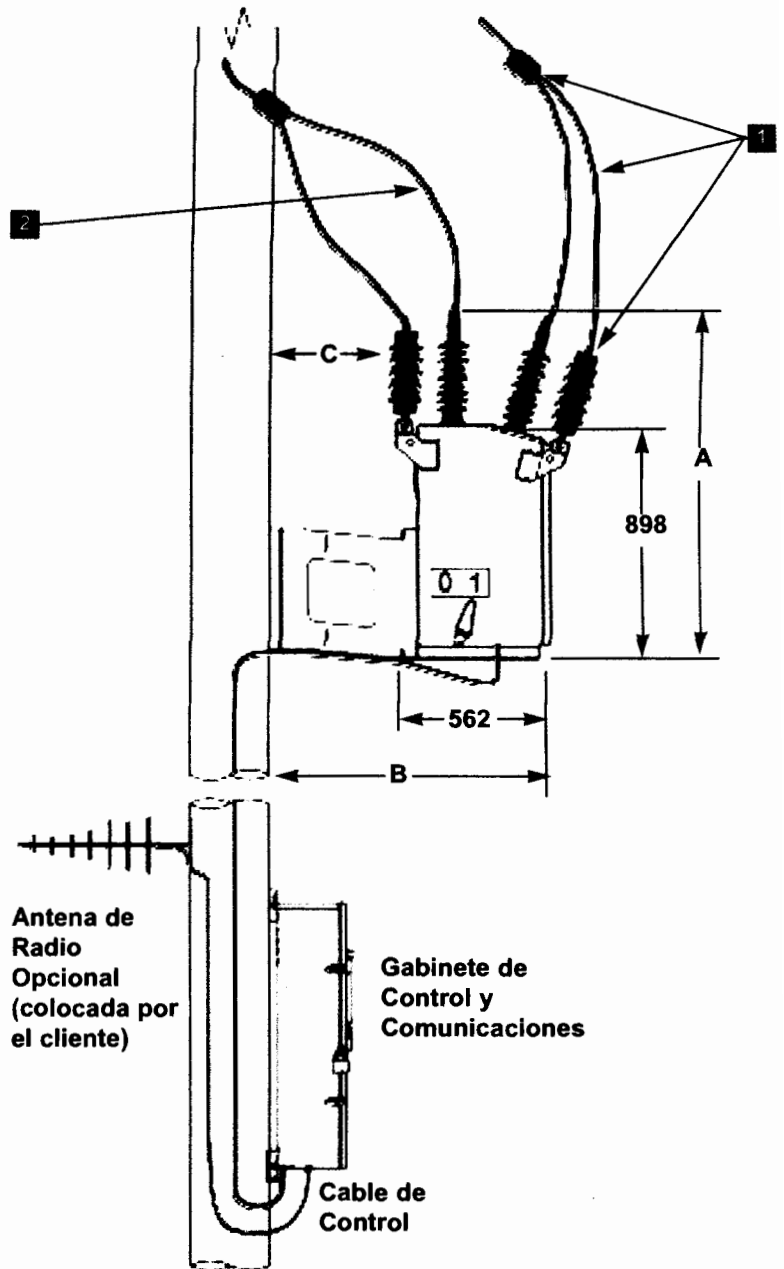
Detalles del Montaje en Poste

- 1** Provisto por el cliente
- Conectores aislados
 - Cables de conexión
 - Descargadores de sobretensiones (Pararrayos)

- 2** El modelo de 15kV con Terminales Desnudos es provisto sin tramos de cable. Con los otros modelos se proveen tramos de cable de 3 metros y de 400A. (bajo pedido se proveen tramos de cable de 250, 630 u 800A)

Nota:

1. Los detalles provistos en éste gráfico están sujetos a cambios sin previo aviso. Para mayores detalles ver el Manual Técnico por separado.
2. Las conexiones de puesta a tierra no son mostradas y deben estar de acuerdo con el Manual Técnico.
3. El reconectador puede ser montado más cerca al poste si los descargadores de sobretensiones (pararrayos) están montados en el poste.
4. Bajo pedido se provee una estructura de montaje para subestaciones.



Modelo	Tensión Nominal	A[mm]	B[mm]	C[mm]
N-Series ACR N12	12/15,5kV	1.370	880	315
N-Series ACR N24	24kV	1.370	880	315
N-Series ACR N36	27/38kV	1.410	955	480

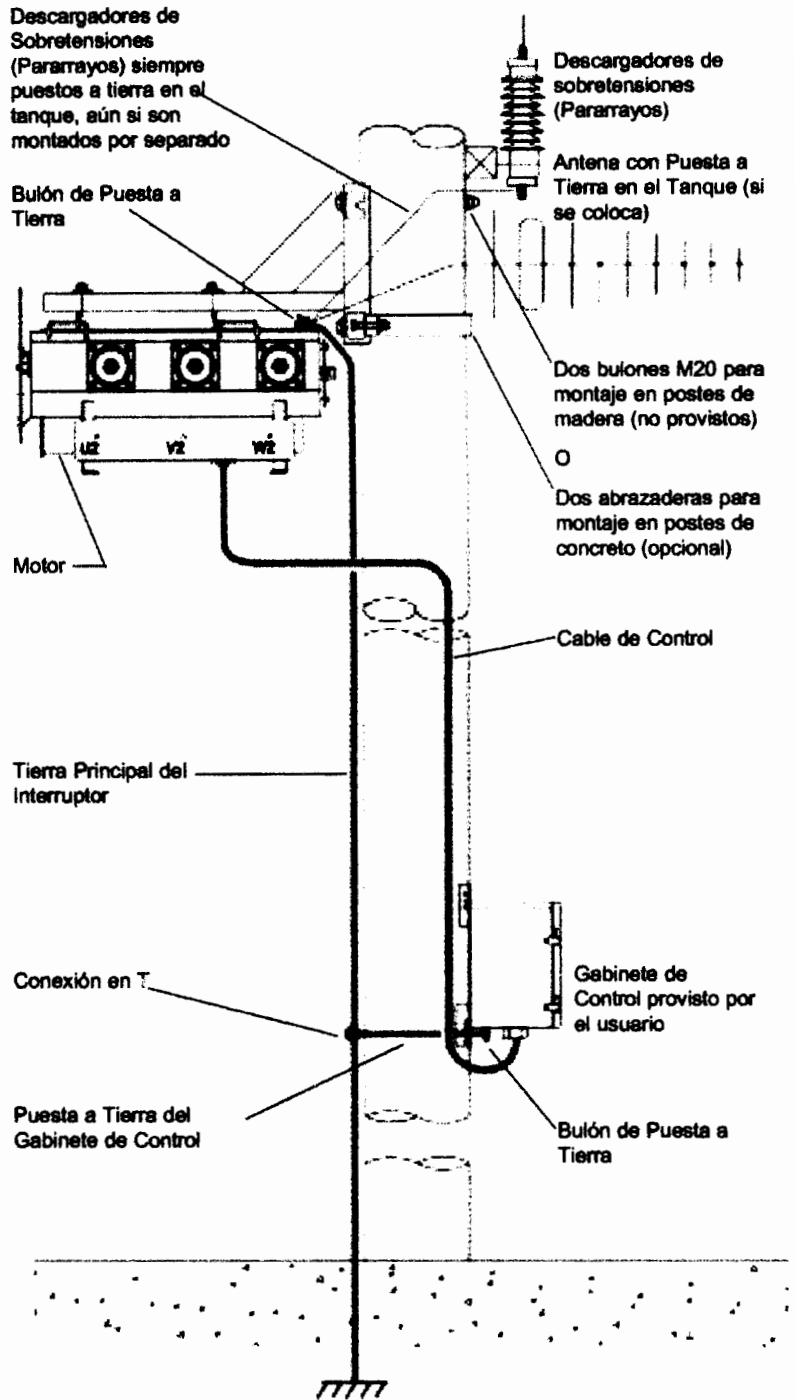
Especificaciones del reconectador Serie-N

Especificaciones	12/15kV 12,5kA	24kV 12,5kA	27kV 12,5kA	38kV 12,5kA	38kV 16kA
Tensión Máxima del Sistema.....	12/15,5kV	24kV	27kV	38kV	38kV
Corriente Nominal.....	630A	630A	630A	630A	800A
Poder de Cierre sobre Falla (Vef)	12,5kA	12,5kA	12,5kA	12,5kA	16kA
Poder de Cierre sobre Falla (Pico)	31,5kA	31,5kA	31,5kA	31,5kA	40kA
Tiempo de Operación	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s	0,1 / 0,05s
(Cierre/Apertura)					
Operaciones Mecánicas.....	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Operaciones a Plena Carga	10.000	10.000	10.000	10.000	10.000
Corriente de Corta Duración	12,5kA	12,5kA	12,5kA	12,5kA	16kA
(1 y 3 seg. Vef)					
Capacidad de Interrupción					
Principalmente Activa.....	630A	630A	630A	630A	800A
(factor de potencia 0,7)					
Interrupción de Falla	12,5kA	12,5kA	12,5kA	12,5kA	16kA
Carga en la Línea	25A	25A	40A	40A	40A
Magnetización del Transformador	22A	22A	22A	22A	22A
Corriente Capacitiva.....	250A	250A			
Nivel de Aislación al Impulso					
Fase a Tierra.....	110kV	150kV	150kV	170kV	170kV
A Través del Interruptor	110kV	150kV	150kV	170kV	170kV
En Pérdida de Gas SF6	60kV	70kV	70kV	70kV	70kV
Nivel de Aislación a Frecuencia Industrial					
Fase a Tierra.....	50kV	60kV	70kV	70kV	70kV
A Través del Interruptor	50kV	60kV	70kV	70kV	70kV
Ambiental					
Temperatura Ambiente ⁽¹⁾	-30 a 50°C	-30 a 50°C	-30 a 50°C	-30 a 50°C	-30 a 50°C
Radiación (Max)	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²
Humedad.....	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%
Altitud (Max) ⁽²⁾	3.000m	3.000m	3.000m	3.000m	3.000m
Pesos Netos ⁽³⁾					
Modelo Estándar.....	327kg	327kg	327kg	327kg	327kg
con Transformador.....	380kg	380kg	387kg	387kg	387kg
de Tensión Externo					
Dimensiones del Cajón					
Estándar	Ancho=1.160mm		Prof=730mm		Alto=1.640mm
con Transformador de.....	Ancho=1.160mm		Prof=730mm		Alto=1.960mm
Tensión Externo					

- 1 -30 a +50°C disponible en forma opcional con un calefactor colocado
- 2 Para alturas mayores disminuir los valores especificados según ANSI C37.60
- 3 Para obtener los Pesos Brutos sumar 75kg.

ANEXO 2

Detalles del Montaje en Poste



Instalación de montaje en poste mostrando al seccionador bajo carga con control remoto motorizado

Nota:

1. Los detalles provistos en éste gráfico están sujetos a cambios sin previo aviso. Para mayores detalles ver el Manual Técnico por separado.

Especificaciones del Serie-RL

Especificaciones	15kV 12,5kA	15kV 16kA	27kV 12,5kA	27kV 16kA
Tensión Máxima del Sistema	15kV	15kV	27kV	27kV
Corriente Nominal	630A	630A	630A	630A
Capacidad de Cierre sobre Falla (Vef)	12,5kA	16kA	12,5kA	16kA
Capacidad de Cierre sobre Falla (Pico)	31,5kA	40kA	31,5kA	40kA
Operaciones Mecánicas	3000	3000	3000	3000
Operaciones a Plena Carga	600	600	600	600
Tiempo de Corta Duración (4s Vef)	12,5kA	16kA	12,5kA	16kA
Capacidad de Interrupción				
Principalmente Activa (0,7pf)	630A	630A	630A	630A
Carga en el Cable	25A	25A	25A	25A
Magnetización del Transformador	22A	22A	22A	22A
Nivel de Aislación al Impulso				
Fase a Fase	125kV	125kV	150kV	150kV
Fase a Tierra	125kV	125kV	150kV	150kV
A Través del Interruptor	145kV	145kV	170kV	170kV
En Pérdida de Gas SF ₆	50kV	50kV	70kV	70kV
Nivel de Aislación a Frecuencia Industrial				
Fase a Tierra	40kV	40kV	60kV	60kV
A Través del Interruptor	50kV	50kV	60kV	60kV
Ambiental				
Temperatura Ambiente	-30 a +50°C	-30 a +50°C	-30 a +50°C	-30 a +50°C
Radiación (Max)	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²	1,1kW/m ²
Humedad	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%	0 a 100%
Altura (Max) ⁽¹⁾	3000m	3000m	3000m	3000m
Pesos Netos				
Seccionador bajo carga ⁽²⁾	95kg	95kg	95kg	95kg
Dimensiones del Cajón				
Estándar	Ancho=1200mm		Prof=1150mm	Alto=755mm

- 1 Para alturas superiores a los 1000m, disminuir los valores especificados según ANSI C37.63
- 2 Para obtener los Pesos Brutos sumar 75kg

ANEXO 3

Tabla A. Valores críticos de D en la prueba de Kolmogorov-Smirnov para una muestra.*

Tamaño de la muestra (N)	Nivel de significación para D = máximo Fo (X) - Sn (X)				
	0.20	0.15	0.10	0.05	0.01
1	0.900	0.925	0.950	0.975	0.995
2	0.684	0.726	0.776	0.842	0.929
3	0.565	0.595	0.642	0.708	0.828
4	0.494	0.525	0.564	0.624	0.733
5	0.446	0.474	0.510	0.565	0.669
6	0.410	0.436	0.470	0.521	0.618
7	0.381	0.405	0.438	0.486	0.577
8	0.358	0.381	0.411	0.457	0.543
9	0.339	0.360	0.388	0.432	0.514
10	0.322	0.342	0.368	0.410	0.490
11	0.307	0.326	0.352	0.391	0.468
12	0.295	0.313	0.338	0.375	0.45
13	0.284	0.302	0.325	0.361	0.433
14	0.274	0.292	0.314	0.349	0.418
15	0.266	0.283	0.304	0.338	0.404
16	0.258	0.274	0.295	0.328	0.392
17	0.25	0.266	0.286	0.318	0.381
18	0.244	0.259	0.278	0.309	0.371
19	0.237	0.252	0.272	0.301	0.363
20	0.231	0.246	0.264	0.294	0.356
25	0.21	0.22	0.24	0.27	0.32
30	0.19	0.2	0.22	0.24	0.29
35	0.18	0.19	0.21	0.23	0.27
Mas de 35	$1.07 / \sqrt{N}$	$1.14 / \sqrt{N}$	$1.22 / \sqrt{N}$	$1.36 / \sqrt{N}$	$1.63 / \sqrt{N}$

* Adaptada de Massey. F.J.Jr. "The Kolmogorov-Smirnov test for goodness of fit", en Journal Of The American Statistical Association. Num 46. 1951, pág. 70

ANEXO 4

Cálculos para la formación de la matriz A

En la formación de la matriz A se debe considerar el análisis matemático expuesto en el capítulo 4. En el caso del ejemplo de aplicación se tiene lo siguiente:

En virtud de que el alimentador que se pone a consideración está compuesto de 22 tramos, la matriz estará formada por 22x22 elementos. Los datos primarios como tasa de falla y tiempos de interrupción de cada elemento de la red se muestran en la tabla 7.1.

Es así que se tiene lo siguiente:

En el momento que ocurre una falla en el tramo 1 opera el elemento primario de protección, que es el Interruptor o Circuit Breaker, produciéndose la interrupción del servicio de todo el alimentador, teniendo por ende todos los tramos la misma tasa de falla y los mismos tiempos de indisponibilidad, del tramo 1 ósea 0.10 la tasa de falla y 1.917 horas el tiempo de indisponibilidad, según la tabla 7.1. La Tasa de indisponibilidad es el resultado de la multiplicación de los elementos A_{ij} de la matriz tasa de falla por el mismo elemento A_{ij} de la matriz de los tiempos de indisponibilidad

Tasa de Falla

$$A_{11} = 0.10 \text{ hasta } A_{122} = 0.10$$

Tiempo de Indisponibilidad

$$A_{11} = 1.917 \text{ hasta } A_{122} = 1.917$$

Tasa de Indisponibilidad

$A_{11(\text{tasa de falla})} 0.10 \times A_{11(\text{tiempo de indisponibilidad})} 1.917 = 0.192$ teniéndose el mismo resultado obviamente hasta el elemento A_{122}

En el caso de una falla en el tramo 2 se tiene que al operar el elemento de protección, en este caso el fusible se produce la salida de este tramo, teniéndose que la tasa de falla de falla y el tiempo de indisponibilidad solo afectan a este tramo, siendo su tasa de falla y tiempo de indisponibilidad lo indicado en la tabla 7.1

Tasa de Falla

$$A_{22} = 0.40$$

Tiempo de Indisponibilidad

$$A_{22} = 1.917$$

Tasa de Indisponibilidad

$$A_{22(\text{tasa de falla})} 0.40 \times A_{22(\text{tiempo de indisponibilidad})} 1.917 = 0.767$$

Cuando ocurre una falla en el tramo 5 opera el elemento primario de protección, que es el fusible produciéndose la interrupción del servicio de todo el resto del alimentador, teniendo por ende todos los tramos siguientes la misma tasa de falla y los mismos tiempos de indisponibilidad, del tramo 5 ósea 0.08 la tasa de falla y 2.833 horas el tiempo de indisponibilidad, según la tabla 7.1

Tasa de Falla

$$A_{55} = 0.08 \text{ hasta } A_{522} = 0.08$$

Tiempo de Indisponibilidad

$$A_{55} = 2.833 \text{ hasta } A_{522} = 2.833$$

Tasa de Indisponibilidad

$A_{55(\text{tasa de falla})} 0.08 \times A_{55(\text{tiempo de indisponibilidad})} 2.833 = 0.227$ siendo el mismo resultado hasta el elemento A_{522}

Si se produce una falla en el tramo 12 opera el elemento primario de protección, que es el fusible produciéndose la interrupción del servicio de todo el resto del alimentador, teniendo por ende todos los tramos siguientes la misma tasa de falla y los mismos tiempos de indisponibilidad, del tramo 12 ósea 0.250 la tasa de falla y 2.833 horas el tiempo de indisponibilidad, según lo indicado en la tabla 7.1

Tasa de Falla

$$A_{1212} = 0.08 \text{ hasta } A_{1222} = 0.08$$

Tiempo de Indisponibilidad

$$A_{1212} = 2.833 \text{ hasta } A_{1222} = 2.833$$

Tasa de Indisponibilidad

$$A_{1212(\text{tasa de falla})} 0.08 \times A_{1212(\text{tiempo de indisponibilidad})} 2.833 = 0.227 \text{ siendo el mismo resultado}$$

hasta el elemento A_{1222}

En el caso de producirse una falla en el tramo 16 opera el elemento primario de protección, que es el fusible que se encuentra situado en el tramo 12, produciéndose la interrupción del servicio de todo el resto del alimentador, teniendo por ende todos los tramos siguientes la misma tasa de falla y los mismos tiempos de indisponibilidad, del tramo 12 siendo para este caso 0.160 la tasa de falla y 2.333 horas el tiempo de indisponibilidad, según lo indicado en la tabla 7.1

Tasa de Falla

$$A_{1212} = 0.160 \text{ hasta } A_{1222} = 0.160$$

Tiempo de Indisponibilidad

$$A_{1212} = 2.333 \text{ hasta } A_{1222} = 2.333$$

Tasa de Indisponibilidad

$A_{1212}(\text{tasa de falla}) 0.160 \times A_{1212}(\text{tiempo de indisponibilidad}) 2.333 = 0.373$ siendo el mismo

resultado hasta el elemento A_{1222}

BIBLIOGRAFIA

1. SIEGEL SYDNEY Y CASTELLAN JOHN, “Estadística No Paramétrica”, Editorial Trillas, México 1995.
2. MILLER R. IRWIN, FREUD JOHN E. Y JOHNSON RICHARD, “Probabilidad y Estadística para Ingenieros”, Editorial McGraw Hill, México, 1992.
3. ARRAIGADA MASS ALDO GARY, “Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución”, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, 1994.
4. RIVIER ABBAD JUAN, “Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones”, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Madrid 1999.
5. ALBORNOZ V. ESTEBAN, PARRA M. FABIAN, ARMIJOS HENRY, “Experiencias en la Determinación de los Indices de Calidad de Servicio Técnico en la EERCS C.A.”, CIER, III Seminario de Distribución y Comercialización, Cuenca, Ecuador, Noviembre 2002.

6. ALBORNOZ V. ESTEBAN, PARRA M. FABIAN, ARMIJOS HENRY,
“Restauración de Alimentadores Primarios considerando la Calidad del Servicio Técnico en la EERCS C.A.”, CIER, III Seminario de Distribución y Comercialización, Cuenca, Ecuador, Noviembre 2002.
7. CARRILLO ROBERTO, “Centros de Control y su Apoyo a la Gestión Integral de la Empresa”, TRANSELECTRIC, CIER, III Seminario de Distribución y Comercialización, Cuenca, Ecuador, Noviembre 2002.
8. CONELEC, Consejo Nacional de Electrificación, “Regulación 004 Calidad del Servicio de Distribución”, Ecuador, 2001.
9. www.nulec.com