



**UNIVERSIDAD ANDINA SIMÓN BOLÍVAR**

**SEDE CENTRAL**

**Sucre-Bolivia**

**CURSO DE MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS VERSION XII**

**OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES PARA MEJORA  
DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO DE LA  
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SUCRE S.A.**

**Tesis presentada para obtener el Grado Académico  
de Magíster en Administración de Empresas**

**ALUMNO: ING. JUAN ALEX AREQUIPA CHECA**

**SUCRE**

**2015**



**UNIVERSIDAD ANDINA SIMÓN BOLÍVAR**

**SEDE CENTRAL**

**Sucre-Bolivia**

**CURSO DE MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS VERSION XII**

**OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES PARA MEJORA  
DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO DE LA  
COMPAÑÍA ELÉCTRICA SUCRE S.A.**

**Tesis presentada para obtener el Grado Académico  
de Magíster en Administración de Empresas**

**ALUMNO: ING. JUAN ALEX AREQUIPA CHECA**

**TUTOR: MBA. FERNANDO MOSCOSO**

**SUCRE - BOLIVIA**

**2015**

## **DEDICATORIA**

A mis padres Jorge y Leonor, que supieron inculcarme el amor por los estudios, el cual me ha ayudado a trazar un camino de “corazón”, gracias a Ustedes me encuentro hoy donde estoy.

A mis hermanas, Maria, Ximena y Gloria por su apoyo, cariño, dedicación y comprensión que me han ayudado a conseguir tan anheladas meta.

## **AGRADECIMIENTO**

Mi eterno agradecimiento:

A Dios, por ser la luz que me ha guiado durante toda mi existencia.

A mis padres y hermanas que siempre estuvieron con migo en las buenas y en las malas.

A todos los Profesores del programa de Maestría en Administración de Empresas (MBA) versión XII por los conocimientos y experiencias compartidas.

A todas las personas que de alguna u otra forma han colaborado con sus ideas, sabios consejos o simplemente brindándome su apoyo durante todo el transcurso de mi carrera y especialmente en la elaboración del presente trabajo.

Mil Gracias.....

# **OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES PARA MEJORA DE LA CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO DE LA COMPAÑÍA ELÉCTRICA SUCRE S.A.**

**Juan Alex Arequipa Checa**

## **PALABRAS CLAVE**

Distribución eléctrica – Regulación – Mercados eléctricos – Calidad del servicio  
Continuidad del suministro – óptima ubicación de recursos

## **RESUMEN**

La continuidad del suministro es uno de los aspectos básicos de la calidad del servicio, el cual viene siendo un tema de interés debido a las necesidades de los consumidores y a las transformaciones en la estructura del sector eléctrico. La naturaleza del mercado eléctrico, en particular su carácter de monopolio en la distribución, hace necesaria una regulación adecuada de la calidad, pero las regulaciones incitativas, orientadas a la eficiencia, pueden conducir a un deterioro de la calidad suministrada a los consumidores.

En este trabajo se define un marco conceptual de los principales conceptos relacionados con la calidad de servicio eléctrico aplicado a los sistemas de Distribución, integrándose teorías económicas y de fiabilidad. También se estudian los diferentes indicadores de calidad de suministro, utilizados por diferentes países, así como también los utilizados en la normativa nacional.

Se presenta un método para establecer un nivel óptimo de calidad, desde un punto de vista socioeconómico, cuyos beneficios son reflejados para el consumidor y la empresa Distribuidora.

El método fue aplicado a sistemas de distribución de la Compañía Eléctrica Sucre S.A., donde los indicadores de calidad iniciales, se encuentran en valores que no pueden ser considerados de alta fiabilidad, pero no significando esto que sus sistemas de distribución sean poco fiables, existiendo la posibilidad de mejorarlos y con ello mejorar la continuidad del suministro ofrecido sus consumidores. Los resultados obtenidos de la aplicación del método, determinan las nuevas inversiones necesarias que la distribuidora debe realizar que mejoren el servicio a los consumidores, para aumentar las ventas de energía, mantener un suministro confiable que cumpla con las normativas vigentes y evitar multas.

## ÍNDICE

	<b>Página</b>
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL	1
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.3 JUSTIFICACION	8
1.4 OBJETIVOS	10
1.4.1 Objetivo General	10
1.4.2 Objetivos Específicos	10
1.5 HIPÓTESIS	11
1.6 ALCANCE Y LÍMITES DE LA INVESTIGACIÓN	11
1.7 DISEÑO METODOLÓGICO	11
1.8 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS	14
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	<b>16</b>
2.1 ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	16
2.2 ASPECTOS TEÓRICOS DEL MONOPOLIO NATURAL	17
2.2.1 Supuestos Clásicos de los Modelos de Competencia Perfecta y de Monopolio	17
2.2.2 Características de un monopolio natural	19
2.2.2.1 Economías de escala	19
2.2.2.2 Subaditividad de costos	21
2.2.2.3 Economía de alcance	23
2.2.2.4 Barreras de entrada	24
2.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN	25
2.3.1 Aspectos técnicos	25
2.3.1.1 Componentes de la Red Primaria	26
2.3.1.2 Estructura de la Red Primaria	27
2.3.1.3 Explotación de la Red de Distribución	28
2.3.2 Aspectos Económicos	30
2.4 TEORÍA DE LA REGULACIÓN DE MONOPOLIOS NATURALES	31
2.4.1 Por qué se regulan los negocios de redes	31
2.4.2 Aspectos que se regulan de la distribución de energía eléctrica	33
2.4.3 Cómo se regulan los monopolios naturales de distribución de energía eléctrica	34
2.5 REGULACIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO	37
2.6 REGULACIÓN DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN EN BOLIVIA	39

<b>CAPÍTULO III</b>	
<b>CALIDAD DEL SERVICIO EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	<b>41</b>
3.1 CONCEPTO DE LA CALIDAD DE SERVICIO	41
3.2 AGENTES DEL SISTEMA	42
3.3 CALIDAD PERCIBIDA DEL SUMINISTRO	43
3.4 CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO	45
3.4.1 Interrupciones largas	46
3.4.2 Índices de Continuidad	50
3.4.2.1 Índices Individuales	50
3.4.2.2 Índices de Sistema	52
3.4.3 Remuneración de la Distribución como función de la Continuidad del Suministro	59
3.5 CONTINUIDAD DE SUMINISTRO EN BOLIVIA	62
3.5.1 Indicadores Globales (BT)	62
3.5.2 Indicadores Individuales (AT y MT)	64
3.5.3 Reducciones	66
3.5.4 Niveles de Calidad	67
3.5.5 Niveles permitidos de Continuidad de Suministro	67
3.5.6 Continuidad de Suministro en empresas del SIN	68
3.6 FACTORES DE INFLUENCIA A LOS ÍNDICES DE CONTINUIDAD	73
3.6.1 Factores Históricos	74
3.6.2 Factores Intrínsecos	74
<b>CAPÍTULO IV</b>	
<b>NIVEL ÓPTIMO DE CALIDAD Y COSTO DE LA CALIDAD DE SERVICIO</b>	<b>75</b>
4.1 NIVEL ÓPTIMO DE CALIDAD	75
4.2 COSTOS DE INTERRUPCIÓN	79
4.2.1 Metodología vía Análisis Econométrico	81
4.2.2 Metodología Directa	84
4.3 Costo de Inversiones de la Mejora de Calidad	88
<b>CAPÍTULO V</b>	
<b>FIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>92</b>
5.1 GENERALIDADES DE FIABILIDAD	92
5.2 TIPOS DE ANÁLISIS DE FIABILIDAD	93
5.2.1 Análisis Histórico	93
5.2.2 Análisis Predictivo	94
5.3 MEDIDAS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD	94
5.4 MÉTODOS UTILIZADOS PARA EVALUAR LA FIABILIDAD	96
5.4.1 Método de Monte Carlo	96

5.4.2 Método de Markov	97
5.4.3 Técnica de Frecuencia y Duración	98
5.4.4 Método de Cortes Mínimos	99
5.4.5 Modos de Falla y Análisis de Efectos	100
5.4.6 Análisis de Árbol de Fallas	101
5.4.7 Índices Básicos de Fiabilidad	101
5.5 MÉTODO ELEGIDO PARA EVALUAR LA FIABILIDAD	102
5.5.1 Modelo de la Red	103
5.5.2 Caracterización de los Tramos	104
5.5.3 Clasificación de Estados	107
5.5.4 Descripción de los Estados de los Tramos	107
5.5.5 Evaluación de Estados	108
<b>CAPÍTULO VI</b>	
<b>OPTIMIZACIÓN DE LAS INVERSIONES PARA MEJORA DE LA CALIDAD</b>	<b>113</b>
6.1 FUNCIONES OBJETIVO	113
6.2 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	115
6.2.1 Variación de la Probabilidad	115
6.2.2 Variación en la Indisponibilidad de Energía	119
6.2.3 Reducción del Problema de Optimización	121
6.2.3 Metodología de Solución	121
6.3 BENEFICIO EMPRESARIAL	122
6.3.1 Método del Valor Presente Neto (VPN)	123
6.3.2 Método de la Relación Beneficio Costo (RBC)	125
6.4 ALGORITMO OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES	127
<b>CAPÍTULO VII</b>	
<b>APLICACIONES</b>	<b>129</b>
7.1 INTRODUCCIÓN	129
7.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CESSA	129
7.3 APLICACIÓN AL SISTEMA URBANO DE 10.5 kV DE CESSA	137
7.3.1 Costos de Interrupción	138
7.3.2 Aplicación en Alimentador “A”	142
7.3.3 Aplicación en Alimentador “B”	156
7.3.4 Aplicación en Alimentador “C”	169
7.3.5 Aplicación en Alimentador “D”	182
7.3.6 Resumen de Resultados	195
<b>CAPÍTULO VIII</b>	
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>197</b>



8.1 CONCLUSIONES	197
8.2 RECOMENDACIONES	200
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>201</b>
<b>ANEXOS</b>	

## LISTADO DE CUADROS

Cuadro		Página
1	Multas por apagones en algunos países	4
2	Clasificación de las interrupciones en la red de distribución según su origen	49
3	Índices de continuidad del suministro en distintos países	58
4	Niveles permitidos de Índices de continuidad del suministro	67
5	Valores medios de frecuencia y tiempo de interrupción, de Distribuidoras del SIN	68
6	Comparación de valores medios de frecuencia y tiempo de interrupción	71
7	Reducción en la remuneración de CESSA	72
8	Función de Daño al sector de Consumidores	86
9	Interrupciones aportadas, según tipo de elemento	109
10	Tiempo de Interrupción dependiendo del tipo de elemento	111
11	Cantidad de Consumidores por alimentador	132
12	Consumo Facturado (kWh) por alimentador	132
13	Importe de consumo Facturado (Bs) por alimentador	133
14	Índices de continuidad Global, periodo R26, Calidad 1	134
15	Calculo de la Reducción	135
16	Registro de datos PIB y MWh anuales	139
17	Resultados de solución	140
18	Costos de Interrupción por Categoría	141
19	Resumen costos de interrupción	142
20	Índices de fiabilidad, alimentador A	143
21	Índices de fiabilidad general de alimentador A	144
22	Resultados de análisis de optimización de ubicación de equipos en alimentador A	145
23	Reducción del DEC, ahorro e inversión en alimentador A	147
24	Resumen: Indicadores de Calidad y Costos asociados a cada uno, en alimentador A	150
25	Resultado de la Optimización de Inversiones en alimentador A	153
26	Calculo de la Reducción	154
27	Índices de fiabilidad, alimentador B	157
28	Índices de fiabilidad general de alimentador B	158
29	Resultado de análisis de optimización de ubicación de equipos en alimentador B	159
30	Reducción del DEC, ahorro e inversión en alimentador B	160
31	Resumen: Indicadores de Calidad y Costos asociados a cada uno, en alimentador B	163
32	Resultado de la Optimización de Inversiones en alimentador B	166
33	Calculo de la reducción	167
34	Índices de fiabilidad, alimentador C	170
35	Índices de fiabilidad general de alimentador C	171

36	Resultado de análisis de optimización de ubicación de equipos en alimentador C	172
37	Reducción del DEC, ahorro en inversión en alimentador C	173
38	Resumen: Indicadores de Calidad y Costos asociados a cada uno, en alimentador C	176
39	Resultado de la Optimización de Inversiones en alimentador C	179
40	Calculo de la reducción	180
41	Índices de fiabilidad, alimentador D	183
42	Índices de fiabilidad general de alimentador D	184
43	Resultado de análisis de optimización de ubicación de equipos en alimentador D	185
44	Reducción del DEC, ahorro en inversión en alimentador D	186
45	Resumen: Indicadores de Calidad y Costos asociados a cada uno, en alimentador D	189
46	Resultado de la Optimización de Inversiones en alimentador D	192
47	Calculo de la reducción	193
48	Resumen resultados optimización de inversiones en mejora de la calidad	196
49	Beneficios de la optimización de inversiones en mejora de la calidad	196

## LISTADO DE FIGURAS

Figura		Página
1	Precios y cantidades en competencia perfecta y en monopolio	18
2	Economías de escala del monopolio natural con un único producto homogéneo	20
3	Monopolio natural multiproducto con economía de escala y/o subaditividad de costos	24
4	Sistema de Energía	29
5	Incentivos/penalizaciones con respecto de la continuidad de suministro	61
6	Frecuencia de interrupciones de empresas de Distribución, calidad 1	69
7	Tiempo de Interrupciones de empresas de Distribución, calidad 1	70
8	Frecuencia de Interrupciones de empresas de Distribución, calidad 2	71
9	Tiempo de Interrupciones de empresas de Distribución, calidad 2	72
10	Reducciones Servicio Técnico, CESSA	73
11	Costo Social Neto de la Calidad	75
12	Aplicación método econométrico para cálculo de costo de falla	84
13	Costos estimado de la interrupción al sector de consumidores	87
14	Costos de inversión de primera y segunda magnitud	90
15	Diagrama unifilar de una red de distribución y su modelo topológico	104
16	Funciones objetivo para optimizar el nivel de calidad	114
17	Cobertura suministro eléctrico, área Urbana	130
18	Área sistemas 10.5 kV y 24.9 kV, ciudad de Sucre	131
19	Satisfacción de la continuidad del suministro en Distribuidoras de Latinoamérica	136
20	Área sistemas 10.5 kV, alimentadores A, B, C, D, E	138
21	Consumo Energía Eléctrica	140
22	Curva de mejora de calidad medida con índice DEC, alimentador A	148
23	Energía No Suministrada, Alimentador A	149
24	Ahorro de la ENS, consumidores Alimentador A	149
25	Curvas de Costes de Calidad, Alimentador A	151
26	Reducción en la remuneración SDDE 31/06, R26	155
27	Curva de mejora de calidad medida con índice DEC, Alimentador B	161
28	Energía No Suministrada, Alimentador B	162
29	Ahorro de la ENS, consumidores Alimentador B	162
30	Curvas de Costes de Calidad, Alimentador B	164
31	Reducción en la remuneración SDDE 31/06, R26	168
32	Curva de mejora de calidad medida con índice DEC, Alimentador C	174
33	Energía No Suministrada, Alimentador C	175
34	Ahorro de la ENS, consumidores Alimentador C	175
35	Curvas de Costes de Calidad, Alimentador C	177
36	Reducción en la remuneración SDDE 31/06, R26	181
37	Curva de mejora de calidad medida con índice DEC, Alimentador D	187
38	Energía No Suministrada, Alimentador D	188
39	Ahorro de la ENS, consumidores Alimentador D	188
40	Curvas de Costes de Calidad, Alimentador D	190
41	Reducción en la remuneración SDDE 31/06, R26	194

## LISTADO DE ANEXOS

### Anexo

A

- A.1 Esquema de alimentador “A”
- A.2 Parámetros para el cálculo de los Índices de fiabilidad de alimentador “A”
- A.3 Esquema de alimentador “B”
- A.4 Parámetros para el cálculo de los Índices de fiabilidad de alimentador “B”
- A.5 Esquema de alimentador “C”
- A.6 Parámetros para el cálculo de los Índices de fiabilidad de alimentador “C”
- A.7 Esquema de alimentador “D”
- A.8 Parámetros para el cálculo de los Índices de fiabilidad de alimentador “D”

B

- B.1 Matriz de estado utilizado en alimentador “A”
- B.2 Matriz de estado utilizado en alimentador “B”
- B.3 Matriz de estado utilizado en alimentador “C”
- B.4 Matriz de estado utilizado en alimentador “D”

C Presupuesto de inversión para mejora de servicio técnico en sistema 10.5kV

## CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

### 1.1 INTRODUCCIÓN GENERAL

En el mundo, el tema de la calidad eléctrica no es nuevo, desde finales del siglo XVIII, cuando Thomas Edison montó el primer sistema de alumbrado público de los Estados Unidos, existía la preocupación por la continuidad del suministro por motivos económicos, sin embargo la diferencia actualmente es la importancia que se le ha dado a la calidad (Espinosa, 1990).

Actividades tan normales como utilizar el ascensor, cocinar, calentar agua, etc., dependen del suministro de electricidad. Cada día que las personas dependen más de un suministro de energía continuo y de calidad, tanto para sus labores domésticas, personales o laborales. El suministro eléctrico ha alcanzado una importancia estratégica dentro de nuestra sociedad (Rivier, 1999).

La desregulación del suministro y mercado eléctricos presenta diversos aspectos técnicos, económicos y legales, como la confiabilidad, calidad de servicio y las estrictas normas que lo rigen, necesiéndose un análisis de todos estos aspectos en conjunto, para proponer un método eficiente y adecuado para regular la calidad de un servicio eléctrico de distribución (Baeza, 2003).

Pero desde la liberalización de los mercados eléctricos, la electricidad ha pasado de ser un servicio a convertirse en un producto, de este modo el producto electricidad, como cualquier otro producto, tiene que superar unos mínimos criterios de calidad en pro de garantizar la satisfacción al cliente, el cual tiene asociado costos y beneficios (Sumper, 2005). Estos aspectos se relacionan de forma compleja entre lo netamente técnico y la economía de mercado, lo que se ve acentuado por el marco regulatorio (Fumagalli, 2007).

A pesar de la liberación de los mercados eléctricos, la distribución sigue considerándose un monopolio natural, y como tal monopolio, es necesario regularlo para mitigar el

comportamiento abusivo del monopolista (Rivier, 1999), esto deriva en que los entes reguladores estudien formas y procedimientos para regular a los actores del mercado, y así mantener ciertos niveles de calidad (Ajodhia, 2005).

Por otra parte, existe la inquietud de cómo abordar la confiabilidad en la red eléctrica, que conceptualmente se considera como un término que refleja la robustez del sistema, en lo que se refiere a la respuesta de éste frente a contingencias y continuidad del suministro eléctrico (Arriaga, 1994). Un desafío importante es relacionar estos factores con las tarifas de la energía eléctrica, desafío que enfrentan tanto las empresas del sector como la autoridad regulatoria (Arriaga, 1993).

La calidad del servicio que percibe e impacta más frecuente al consumidor final, es la continuidad del suministro (Sumper, 2005), los cortes de suministro eléctrico que afectan a todos los usuarios, producen graves distorsiones tanto en el desarrollo habitual de cualquier actividad, como el confort de las personas, estos cortes se cuantifican midiendo su frecuencia de aparición y duración, siendo una forma de evaluar la confiabilidad del servicio a través de la disponibilidad (Arriaga, 1994).

La calidad del servicio, y en particular la continuidad de suministro de electricidad, además de los aspectos técnicos, tiene un trasfondo económico, teóricamente es posible lograr una continuidad de suministro perfecta, con cero interrupciones, pero a costos infinitos (Agustín, 2005). Por otra parte, una minimización extrema de costos, decaería en pobres niveles de calidad de servicio (Ajodhia, 2005).

Para la continuidad del suministro, es importante realizar estudios que permitan determinar el nivel óptimo de calidad, siendo necesario determinar los costos a clientes debido a la falta de calidad y por otro lado es necesario hacer estudios de fiabilidad e inversiones en redes de distribución para determinar el costo de calidad de las Distribuidoras (Román, 199).

Este trabajo trata el problema de la continuidad de suministro, empleándose conceptos de teoría de la calidad y teoría de mercados bajo monopolio, dentro de un marco regulatorio,

y se hace el uso de una herramienta de análisis que permitirá cuantificar el impacto sobre la calidad de servicio eléctrico entregado al consumidor final para evaluación y mejoras en índices de fiabilidad, de los parámetros de frecuencia y duración de fallas, basándose en la estimación de valores óptimos entre calidad y costos, para el mejoramiento de la calidad del servicio técnico de la Compañía Eléctrica Sucre S.A.

## **1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

La continuidad del suministro es uno de los aspectos de la calidad del servicio, y es al que históricamente se ha prestado más atención debido a las necesidades de los clientes y a las transformaciones en la estructura del sector y siendo el papel del Regulador establecer reglas que lleven al mercado eléctrico al nivel óptimo de calidad y dichas reglas deben dar señales que incentiven a las Distribuidoras a invertir hasta alcanzar ese punto óptimo, repartiendo el ahorro de coste social obtenido entre los distintos agentes: las Distribuidoras y los clientes (Perán, 2001).

Tradicionalmente, se han destinado más recursos a los sistemas de generación y transporte de energía eléctrica que a los sistemas de distribución, esto debido a que una falla en generación o en transporte puede tener graves consecuencias, ya que el área afectada suele ser muy grande, en cambio las redes de distribución son relativamente sencillas y un fallo en las mismas no afecta a un gran número de consumidores, pero el resultado es que actualmente la mayoría de los problemas de calidad son debidos a fallas en la red de distribución (Savkovic, 2009).

La fiabilidad de los sistemas de generación y transmisión eléctrica ha recibido también bastante atención en la literatura, pero la confiabilidad de la distribución eléctrica ha recibido menos estudio, aunque su importancia ha aumentado con los nuevos preceptos de la desregulación en diversos países, y las fuertes multas que deben afrontar las empresas eléctricas por fallas o interrupciones de su suministro (Baeza, 2003), como se muestra en cuadro No. 1, de condiciones de aplicación de multas por apagones en algunos países.



**Cuadro No. 1**  
**Multas por apagones en algunos países**

<b>País</b>	<b>Apagón, duración y origen</b>	<b>Población Afectada</b>	<b>Multa</b>
Nueva-Zelanda	Auckland, 9 de febrero de 1998, 66 días de duración. Falla en conductores	80.000	Mercury Energy: Aproximadamente US\$ 88 millones
Argentina	Buenos Aires, 15 de febrero de 1999, 11 días de duración. Incendio en SE Azopardo	155.000. De ellos, 50.000 sin suministro durante 11 días	Edesur: Más de US\$ 70 millones en indemnizaciones
Chile	SIC, 23 de septiembre de 2002, 1,5 horas de duración, corte de conductor	14 millones	Transelec: US\$ 1,3 millones; Colbún: 1 millón; Endesa, Gener y Pehuenche: 0,8 millones c/u, más otras multas a otros 8 agentes generadores y transmisores. En proceso de apelación
Argentina	Buenos Aires, 24 de noviembre de 2002, 4 horas de duración. Falla en sistema de protección en SE Ezeiza	1,2 millones	Transener: US\$ 550.000. Edesur, Edenor y Edelap debieron indemnizar a sus usuarios según contrato de concesión
España	Castellón, 27 de enero de 2003. Avería de Aislador	240.000	Iberdrola: US\$ 238.000
Estados Unidos	Nueva York-Canadá, 14 de agosto de 2003, 30 horas de duración. Sobrecarga de líneas de transmisión.	40 millones en EE.UU. y 10 millones en Canadá	No hubo
Inglaterra-Gales	Londres, 28 de agosto de 2003, 37 minutos de duración	476.000	No hubo
Inglaterra-Gales	Birmingham, 5 de septiembre de 2003, 42 minutos de duración.	201.000	No hubo
España	Lérida, 29 de diciembre de 2003, 8 horas de duración.	25.000	Fecsa-Endesa: US\$ 96.000
España	Madrid, 18 de noviembre de 2004, incendio en SE.	250.000	Se abrió expediente a Iberdrola y Unión Fenosa. Aún sin resolución.

**Fuente:** Rudnick, 2005

En los países afectados se han tomado medidas para evitar dichos apagones, aunque en sólo algunos de ellos se han formulado regulaciones sancionadoras, la búsqueda de soluciones técnicas, vía equipamiento y metodologías de operación, y soluciones regulatorias y legales, para lograr reducir estos apagones es de interés mundial (Rudnick, 2005).

Estos apagones o interrupciones, tiene una importante repercusión en los costos de los sectores comercial e industrial, especialmente en este último ya que se ven mayormente afectados por las pérdidas de producción y por la reparación de equipos dañados, aunque en menor escala en cuanto a pérdidas económicas, los clientes residenciales de igual manera se ven afectados por las interrupciones, degradando su calidad de vida y el tiempo de vida útil de los equipos electrodomésticos (Vásquez, 2008).

Citando la referencia (Lara, 2010) indica, “No será hora de pensar en un modelo de servicio público que considere a la energía como un derecho, capaz de asegurar la universalidad del acceso de las personas a la energía, la estabilidad de tarifas justas y la continuidad del servicio, y que su suministro sea entregado de manera sustentable sin violentar el medio ambiente”. Este tipo de comentario pone en manifiesto la necesidad de reconsiderar cómo se maneja el mercado eléctrico de la distribución actual, en lo referente a los estándares de calidad que tiene directa relación con el consumidor final.

El carácter monopólico de la distribución de energía eléctrica ha impulsado a los distintos países a introducir regulación en estas entidades, de esta forma se busca asegurar una calidad de servicio adecuada a los consumidores finales y promover la eficiencia en la expansión de los sistemas, esta regulación debe ser acorde a la remuneración percibida por las empresas distribuidoras, asegurando una retribución objetiva, transparente y no discriminatoria que permita el desarrollo de la actividad, por ello en cada país se ha adoptado diversos mecanismos para asegurar a los consumidores finales estándares mínimos de calidad basándose en criterios técnicos y económicos para la definición de los requerimientos exigidos (Orellana, 2010).

Por estos motivos, las empresas distribuidoras se han dedicado a realizar análisis de sus interrupciones con la idea de minimizar sus causas, estos análisis se realizan de diversas formas y entre éstas, la más usada es la basada en la teoría de la confiabilidad, para evaluar el impacto de las interrupciones a los consumidores en los sistemas de distribución basados en índices de calidad (Vásquez, 2008).

Estos índices de calidad de suministro, son utilizados por las empresas distribuidoras como señales económicas de la cantidad de energía vendida y además como un indicador del servicio continuo entregado al consumidor final (Orellana, 2010), como también permiten evaluar el desempeño de los sistemas de distribución y en muchos casos establecer las mejoras a implementar para disminuir las interrupciones y en consecuencia, las pérdidas por este concepto y los costos por sanciones contempladas en la legislación (Vásquez, 2008).

Los índices de fiabilidad recomendados en las normas consideran aspectos como: la duración y frecuencia de las interrupciones temporales, número de interrupciones momentáneas, la cantidad de potencia interrumpida y de la energía no suministrada y el número de clientes afectados, los cuales son indicadores del servicio técnico que brinda la distribuidora (Ajodhia, 2005). Estos índices de desempeño, tiene dos orientaciones diferentes: el registro de eventos pasados y la predicción de confiabilidad, las empresas de servicio eléctrico normalmente llevan un registro estadístico de los eventos pasados, con los cuales pueden evaluar el desempeño de su sistema y algunos indicadores económicos, especialmente en la energía no suministrada (Arriagada, 1993).

El nivel de calidad óptimo debe responder a criterios socioeconómicos, que permitan analizar los incentivos/sanciones para el Distribuidor, quien a su vez deberá analizar los costos/beneficios de sus inversiones en busca de mejorar la calidad (Manzaneda, 2006).

A esto surgen las siguientes preguntas (Gómez, 2004):

- ¿Desde qué 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 está 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 las interrupciones. La segunda pregunta trata de sobre encontrar los puntos más óptimos donde ubicar las inversiones los costos de las distribuidoras. La tercera interrogante está 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 (Gómez, 2004).

La Ley de Electricidad de la Industria Eléctrica de Bolivia, promulgado el 21 de diciembre de 1994 mediante Ley No. 1604 y su Reglamento de aplicación, establecen una serie de ordenanzas a las empresas distribuidoras del servicio público de electricidad, relacionadas con la calidad de servicio que deben brindar a los usuarios del servicio público de electricidad (SIRESE, 2005). En ese mismo orden la Ley de Electricidad indica que la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad debe emitir mediante resolución los indicadores y estándares de calidad de servicio con que deben cumplir las empresas distribuidoras (SIRESE, 2005).

La Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, ha emitido resoluciones estableciendo límites admisibles e indicadores de fiabilidad de suministro para las empresas distribuidoras, sin embargo, estos límites e indicadores no han podido ser cumplido en lo más mínimo por las empresas distribuidoras (AE, 2013). A estos incumplimientos se le ha buscado muchas explicaciones, dentro de las cuales están: las condiciones de las redes de distribución, la cultura de No Pago de la población, el hurto de la energía por parte de los usuarios, entre otros (AE, 2013).

Las empresas distribuidoras de electricidad en Bolivia, no solo incumplen con la fiabilidad del suministro, en términos de duración y frecuencia de las interrupciones,

también existe el inconveniente con la Calidad del Producto Técnico y la Calidad de Servicio Comercial (AE, 2013).

Por lo todo lo expresado anteriormente, se analizó algunas experiencias internacionales, sin descuidar la realidad de Bolivia en lo relativo a la calidad del servicio en la distribución de electricidad. La Compañía Eléctrica Sucre S.A, responsable del suministro de electricidad en la ciudad de Sucre y zonas rurales del Departamento de Chuquisaca, en el periodo noviembre-2012/abril-2013, en su indicador de continuidad del suministro, medido a través de la frecuencia y tiempo de interrupción se situó en 18.91 veces y 12.88 horas respectivamente (AE, 2013), mostrando esto un no cumplimiento de los límites establecidos del Reglamento de Calidad de Distribución de la Ley de Electricidad. Eventos de interrupciones como el presentado el 1 de julio de 2010, ocasionó que se deje sin suministro de electricidad a la ciudad de Sucre por un tiempo de 6 horas, afectando a un total de 61,266 usuarios (Arequipa, 2014). Lo que confirma la tendencia de mejorar sus indicadores de la continuidad del suministro.

Este trabajo está orientado al problema de la continuidad de suministro, que forma parte del concepto más general denominado fiabilidad de servicio, por lo cual el planteamiento del problema puede ser enunciado de la siguiente forma: **¿Cómo mejorar la calidad del servicio técnico para la continuidad del suministro eléctrico al consumidor o usuario final de la Compañía Eléctrica Sucre S.A.?**

### **1.3 JUSTIFICACION**

La literatura referente a la calidad del servicio eléctrico, muestra que la elección actual de estándares por parte de los reguladores, no sólo depende de niveles deseados de calidad, sino de factores económicos que busquen un compromiso entre la confiabilidad y costos y que los niveles óptimos de suministro difieren para cada país, según zona, tipo de cliente entre otros (Quintanilla, 2010).

El sector de distribución es un monopolio natural, y se deben integrar instrumentos regulatorios que incluyan factores económicos y de calidad para mitigar un comportamiento abusivo de parte del monopolista (Ajodhia, 2005).

Una de las estrategias importantes que debe asegurar el sistema de distribución es el mejoramiento de la calidad del servicio, mediante el control de las interrupciones del suministro eléctrico que afecten al consumidor final, siendo que la calidad del servicio es entendida como uno de los mayores requerimientos de la eficiencia en la distribución de la energía eléctrica y en la comodidad ofrecida al consumidor (Zaruma, 2012).

Mientras que el análisis técnico y económico, busca que las inversiones necesarias para mejorar la confiabilidad no resulten costosas para los consumidores y que la ausencia o poca inversión en confiabilidad justificada en no aumentar los costos a los clientes, implique una disminución de la calidad del servicio, por ello el estudio técnico y económico busca determinar un punto de equilibrio entre la fiabilidad y las inversiones (Savkovic, 2009).

Por otra parte los Organismos de Regulación del sector eléctrico, tienen la misión de asegurar que el consumidor reciba un servicio eléctrico eficiente a precios justos, estableciendo límites aceptables para el suministro eléctrico y que son fácilmente perceptibles por el consumidor, como son las interrupciones de servicio (Quintanilla, 2010).

En los últimos años las reducciones en la remuneración del distribuidor por desviaciones a los límites admisibles de calidad, también justifican la necesidad de mejorar la calidad a los consumidores finales y establecer las correspondientes medidas correctivas (Rudnick, 2005).

Adicionalmente a estas evidencias existen otras justificaciones económicas cuantificables como reclamaciones, expedientes sancionadores, pérdidas, gastos en mantenimiento correctivo (medios materiales y humanos) y otros, que justifican la necesidad de la mejora de la calidad en los sistemas de distribución eléctrica (Mulas, 2008).

Estas consideraciones, justifica los requerimientos de calidad y continuidad del servicio eléctrico, realizando los estudios de fiabilidad del sistema de distribución de energía eléctrica de la Compañía Eléctrica Sucre S.A., analizando la frecuencia y duración de interrupción y costos de energía no servida al consumidor final, mediante el uso de una metodología que permita evaluar los índices de fiabilidad de servicio y optimizar inversiones de recursos que se empleen en el mejoramiento de dichos índices.

## **1.4 OBJETIVOS**

### **1.4.1 Objetivo General**

Desarrollar una propuesta que permita mejorar la calidad del servicio técnico para la continuidad del suministro eléctrico al consumidor final de la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), bajo un enfoque integrado a la regulación “Precio-Calidad”.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Analizar los elementos teóricos – conceptuales sobre el problema de la calidad de servicio en Sistemas Eléctricos de Distribución, con referencia a la continuidad del suministro.
- Estudiar la problemática de la calidad de servicio, enlazando aspectos regulativos y técnicos-económicos. Definir conceptos de microeconomía aplicados al mercado de distribución.
- Realizar un análisis del estado actual de la regulación del mercado de distribución boliviano, especificando sus fortalezas y debilidades, junto a un análisis de los distintos enfoques dados a la regulación de la calidad en diferentes países.
- Establecer un nivel de calidad óptimo desde el punto de vista social, teniendo en cuenta los costos de inversión necesarios para un determinado nivel de calidad y los costos que supone la falta de calidad para los consumidores y la sociedad.
- Plantear un método que permita evaluar los índices de fiabilidad e identificar las inversiones necesarias para el mejoramiento de la continuidad del servicio.
- Reducción de los costos de interrupciones para el incremento de ventas de energía eléctrica y que a su vez mejore la satisfacción del consumidor.

## 1.5 HIPÓTESIS

La hipótesis de investigación planteada para llevar adelante la presente investigación fue: “El aspecto de la calidad del servicio eléctrico de distribución se determina a través de los indicadores de confiabilidad (servicio técnico) que incluya la teoría de calidad integrando aspectos económicos”.

## 1.6 ALCANCE Y LÍMITES DE LA INVESTIGACIÓN

El **alcance de la presente investigación** fue la revisión de la regulación nacional e internacional sobre la calidad del servicio y presentar una propuesta para mejorar la calidad del servicio técnico de la Compañía Eléctrica Sucre S.A.

Las **Limitaciones** bajo las cuales se llevó adelante la presente investigación son:

- **Teórica;** que contempla: los estudios de la calidad del servicio eléctrico de distribución.
- **Documental;** se empleó para tal fin una gama de documentación: artículos publicados, tesis, libros.
- **Temporal;** la investigación se llevó a cabo desde el 1 de abril de 2014 a 30 de abril de 2015, empero se trabajó con información de 1993 a 2012 años en el cual se llevó adelante un estudio sobre el sujeto de investigación.
- **Espacial;** representada por el área geográfica de Sucre Bolivia sistema de distribución de CESSA.

## 1.7 DISEÑO METODOLÓGICO

La investigación que se llevó adelante es de tipo **experimental**.



Los **Métodos** científicos que se emplearon durante el desarrollo de la investigación son:

**Métodos Teóricos**, los cuales son:

- **Método Deductivo:** El método deductivo es el que va de lo general a lo particular. Es decir, aquel que partiendo de casos generales llega a situaciones específicas o particulares (UATF, 2009). Se utilizó en el Marco Teórico del trabajo, que parte de premisas generales y concluye en juicios particulares.
- **Método Inductivo:** Dicho método es el que va de lo particular a lo general. Es decir, aquel que partiendo de casos particulares permite llegar a conclusiones generales (UATF, 2009). Se utilizó para mostrar los resultados del trabajo, plasmados en el Marco Práctico tiene como punto de partida juicios particulares propios del trabajo y termina en juicios generales.
- **Método Descriptivo:** Método busca especificar las propiedades importantes de la unidad de análisis u observación sometido a estudio (UATF, 2009). También se utilizó este método en el desarrollo de los Resultados, que nos brindó la información necesaria para poder analizar el objeto de estudio.
- **Método de Análisis y Síntesis:** Análisis en la extracción de las partes de un todo, con el objeto de estudiarlas y examinarlas por separado (UATF, 2009). “Síntesis es la reunión racional de varios elementos dispersos en una nueva totalidad”. “Estos métodos, íntimamente relacionados, juegan un papel importante en el conocimiento de los fenómenos sociales” (UATF, 2009). Estos métodos se utilizaron en la formulación de las Conclusiones y Recomendaciones del presente trabajo de investigación.

**Métodos Matemático – Estadísticos**, los cuales son:

- **Descriptivos:** Miden las propiedades, relaciones y tendencias del fenómeno de estudio (UATF, 2009). Se utilizó en los Resultados del trabajo, ya que permitió establecer relaciones y porcentajes de la información analizada.
- **Inferenciales:** Método que permite la interpretación y valoración cuantitativa de las magnitudes del fenómeno de estudio (UATF, 2009). Se empleó en la validación de los Resultados, a través de la técnica de correlación.

Las **Técnicas** aplicadas en la investigación son:

- **Análisis Documental:** “Se constituye en la revisión y análisis de la información bibliográfica, documental, estadística, financiera, existente” (UATF, 2009). Realizada a través de la revisión de textos, estudios documentados, disposiciones, publicaciones especializadas, comentarios de prensa, Internet, apuntes de clase y en general todo tipo de literatura relacionada con el tema que se utilizará en los distintos acápites de la investigación.
- **Entrevista:** Es una técnica estructurada para recopilar información a partir de individuos o grupos. Se obtiene información de forma amplia y abierta (UATF, 2009). La misma se llevó adelante a través de una entrevista estructurada al responsable del área de calidad en la entidad en la cual se llevó adelante la investigación.

Los **Procedimientos** aplicados durante la investigación son:

- **Procedimiento Analítico,** el análisis inicia su proceso de conocimiento por la identificación de cada una de las partes que caracterizan una realidad, de este modo podrá establecer las relaciones causa-efecto entre los elementos que componen su objeto de investigación (Pulgar, 2011). El procedimiento basado en la metodología anterior, comienza por describir los costos de calidad y no calidad de productos y servicios, su clasificación, los conceptos de calidad de la energía eléctrica de acuerdo a las Normas de Calidad del Servicio de Distribución de

Electricidad, los costos de calidad asociados al servicio de distribución de electricidad y las sanciones por baja Calidad del Servicio Técnico de acuerdo a la norma. Los resultados se analizan a través de calidad-inversiones para mejorarla.

- **Procedimiento a base de herramientas estadísticas,** el número de clientes afectados por las interrupciones puede ser estimado en función de la porción del sistema que queda sin servicio al ocurrir la interrupción o con técnicas basadas en herramientas estadísticas como la simulación de Montecarlo y Markov.

El **aporte** de la investigación al conocimiento es el desarrollo de una metodología de análisis para la evaluación de índices de confiabilidad para mejora de la continuidad del suministro de la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA).

## **1.8 ORGANIZACIÓN DE LA TESIS**

El trabajo de tesis se encuentra estructurado de la siguiente manera:

En el capítulo I, se describe en forma general un resumen de la relación entre la fiabilidad de los sistemas de distribución, con el servicio y calidad de energía, como también con el factor económico, repercutiendo todo esto en el consumidor y en las empresas Distribuidoras. Se presenta además los objetivos que se persiguen en este trabajo.

En el capítulo II, se realiza un análisis a la teoría de regulación del sector de la distribución de energía y los principales instrumentos regulativos para ambientes de monopolios. Se presenta los aspectos de la regulación de la calidad del servicio y características de la regulación nacional.

En el capítulo III, se presenta las características y propiedades de la calidad del servicio. Son descritos los aspectos de la continuidad del suministro, así como los índices que suelen utilizarse para medirla.

En el capítulo IV, se desarrolla la teoría asociada al nivel óptimo de calidad en un sistema de distribución de energía eléctrica, de forma que minimice el Costo Social Neto de la calidad que relaciona los costos de inversión de la empresa Distribuidora para alcanzar el nivel óptimo de calidad y los costos sufridos por los consumidores en ese nivel de calidad. Se propone métodos para determinar los costos de interrupción.

En el capítulo V, se expone la metodología utilizada para el cálculo predictivo de los índices de fiabilidad de una red de distribución, así como la definición de cada una de las variables involucradas en dicho proceso.

En el capítulo VI, se muestra la metodología diseñada para optimizar inversiones hasta el nivel óptimo de calidad, cuando se desea mejorar el nivel calidad o disponibilidad del servicio eléctrico, permitiendo por otro lado a la Distribuidora maximizar los beneficios de sus inversiones en calidad dentro el marco regulatorio.

En el capítulo VII, se presenta la aplicación de lo propuesto a los sistemas de distribución de la Compañía Eléctrica Sucre S.A.

Finalmente, en capítulo VIII se presenta las conclusiones y recomendaciones que surgen de todo el proceso realizado en la investigación.

## **CAPÍTULO II**

### **REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **2.1 ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN**

El suministro de energía eléctrica corresponde a un sistema complejo, a partir de la Generación, la Transmisión y la Distribución, es importante resaltar que para el Consumidor Final, el responsable de su suministro es el Distribuidor, con quien tiene documentos contractuales (Manzaneda, 2006).

Tradicionalmente, las compañías eléctricas han estado verticalmente integradas realizando actividades de generación, transporte, distribución y venta de energía a consumidores finales. Ante el nuevo entorno de introducción de competencia en el sector, la actividad de distribución se ha separado de las actividades de generación, ejercida en régimen de competencia, y de transporte, regulada como monopolio natural, además de forma transitoria, las distribuidoras se han venido ocupando de la comercialización de la energía a clientes que permanecen bajo tarifa, mientras ésta siga existiendo (Gómez, 2007).

La función de Distribución de energía eléctrica consiste en llevar dicha energía desde los puntos de conexión con la red de transporte, típicamente de ámbito nacional, hasta los consumos finales, a través de la red conocida como de distribución, cuyo ámbito es regional y local, por otra parte las redes de distribución de una compañía distribuidora también pueden estar conectadas con otras redes de distribución de otras compañías vecinas (Gómez, 2007).

La estructura de la red de distribución es típicamente jerárquica, dividiéndose en zonas funcionales por niveles de tensión, estos niveles desde la red de transporte hasta los consumidores finales son: i) red de reparto, ii) red de media tensión, y iii) red de baja tensión.

Las empresas distribuidoras realizan una serie de funciones técnicas relativas a las actividades de red que pueden clasificarse en: i) planificación de redes, ii) desarrollo y realización de obras, y iii) explotación y mantenimiento de instalaciones y equipos, además de las funciones técnicas las distribuidoras desempeñan la función comercial de atención a sus clientes, esta comprende la medida y facturación de consumos, la conexión a la red nuevos suministros y la resolución de reclamaciones y quejas en relación con el servicio (Gómez, 2007).

La distribución eléctrica, en particular, es una de las actividades enmarcadas en el proceso de regulación, su intervención se justifica por los efectos del bienestar social que genera su condición de monopolio natural, avalado en la existencia de economías de escala, economías de alcance, subaditividad de costos y barreras de entrada (Arias, 2004). Su remuneración debe cubrir los costes de operación e inversión al mismo tiempo que debe promover las expansiones requeridas (Gómez, 1999).

## **2.2 ASPECTOS TEÓRICOS DEL MONOPOLIO NATURAL**

### **2.2.1 Supuestos Clásicos de los Modelos de Competencia Perfecta y de Monopolio**

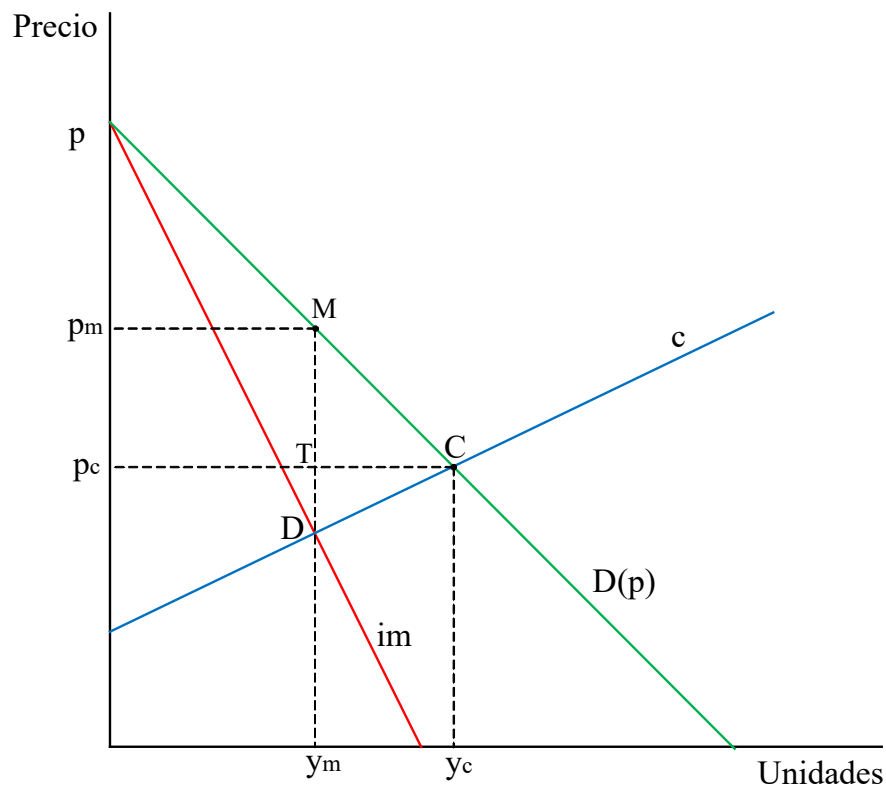
En el supuesto neoclásico de Pareto de una industria eficiente, que ocurre cuando el precio ( $p$ ) es igual al costo marginal ( $c$ ) ( $p = c$ : punto C de la Figura No. 1), no se cumple ante la presencia de imperfecciones y fallas de los supuestos normativos en un determinado mercado. El monopolio maximiza sus beneficios cuando los ingresos marginales ( $im$ ) son iguales a los costos marginales ( $c$ ) ( $im = c$ : punto D de la Figura No. 1), determinándose un precio de monopolio ( $p_m$ ) mayor que el precio competitivo de eficiencia ( $p_c$ ) (Varian, 1999).

En la teoría económica, dados los supuestos normativos e ideales teóricos del modelo de competencia perfecta, los agentes económicos (consumidores y productores) que son racionales y eficientes, obtienen beneficios sociales (BS) maximizan al sumar los excedentes económicos del consumidor (EC) y los beneficios de los productores ( $p$ ). Los supuestos que caracterizan este modelo son: existen infinitos consumidores y empresas productoras, todos son adoptadores de decisiones óptimas para maximizar utilidades y

beneficios, sin barreras de entrada, con información completa y sin asimetrías, mercado con producto homogéneo, sin intervención estatal y en el caso de los oferentes, con funciones de costos similares dada la tecnología (Arias, 2004).

En condiciones de monopolio, se reducen los beneficios sociales (BS) debido a la pérdida irrecuperable de eficiencia (área MCD) y se transfieren excedentes de los consumidores (EC) a los monopolistas desfavoreciendo el bienestar de los consumidores (área  $p_mMTp_c$ ). Los precios de monopolio ( $p_m$ ) superan los precios competitivos ( $p_c$ ) y las cantidades ofrecidas son menores ( $y_m < y_c$ ) en respuesta a las condiciones de la función de demanda decreciente y elástica del mercado (Varian, 1999). En la Figura No.1, se muestra estas diferencias entre las condiciones de los dos modelos.

**Figura N°1**  
**Precios y cantidades en competencia perfecta y en monopolio**



**Fuente:** Arias, 2004

Pero ¿Qué pasa cuando, frente a un tamaño de mercado relativamente pequeño o dado un rango relevante de producción, la empresa monopolista no logra cubrir sus costos? (Bonifaz, 2001), en esta condición los beneficios serán negativos aun cuando se produzca en condiciones reguladas por el estado buscando la eficiencia paretiana (Varian, 1999). Esta inviabilidad económica, lleva a cerrar una empresa monopolista, viéndose afectado el bienestar social en su conjunto (Arias, 2004).

### **2.2.2 Características de un monopolio natural**

Un monopolio natural se caracteriza fundamentalmente por las siguientes condiciones teóricas (Arias, 2004):

- Economías de escala: costo medio ( $c_{me}$ ) decreciente
- Subaditividad de costos
- Economía de alcance
- Barreras de entrada

#### **2.2.2.1 Economías de escala**

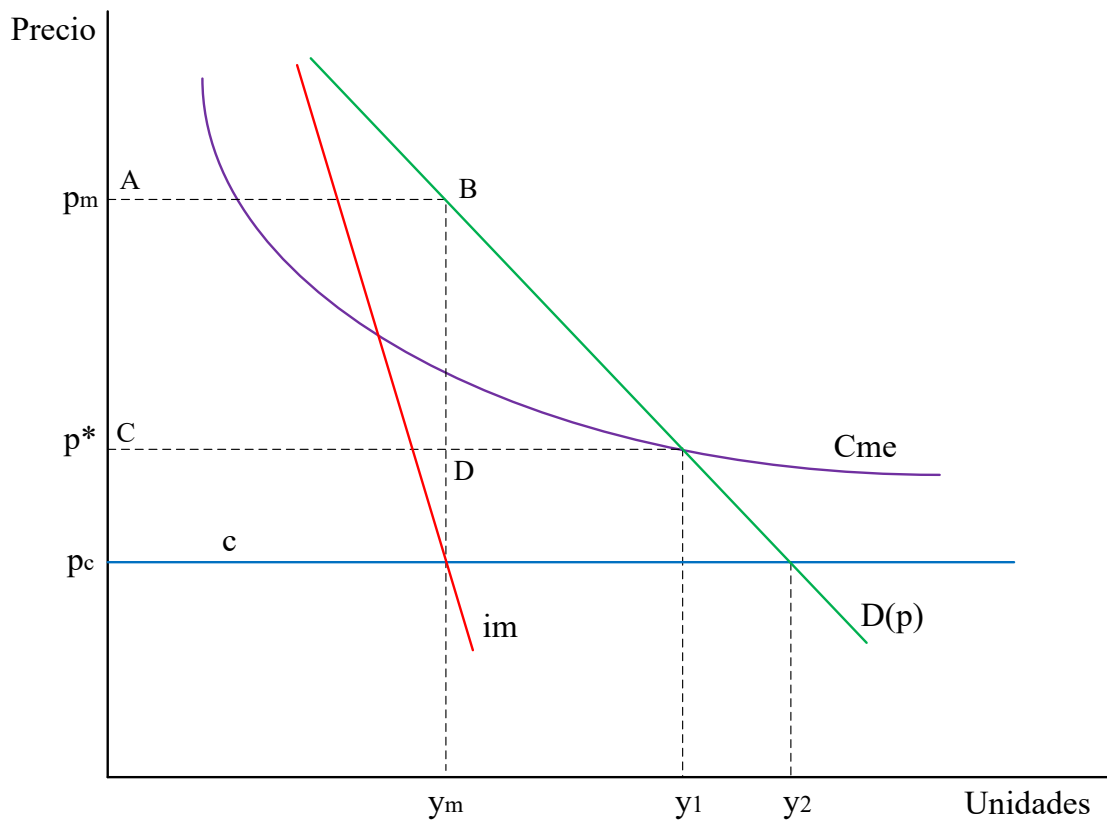
Para una empresa monoproducción, el monopolio natural existe cuando sobre un rango relevante de producción, los costos medios decrecen en la medida en que se incrementa la oferta, “esta situación continúa aun cuando los niveles de producción de la empresa son elevados teniendo en cuenta el tamaño del mercado” (Bonifaz, 2001).

De igual manera, los costos medios decrecientes no se interceptan con los costos marginales como es mostrado en la Figura No. 2, en condiciones de mercados relativamente pequeños y niveles de producción en aumento. Esto implica que una vez que la empresa ingresa al mercado y sigue expandiéndose observará que sus costos (medios) disminuyen, lo cual hace que otras empresas no puedan competir en el mercado con ella (Bonifaz, 2001), en este caso se cumple que el costo marginal sea menor que el costo medio ( $c < c_{me}$ ) para un rango amplio de producción (Arias, 2004).



Para el monopolio natural los costos fijos (cf), determinantes en gran parte de los costos medios, son la fuente principal de economías de escala, ya que éstos son altos en relación con los costos marginales de ejercer la actividad, por tal razón si las tarifas se determinan según los costos marginales, se deberá subsidiar o fijar un precio que evite beneficios nulos para la empresa monopolista (Arias, 2004).

**Figura N°2**  
**Economías de escala del monopolio natural con un único producto homogéneo**



**Fuente:** Bonifaz, 2001

En la Figura No.2, se puede observar el equilibrio hallado  $(p_m, y_m)$  que otorga una renta normal al monopolista igual representada por el área  $ABCD$ , de esta forma el regulador debería fijar un precio (tarifa) igual a  $p^* = Cme$ , que es el precio que cobraría el monopolista natural frente a la amenaza de competencia. Este último precio lo induciría a producir en el punto en que este precio corta la curva de costo medio " $y_1$ " logrando el

autofinanciamiento pero reduciendo su nivel de utilidad neta de todo el costo cero (Bonifaz, 2001).

En la distribución de electricidad, la noción de economías de escala podría entenderse de dos maneras. Si se comparan empresas que difieren en su tamaño por la cantidad total de clientes y de energía vendida, pero cuyas áreas de servicio presentan densidades de demanda semejantes, las economías de escala son poco significativas. Por el contrario si se comparan los costos totales de una misma empresa a lo largo del tiempo, abasteciendo la misma zona de servicio, pero disminuyendo cantidades crecientes de energía y potencia, las economías de escala son en general significativas, es decir el costo total de la empresa aumentará en proporción menor que la demanda (CIER, 2014).

Dicho de otra manera, la actividad de distribución presenta características de monopolio natural debido a economías de escala crecientes, donde los costes fijos de inversión y mantenimiento predominan sobre costos variables relacionados con el transporte de la energía, resultando también ineficiente hacer competir a dos empresas en el mismo territorio desarrollando la infraestructura de red, pues al final se duplicarían instalaciones de forma innecesaria, por lo tanto la actividad de distribución debe regularse como un monopolio natural otorgando licencias, normalmente asociadas a un territorio, para el desarrollo de la actividad (Gómez, 2011).

#### **2.2.2.2 Subaditividad de costos**

Para los monopolios naturales es relevante este concepto cuando una sola empresa es multiproductora (Pereyra, 2002).

Una firma tiene una función de costos subaditiva si le cuesta menos producir los distintos niveles de producto en forma conjunta que hacerlo en forma separada. En el caso de una distribuidora, bastaría con comprobar si una empresa que distribuye “y” unidades a un costo  $C(y)$  es más conveniente que dos o más empresas distribuyan un total de “y” unidades a un costo igual a la suma de los costos de producción de cada empresa (Bernstein, 1999).

Si llamamos  $C(y)$  a la función de costos con la tecnología disponible, se dice que  $C(y)$  es subaditiva, si para  $\sum_i y_i = y$ , entonces  $\sum_i C(y_i) > C(\sum_i y_i)$ , (Pereyra, 2002).

Las economías de escala implican subaditividad de costos para el caso de la empresa monoprodutora, esto es, la economía de escala es condición suficiente de la subaditividad, pero no ocurre así para la empresa multiproducto, puesto que la economía de escala no es condición necesaria ni suficiente de subaditividad (Arias, 2004).

En el caso de las distribuidoras de electricidad, para ejemplificar el concepto de subaditividad de costos en un área definida, se debe suponer que al menos dos distribuidoras la abastecen. Pueden existir dos escenarios: las redes se complementan o bien las redes se superponen (Bernstein, 1999).

En el caso de redes que se complementan, un sencillo ejemplo numérico puede ilustrar el efecto de subaditividad. Por ejemplo, tomando los datos de las distribuidoras de noruega citados en la referencia (Bernstein, 1999), se podría abastecer una ciudad de 6000 habitantes a un costo de 2450 NOK por cliente con una *única* empresa o bien con 3 empresas abasteciendo cada una a 2000 clientes a un costo de 3250 NOK por cliente. La razón, según se expone en el párrafo anterior, es que no se aprovechan las economías de escala de costos de operación, mantención y atención al cliente. En consecuencia los costos totales de distribución aumentan en relación con una única empresa operando en el área.

En el caso de redes que se superponen, pueden existir sobrecostos producto de restricciones ambientales y sociales ante la posibilidad de que las ciudades se cubran de cables y postes eléctricos. De manera de subsanar esto, se hace necesario invertir en redes subterráneas, a un mayor costo. Así también aumenta el costo por cliente en razón de una menor penetración de mercado (Bernstein, 1999).

### 2.2.2.3 Economía de alcance

Las economías de alcance ocurren cuando para ciertos productos o servicios que se ofrecen, resulta más costoso que sean producidos por dos o más empresas que por una sola, se dice también que cuando gran parte de la misma infraestructura se comparte para la provisión de cada uno de los productos o servicios que ofrece una empresa, existe economía de alcance (Pereyra, 2002).

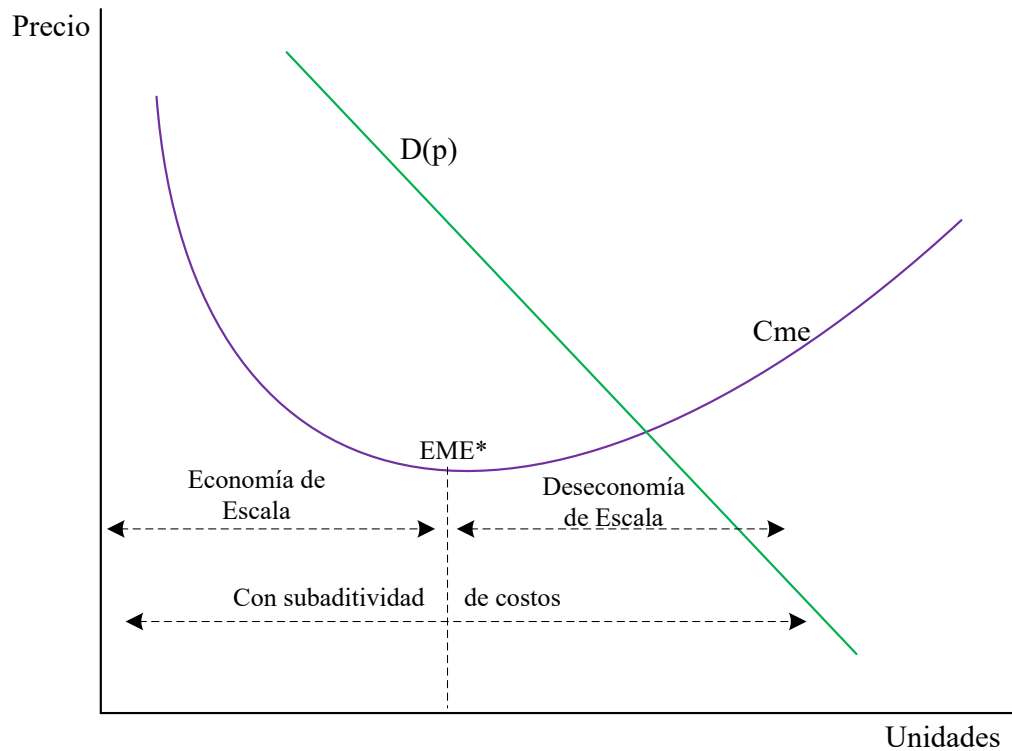
En teoría se podría expresar que “en la producción de  $n$  bienes existen economías de alcance, si con la tecnología empleada, para todo  $y_1, y_2, \dots, y_n$ , la función de costos de producción  $C(y)$  cumple:  $C(y_1, y_2, \dots, y_n) < C(y_1, 0, \dots, 0) + C(0, y_2, \dots, 0) + \dots + C(0, 0, \dots, y_n)$ , es decir que existen economías de alcance si el costo de producir cantidades cualesquiera de los  $n$  bienes en forma conjunta en una misma empresa, es menor que la suma de los costos de producir los  $n$  bienes en forma independiente (Arias, 2004).

Relacionando conceptos de subaditividad de costos y economías de alcance, se puede decir: si existe subaditividad, entonces existen economías de alcance, pero el recíproco no es cierto, pueden existir economías de alcance pero no subaditividad, en el caso del monopolio natural multiproducto (Pereyra, 2002).

En la figura No. 3, se muestra hasta qué punto se logra la economía de escala con subaditividad de costos: corresponde al rango de producción con  $c_{me}$  decrecientes hasta su mínimo. A partir de este punto, ante nuevos incrementos en la producción, los  $c_{me}$  pueden ser crecientes ocurriendo las deseconomías de escala, pero aun logrando subaditividad de costos. Este caso aplica para monopolio multiproducto (Cadavid, 2003).

En la actividad de distribución eléctrica existe cierto grado de economías de alcance, con las actividades de distribución o comercialización de otros bienes a través de redes, por ejemplo la distribución de gas como es realizado en España por las mayores empresas del sector eléctrico Endesa o Iberdrola, han extendido su actividad a la comercialización de gas natural aprovechando las economías de alcance (CIER, 2014).

**Figura N°3**  
**Monopolio natural multiproducto con economía de escala y/o subaditividad de costos.**  
 (\*: EME: Escala Mínima Eficiente)



**Fuente:** Cadavid, 2003

#### 2.2.2.4 Barreras de entrada

La existencia y sostenibilidad en el largo plazo del monopolio natural, se fundamenta en el poder de mercado que le garantiza ser el único vendedor protegido mediante las barreras de entrada, siendo estas técnicas y legales (Nicholson, 2008):

**Las barreras técnicas**, crean condiciones que limitan la entrada de nuevas empresas, a las cuales no les sería rentable competir en un mercado. Estas barreras hacen referencia a las anteriores características definidas: las economías de escala, la presencia de  $c_{me} > c$ , ambos decrecientes en rango relevante de producción, la subaditividad de costos y las economías de alcance.

**Las barreras legales**, sea a través de las patentes y la concesión de franquicias de exclusividad para abastecer un mercado, son argumentos que podrían estar sustentando, políticamente protegidas por un Estado, la existencia de un monopolio natural. Las barreras de entrada de carácter legal podrían estar reforzando las barreras técnicas cuando los argumentos políticos son esgrimidos por grupos de interés fundamentados en el control de la información tecnológica y de costos. A través de la creación de estas barreras un monopolio natural maximiza sus beneficios o se apropia de las rentas económicas en el largo plazo.

Otras posibles causas del monopolio, son los elevados costos de transporte, el conocimiento especial de una técnica productiva de bajo costo cuya propiedad está protegida, también la propiedad de los recursos únicos (caso de recursos naturales) y la capacidad gerencial en la dirección de un monopolio con clientes cautivos (Nicholson, 2008).

## **2.3 CARACTERIZACIÓN DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN**

### **2.3.1 Aspectos técnicos**

Las redes de distribución son el medio a través del cual se distribuye la energía eléctrica desde los puntos de conexión de estas redes al sistema de transmisión, hasta el consumidor final o usuario final. Desde el punto de vista técnico, y dada la separación de las actividades de generación, transmisión y distribución, la distribución eléctrica no tiene problemas con la interferencia en la coordinación del mercado, porque ella no es la encargada de viabilizar el mercado de generación.

Las redes de distribución eléctrica se pueden distinguir en redes primarias en media tensión (MT) y redes secundarias en baja tensión (BT), y desde el punto de vista de la configuración, en las zonas urbanas se distinguen dos tipos: redes eléctricas con tecnología de influencia Europea y redes con influencia Americana. La tecnología americana se basa en un desarrollo extenso de la red de MT, mientras que la europea, practica el desarrollo de la red de BT (Espinosa, 1990).

### 2.3.1.1 Componentes de la Red Primaria

La red radial (alimentador) inicia en las subestaciones de distribución de alta tensión (AT) a MT o MT/MT, los niveles de tensión son estándares adoptados para una determinada zona o región, merced a estudios técnicos/económicos, es así que en MT se tienen niveles de 34.5 – 24.9 – 10 – 12 - 6.9 kV, además de otros menores (Manzaneda, 2006).

Un alimentador está formado por tramos de línea (troncal y derivaciones), compuestos a su vez por varios componentes, como: postes, aisladores, conductores, componentes de maniobra/protección, etc. (Espinosa, 1990).

- **Líneas:** Los tramos pueden ser aéreos o subterráneos y desde el punto de fiabilidad, los tramos aéreos son los más vulnerables a efectos externos y climatológicos, además de representar riesgo en zonas densamente pobladas y afectar a la estética urbana, razón por la cual se construyen tramos subterráneos, a pesar de ser más costosos.
- **Centros de Transformación MT/BT:** Son componentes importantes, cuyas características propias son su capacidad (kVA), el número de consumidores a los que suministra y la demanda. El centro MT/BT puede ser de uso general, que alimenta a consumidores de BT, mediante una red secundaria, o de uso exclusivo, destinado un solo consumidor de MT. Los estudios de fiabilidad comprende solo la red primaria (MT) hasta los centros de transformación MT/BT, en general.
- **Equipos de señalización y seccionamiento:** Necesarios para mejorar la fiabilidad del sistema. Existe una diversidad de equipos, como: seccionadores-fusibles, seccionadores de maniobra, seccionalizadores, reconectores, interruptores, etc. La instalación y operación de estos equipos, obedecen a políticas internas de los distribuidores y aspectos de optimización, de modo que los accionamientos pueden ser manuales, automáticos y telecomandados (sistema SCADA).

### 2.3.1.2 Estructura de la Red Primaria

Para un estudio de fiabilidad, además de los componentes constitutivos de la red, es importante conocer su estructura y la conectividad de los componentes entre sí. En distribución la estructura de la red es radial, con “recurso”, esto significa que su explotación es de forma radial (en árbol), ofreciendo un solo camino entre la fuente de energía y la carga, sin embargo, ante cualquier eventualidad (falla, sobrecarga, etc.) tienen la opción de transferir carga a otra derivación de la misma subestación a un alimentador de otra subestación, para cuyo efecto se dispone de un componente de maniobra tipo NA (normalmente abierto) (Manzaneda, 2006).

La fuente de tensión, es la salida de la subestación AT/MT (alimentador) y se halla protegida mediante un interruptor (generalmente), capaz de eliminar todas las fallas transitorias y detectar fallas permanentes.

Desde el punto de vista de área de servicio, se pueden distinguir los siguientes tipos de red (Espinosa, 1990):

- **Redes Urbanas:** Desarrolladas en zonas densamente pobladas, con una concentración de carga importante y una configuración mallada (múltiples recursos), a objeto de garantizar la continuidad de suministro. Asimismo una característica notable es que presenta tramos subterráneos, que interconecta centros de transformación, instalados junto a equipos de maniobra compactos, tipo “multifunción”.
- **Redes Rurales:** Desarrolladas en zonas amplias, escasa población (pequeñas cargas) y por lo general, son aéreas (expuestas a factores externos) y carecen de “recursos” de transferencias, consiguientemente, se trata de una red troncal, con derivaciones, a los que se conectan los centros de transformación MT/BT, mediante seccionadores fusibles. Suele subclasificarse en zonas rurales concentradas y dispersas.



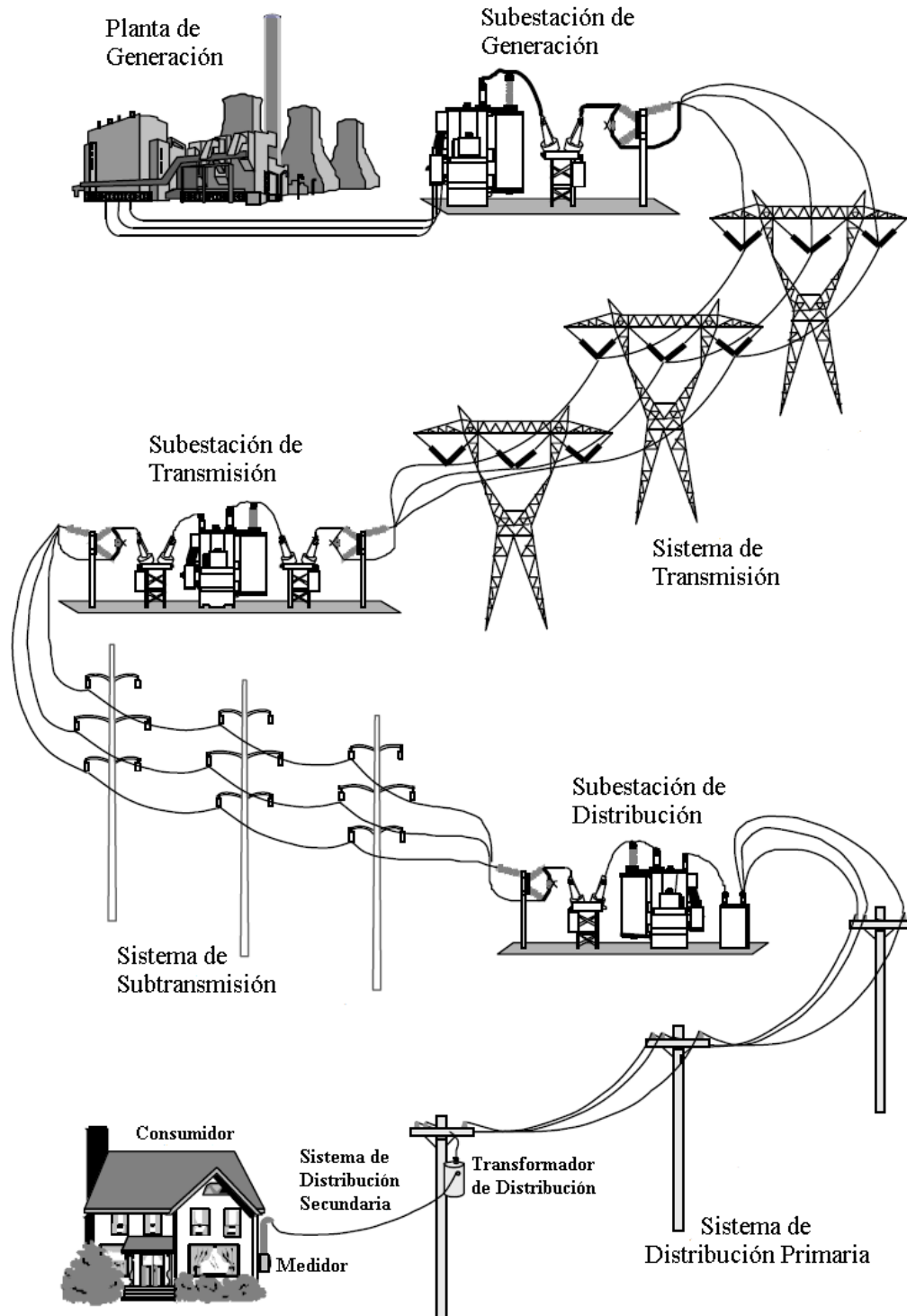
### **2.3.1.3 Explotación de la Red de Distribución**

Si bien las configuraciones de las redes son “malladas”, su explotación es esencialmente radial, es decir que tienen un único punto de suministro y que los componentes se hallan en “serie”, desde el punto de vista de la fiabilidad. Consiguientemente, cualquier fallo de algún componente, ocasionará una interrupción de suministro, sin embargo, su efecto puede minimizarse con la utilización de señalización adecuada, implementación de una filosofía de protección selectiva, instalación de componentes de seccionamiento y otros, estratégicamente ubicados y debidamente coordinados (Manzaneda, 2006).

Por otra parte las empresas distribuidoras realizan una serie de funciones técnicas relativas a las actividades de red que pueden clasificarse en: i) planificación de redes, ii) desarrollo y realización de obras, y iii) explotación y mantenimiento de instalaciones y equipos. Además de las funciones técnicas, las distribuidoras desempeñan la función comercial de atención a sus clientes. Esta comprende la medida y facturación de consumos, la conexión a la red de nuevos suministros y la resolución de reclamaciones y quejas en relación con el servicio (Gómez, 2007).

En la Figura No.4, se muestra un sistema de energía de manera global y sus subsistemas.

**Figura N°4**  
**Sistema de Energía**



Fuente: Brown, 2009

### 2.3.2 Aspectos Económicos

Las redes de distribución de energía eléctrica se tipifican, desde el punto de vista económico, como un monopolio natural, las razones más importantes que determinan esta afirmación son:

Los altos costos fijos iniciales que tiene la infraestructura necesaria para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica limitan o hacen poco probable la introducción de competencia en esta actividad (Arias, 2004).

De igual manera, la naturaleza tecnológica, además de los altos costos fijos que poseen las redes de distribución, también favorecen la aparición de economías de escala dado el comportamiento decreciente de los costos medios para la prestación del servicio en la medida que crecen o se conectan más usuarios finales pertenecientes a su mercado relevante. Tal condición genera, adicionalmente, subaditividad de costos (CIER, 2014).

La existencia del monopolio natural de una red de distribución imposibilita la elección del consumidor o usuario para determinar quién le transporta o distribuye la energía que desea demandar, esta situación se traduce en una posición dominante del distribuidor de energía eléctrica con la posible aparición de rentas monopólicas (Gómez, 2007).

Las asimetrías de información existentes entre los prestadores del servicio de distribución de energía eléctrica y los usuarios del servicio también favorecen la aparición de comportamientos “oportunistas” del primero, lo cual puede propiciar rentas de información que se traducen en mayores precios para el consumidor final y deterioro de la calidad y confiabilidad del servicio (CIER, 2014).

Es evidente que la red de distribución eléctrica, es una tecnología que aún no posee un sustituto posible que desarrolle labor idéntica (transportar la energía eléctrica) al usuario en las mismas condiciones de seguridad y confiabilidad, por tal razón, su tecnología es única y privilegiada (Arias, 2004).

Por otra parte los costos en los que la empresa distribuidora incurre se pueden clasificar en (Gómez, 1999), (CIER, 2014):

- Costos de los activos del distribuidor que se emplean en el servicio, que deben ser reenumerados a una tasa razonable.
- Costos de operación de la red.
- Costos de mantenimiento de la red.
- Costos comerciales, lo que incluye la consulta a los medidores, la facturación y cobranza.
- Costo de las pérdidas técnicas y no técnicas, es decir la diferencia entre la energía inyectada en la red del distribuidor (que el distribuidor debe pagar) procedente de la transmisión, y la suma de energías medidas en los puntos de entrada a los clientes del distribuidor (que el distribuidor está habilitado a facturar).

## **2.4 TEORÍA DE LA REGULACIÓN DE MONOPOLIOS NATURALES**

### **2.4.1 Por qué se regulan los negocios de redes**

En el negocio de redes se plantean problemas por el uso común que hacen de la infraestructura los distintos agentes, siendo los problemas específicos de esta actividad (CIER, 2014):

- La falla de los teoremas fundamentales de la teoría del bienestar que suponen que los mercados asignan eficientemente los recursos. Con la regulación se busca evitar o reducir ineficiencias e inestabilidad de precios causadas por el poder de mercado de los monopolios naturales de redes que hacen prácticas predatorias.
- La apropiación de los excedentes de los consumidores y la reducción de la pérdida de eficiencia económica que ocurre cuando el distribuidor, optimizando su decisión, afecta el bienestar social.
- La redistribución del ingreso es otro de los problemas a mejorar por la regulación, acorde con las políticas públicas de bienestar social, la cual a través de “precios de monopolio social” o precio “social” de servicio público logran mayor cobertura y tarifas más accesibles.

- La intervención estatal en el negocio de distribución de energía eléctrica, mediante la regulación, se justifica por las características especiales que tiene la utilización de las redes por los agentes, la cual responde a los llamados efectos externos de red: “su característica principal es que cuando mayor sea la red, mayor es la utilidad para los consumidores del servicio que se suministra por medio de esa red”. El uso de la red de distribución es un bien complementario al suministro específico del servicio de la energía eléctrica, el cual debe ser eficiente, continuo o sostenible, de calidad y viable socialmente (Arias, 2004).

Dado que la empresa monopolística busca ejercer su poder de mercado a través de una tarifa superior al precio óptimo, la regulación debe garantizar que los efectos externos positivos por la utilización de la red (menores costos marginales debido a la conexión de cada nuevo usuario y las expectativas de una mayor demanda) se traduzcan en tarifas óptimas inferiores a las pretendidas por el monopolio (Arias, 2004).

- Las dificultades en la definición de los derechos de propiedad por el uso de la red de distribución cuando existen transacciones entre los agentes (generadores, transportadores, comercializadores y usuarios), hacen necesario la intervención del regulador para garantizar el libre acceso evitando la discriminación y el abuso de poder de mercado que pueda afectar la eficiencia económica.
- La integración vertical de empresas con actividades complementarias o encadenadas, también propicia la aparición de abuso de poder de mercado y la discriminación en contra de los competidores o usuarios. este factor es determinante para justificar la regulación eléctrica es que el suministro de electricidad requiere la realización de determinadas actividades, asociadas fundamentalmente a las redes de transporte y de distribución, cuyo control confiere un poder absoluto en el mercado eléctrico (Pérez, 1998).
- La intervención regulatoria está relacionada también con la coordinación que debe existir entre los componentes tecnológicos que constituyen todo el sistema eléctrico. Las decisiones del regulador deben garantizar la compatibilidad tecnológica para reducir incertidumbres y riesgos, como garantía para controlar los costos y lograr una mayor eficiencia productiva y asignativa del servicio.

- La solución a los problemas de expectativas e incertidumbre y acceso a la información, justifican la regulación económica de la distribución, estos aspectos están relacionados con el requerimiento y la divulgación de la información que requiere el ente interventor y los demás agentes económicos.

La ausencia o debilidad de mercado en la actividad eléctrica justifica la existencia de una regulación más intensa que venga a ordenar o suplir de alguna manera la inexistencia de libre competencia, por definición la regulación es un sustitutivo del mercado (CIER, 2014).

#### **2.4.2 Aspectos que se regulan de la distribución de energía eléctrica**

Para el sostenimiento a largo plazo de la red de distribución, de tal manera que sea productivo o eficiente el uso de los recursos que son escasos, y además que sea rentable, el regulador pretende incentivar a las empresas a través del establecimiento de métodos y procedimientos regulatorios aceptados universalmente, siendo los aspectos que comúnmente son objeto de regulación los siguientes (Gómez, 2007):

- El precio o tarifa (cargos de uso)
- El ingreso máximo.
- El reconocimiento de costos de administración, operación, y mantenimiento de la red.
- Las condiciones de acceso a la red.
- Las áreas geográficas para la prestación del servicio.
- La expansión y cobertura del servicio.
- La calidad del servicio.
- La estructura y participación en el mercado para controlar el poder dominante: la integración o desintegración vertical u horizontal.
- La eficiencia productiva: control de pérdidas de energía, valoración de activos, tasas de rentabilidad, especificaciones técnicas de la infraestructura, etc.
- El uso de los sistemas de distribución por parte de los distintos agentes.
- La operación de la red, etc.

### **2.4.3 Cómo se regulan los monopolios naturales de distribución de energía eléctrica**

Los monopolios naturales de redes de distribución de energía eléctrica, son regulados a través de la adopción de métodos y esquemas que incentivan el negocio. Los reguladores fijan parámetros de precios que garanticen una rentabilidad “justa” para un período tarifario de tiempo predeterminado, dejando que las empresas hagan su gestión buscando la eficiencia y posible apropiación de las rentas que se generen en el proceso regulado (Gómez, 1999).

Estos mecanismos permiten a las empresas gestionar la estructura de los costos del capital (reposición y costos de oportunidad) y de funcionamiento de la red (administrativos, operativos y mantenimiento) y otros gastos financieros e impositivos (Arias, 2004).

Las diferencias en la aplicación de estos procedimientos surgen en las metodologías de traspaso de los costos a los usuarios finales, los métodos de valoración económica de los activos del negocio de redes, las metas que fija el regulador, entre otros temas del negocio de red. Las alternativas o mecanismos de regulación utilizados para la distribución de energía eléctrica son los siguientes (CIER, 2014), (Arias, 2004):

- Tasa de beneficio o de retorno (ROR) o Costo del Servicio.
- Precio máximo (Price Cap).
- Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap).
- Ingreso Medio (Average Revenue Regulation).
- Indexación de las tarifas y productividad: IPC-X.
- Competencia Referencial (Yardstick Competition).
- Precios no lineales y menús tarifarios.

A continuación se menciona las ventajas y desventajas de los mecanismos de regulación (Arias, 2004), (Bonifaz, 2001), (CIER, 2014):

Mecanismos	Ventajas	Desventajas
Tasa de Retorno o Costo del Servicio	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Permite controlar las rentas del monopolista.</li> <li>▪ El regulador obtiene mejor información de los costos.</li> <li>▪ El regulado tiene mayor certeza de rentabilidad en el largo plazo.</li> <li>▪ Los ajustes tarifarios son esporádicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ No incentiva la eficiencia.</li> <li>▪ Incentiva la sobre-inversión y la empresa busca mostrar elevados costos para su retribución (efecto Averch-Johnson).</li> <li>▪ Altos costos administrativos de control y supervisión regulatoria.</li> <li>▪ Se puede presentar captura del regulador por grupos de interés.</li> <li>▪ La organización institucional no se adecua fácilmente a los requerimientos regulatorios.</li> </ul>
Precio Máximo (Price Cap)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El monopolista tiene incentivos para reducir costos, siendo más productivo y eficiente, generando una mayor demanda.</li> <li>▪ Facilidad de implementación cuando utiliza canasta de costos históricos (<i>canasta de precios rezagada</i>).</li> <li>▪ El regulador cuenta con modelos que simulan los cambios en los costos para la empresa y evolución de la demanda.</li> <li>▪ El regulador no requiere estimar demandas futuras ni calcular ponderadores arbitrarios para segmentos de consumo.</li> <li>▪ Anualmente el regulador verifica que se cumpla la restricción sobre los precios y los ingresos.</li> <li>▪ La discriminación de precios incentiva la eficiencia económica.</li> <li>▪ El agente determina la estructura de cargos fijos y variables.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Incentiva al regulado a comportamientos estratégicos alterando estructura de ponderadores, precios según elasticidades por segmentos y distribución de cargos fijos y variables entre períodos.</li> <li>▪ Puede generarse rentas monopolísticas por apropiación de ahorros.</li> <li>▪ El regulador no conoce, con precisión, los parámetros de productividad, eficiencia, de costos y de la demanda del servicio.</li> <li>▪ En el largo plazo se afecta el bienestar del consumidor.</li> <li>▪ Hay generación de rentas de información por conductas de riesgo moral e información asimétrica.</li> <li>▪ Las empresas asumen los riesgos de no tener ajuste automático de precios dentro del período regulado y, además, asumen el riesgo por cambios no proyectados en la demanda.</li> </ul>
Ingreso Regulado Máximo (Revenue Cap)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El regulado se expone a un menor riesgo ya que su ingreso no depende de su demanda.</li> <li>▪ El regulador no requiere estimar demandas futuras ni calcular ponderadores arbitrarios para segmentos de consumo.</li> <li>▪ Anualmente el regulador verifica que se cumpla la restricción sobre los precios y los ingresos.</li> <li>▪ El agente determina la estructura de cargos fijos y variables.</li> <li>▪ Mayor facilidad de control y administración por parte del regulador.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Puede generarse rentas monopolistas por apropiación de ahorros, conductas de riesgo moral e información asimétrica.</li> <li>▪ El regulador no conoce, con precisión, los parámetros de productividad, eficiencia, de costos y de la demanda del servicio.</li> <li>▪ En el largo plazo se afecta el bienestar del consumidor.</li> <li>▪ No induce al agente de establecer tarifas de eficiencia.</li> <li>▪ El monopolista maximiza sus beneficios en dos etapas: en la 1ª determina el óptimo de producción sujeto a ingresos restringidos, y en la 2ª etapa, fija precios individuales para maximizar ingresos totales.</li> </ul>



Ingreso Medio (Average Revenue Regulation)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Los ponderadores son más ajustados a los consumos de los segmentos.</li> <li>▪ La empresa puede establecer tarifas diferenciales.</li> <li>▪ El regulador verifica al finalizar cada año que se cumpla la restricción sobre precios e ingresos.</li> <li>▪ Mayor facilidad de control y administración por parte del regulador.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Por falta de información sobre demandas se presenta desajustes entre topes e ingresos realizados.</li> <li>▪ Se requiere factores de ajustes periódicos.</li> <li>▪ No induce al agente a establecer tarifas de eficiencia.</li> <li>▪ El monopolista maximiza sus beneficios en dos etapas: en la 1ª determina el óptimo de producción sujeto a ingresos restringidos, y en la 2ª etapa, fija precios individuales para maximizar ingresos totales.</li> <li>▪ Los costos administrativos de control y de ajustes permanentes afectan la estabilidad financiera de las empresas.</li> </ul>
Indexación de las tarifas: IPC-X	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Incentiva a la empresa regulada a controlar sus costos y a gestionar producciones eficientes, para así maximizar beneficios.</li> <li>▪ Introducir un factor X al ajuste tarifario traslada al usuario parte de los beneficios por eficiencia a través de la reducción de tarifas cuando aumenta la demanda, ante economías de escala.</li> <li>▪ Este esquema es útil en el corto plazo.</li> <li>▪ Es uno de los mecanismos de regulación de amplio uso en los servicios públicos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ En el mediano plazo, hay apropiación de rentas y manejo de costos para ocultar eficiencia productiva.</li> <li>▪ Se incentiva la inversión en tecnologías intensivas en capital.</li> <li>▪ El cálculo del factor X de productividad no se hace para cada empresa, sino que es general para toda la economía, el cual es complejo y subjetivo.</li> <li>▪ El regulador puede adoptar comportamientos estratégicos, y se requiere mucha información.</li> <li>▪ La empresa regulada no está incentivada a mejorar la calidad.</li> </ul>
Competencia Referencial (Yardstick Competition)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La empresa regulada no oculta ni manipula información de costos.</li> <li>▪ Hay incentivos a la eficiencia productiva y asignativa reduciendo costos.</li> <li>▪ El regulador establece tarifas (passthrough) a cada empresa a través de modelos econométricos que simulan condiciones particulares y del resto de empresa del sector.</li> <li>▪ El diseño de contratos tiene en cuenta costos medio del sector, permitiendo beneficios diferenciales para cada empresa regulada acorde con un área o mercado asignado por el regulador.</li> <li>▪ Con este mecanismo se defiende la separación horizontal entre empresas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Algunos costos son específicos para cada empresa.</li> <li>▪ El modelaje diferencial es difícil y complejo generando controversias en la fijación de tarifas.</li> <li>▪ Hay incertidumbre sobre rentabilidad exigiendo mayores tasas de descuento.</li> <li>▪ Pueden aumentar los costos derivados de menores economías de escala o de alcance.</li> </ul>

Precios no lineales y menús tarifarios

- Los precios no lineales pueden generar mayor excedente del consumidor y bienestar social.
  - Se supone que el monopolista, monoprodutor, mantiene la calidad del servicio, y no hay reventa.
  - Los segmentos de consumidores de bajos ingresos tendrán precios mayores.
  - Los segmentos de consumidores de altos ingresos tendrán precios menores.
  - La determinación de los menús tarifarios requiere información detallada de las funciones de demanda de cada segmento de mercado.
- 

## 2.5 REGULACIÓN DE LA CALIDAD DE SERVICIO

La distribución tiene su importancia clave en la calidad del suministro que recibe el cliente, aproximadamente el 90% de las interrupciones que sufren los consumidores tiene su origen en las redes de distribución. Por ello la regulación económica basada en el cálculo de la remuneración que la empresa debe recibir, debe ir en todo momento de la mano de una regulación de la calidad del servicio asociada a dicha retribución base (Gómez, 2007).

El suministro de energía eléctrica, posee atributos que permiten definir un concepto de calidad, algunos de esos atributos son fácilmente perceptibles por cualquier consumidor, como la frecuencia de los cortes en el servicio, otros son relevantes sólo para algunos consumidores y para detectarlos se requieren medidas eléctricas complejas (CIER, 2014).

En términos generales la mejora de la calidad del servicio, requiere que el distribuidor aumente sus inversiones en la red, sus costos de operación y mantenimiento, y el esfuerzo de su gerencia y en general de todo su personal (Rivier, 1999).

Cuando el mecanismo de remuneración regulado le permite al distribuidor apropiarse como ganancias de las reducciones de costos, como ocurre con los mecanismos de precio máximo o ingreso máximo, el distribuidor tiene un incentivo para reducir la calidad de servicio al mínimo aceptable por los consumidores y el regulador. Aun cuando la remuneración sea al costo del servicio, puede incurrir que los incentivos individuales dentro la empresa sean insuficientes para que su gerencia y su personal se comprometan a mantener o mejorar la calidad (Román, 1999).

Por lo anterior, la calidad de servicio que prestan las empresas distribuidoras de electricidad es uno de los aspectos de su actividad que debe regularse, estableciendo niveles mínimos aceptables de calidad, penalizando a la empresa si no los alcanza o bonificándola si los supera. Por lo general se tiende a que el producido de las penalizaciones se destine a compensar a los clientes perjudicados por la baja calidad del servicio (SIRESE, 2005).

Los requerimientos mínimos de calidad varían según la naturaleza de las redes, por ejemplo si la tarifa sólo remunera el desarrollo de redes radiales o de redes aéreas, o en las zonas rurales donde las distancias a recorrer para detectar y corregir fallas son mayores, los límites de calidad de servicio admisibles deberán ser más tolerantes. Es usual que en las reformas regulatorias, la implantación de las medidas de calidad y de las penalizaciones por faltas de la empresa en el cumplimiento, tenga lugar gradualmente (CIER, 2014).

Otro aspecto económico de la calidad de servicio en la distribución, es que en términos generales puede afirmarse que la misma es lo que en economía se define como un bien público, es decir un bien cuyo disfrute por un consumidor no impide el de otros consumidores. Por razones técnicas el distribuidor no puede proporcionar niveles de calidad distintos y pactados libremente entre las partes a cada consumidor (con la excepción parcial de los consumidores mayores en alta o media tensión), por esta razón la calidad de servicio no puede ser objeto de un mercado (Rivier, 1999).

La regulación de la calidad del servicio en la industria de las redes eléctricas se sustenta porque el consumidor o usuario final no puede elegir libremente al proveedor del servicio (Perdomo, 2013) y las tendencias regulatorias están introduciendo esquemas de regulación que incentivan a la distribuidora a disminuir sus costos para aumentar sus beneficio, es claro que una fuente importante de ahorro de costos está en disminuir inversiones en infraestructuras y reducir los medios dedicados al mantenimiento de las instalaciones, esto tendría consecuencias en un deterioro progresivo de la calidad del suministro ofrecido por la distribuidora (Gómez, 2007).

Es por tanto evidente que junto a cualquier esquema de remuneración basado en limitación de precios o ingresos, debe preverse un mecanismo para que dicha remuneración se encuentre ligada a unos objetivos de calidad que la empresa debe cumplir, normalmente este mecanismo toma la forma de penalizaciones económicas cuando la calidad efectivamente suministrada no alcanza los niveles objetivos fijados por el regulador, o por el contrario, si la compañía proporciona una calidad que supera los niveles objetivos de calidad, entonces puede recibir una bonificación económica si ello ha sido así previsto por el regulador (Gómez, 2007).

## **2.6 REGULACIÓN DEL SECTOR DE DISTRIBUCIÓN EN BOLIVIA**

La actividad de la distribución de energía eléctrica es un segmento regulado por tratarse de un monopolio natural localizado, como fue indicado en los acápite anteriores.

Debido a las características de la actividad de distribución, la empresa es la única proveedora del servicio en un área de concesión determinada y bajo estas condiciones el costo de dos o más empresas construyendo redes eléctricas en el mismo espacio geográfico para el suministro de energía a sus consumidores es mucho más alto que el de una sola empresa proveedora del servicio (Eulate, 2012)

Las empresas de Distribución que operan en el territorio boliviano, pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional (SIN) son:

- **CRE (Cooperativa Rural de Electricidad Ltda.):** Ciudad de Santa Cruz.
- **DELAPAZ (Distribuidora de Electricidad La Paz):** Ciudad de La Paz.
- **ELFEC (Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Cochabamba S.A.):** Ciudad de Cochabamba.
- **ELFEO (Empresa de Luz y Fuerza Eléctrica Oruro S.A.):** Ciudad de Oruro.
- **CESSA (Compañía Eléctrica Sucre S.A.):** Ciudad de Sucre.
- **SEPSA (Servicios Eléctricos Potosí S.A.):** Ciudad de Potosí.
- **SETAR (Servicios Eléctricos de Tarija):** Ciudad de Tarija.

A continuación se menciona los aspectos relevantes de la regulación de la normativa Boliviana (SIRESE, 2005), (Eulate, 2012):

<b>Aspectos</b>	<b>Características</b>
Principios de regulación (tipo/esquema)	Se reconoce monopolio natural, modelo Price cap y Tasa de retorno con estructura prefijada de tarifas. Se otorga concesión de Servicio Público.
Zonificación de objetivos de calidad	Por nivel de tensión: BT, MT y AT.
Esquema de penalidades Sistemas de multas (montos en USD)	Penalidades sobre las bases de la energía no suministrada (ENS) de acuerdo a los indicadores de cada etapa y tipo.
Fijación de tarifas (tipo de estructura tarifa) precios	Tarifas prefijadas en BT. Los precios pueden ser fijados en forma libre para consumidores de tamaño mayor a 1 MW. Precio máximo para consumidores menores a 1 MW. Las tarifas se indexan por mes. Incorporación de la “tarifa dignidad”. Estudio tarifario para un periodo de cuatro años.
Organismos Administrativos	Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad, bajo la tuición del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.
Responsabilidad del Distribuidor	El distribuidor es el responsable de asegurar calidad y confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.
Tipos de Índices de Calidad. Principales Índices individuales. Principales índices globales.	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Índices individuales y de sistema.</li> <li>▪ Frecuencia de interrupciones (F) y Duración de Interrupciones (T), periodo semestral.</li> <li>▪ SAIFI, SAIDI.</li> </ul>

### **CAPÍTULO III**

## **CALIDAD DEL SERVICIO EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

### **3.1 CONCEPTO DE LA CALIDAD DE SERVICIO**

La Calidad del Servicio Eléctrico es el conjunto de características técnicas y comerciales inherentes al suministro eléctrico. No constituye un valor absoluto, predeterminado teóricamente, sino se alcanza más bien como solución de compromiso entre lo “conveniente” y “aceptable” desde el punto de vista técnico y de las inversiones necesarias para alcanzar un nivel satisfactorio para la mayoría de usuarios del servicio eléctrico (Perdomo, 2013).

Existe una serie de aspectos que hay que tener en cuenta para regular la calidad del servicio. Los distintos agentes (los clientes, las compañías eléctricas y el regulador) que intervienen, cada cual con su responsabilidad e intereses particulares (Rivier, 1999).

El costo asociado a la calidad del servicio: por un lado está el costo de inversiones y operación de obtener un determinado nivel de calidad y, por otro lado, está el costo que le supone a los clientes la falta de calidad. También la calidad debe medirse de forma fiable y objetiva mediante índices (Román, 1999).

La regulación que se diseñe debe implantar mecanismos que lleven la calidad desde el nivel existente, hasta el nivel objetivo que se determine, es importante el hecho de que esta regulación de la calidad debe integrarse en el marco remuneratorio existente de las compañías eléctricas: no hay que olvidar que la calidad del servicio es una parte del coste de suministro de electricidad. Por último está la cuestión de cómo se traspasan y se distribuyen los costos de mejora de calidad en la tarifa, en los mecanismos de asignación de costos tradicionales, la tarifa de cada usuario no refleja directamente los costos que supone distribuirle (Román, 1999).

### 3.2 AGENTES DEL SISTEMA

Los distintos agentes del sistema tendrán cada uno sus intereses particulares, a continuación se plantea el punto de vista de cada uno sobre la calidad del servicio (Perdomo, 2013):

- **El Cliente:** El punto de vista del cliente es muy sencillo: quiere que le suministren la energía eléctrica en unas condiciones óptimas y a un precio razonable. No distingue entre faltas debidas a la generación, transporte, internas o externas a la compañía, etc. Sólo le interesa el producto eléctrico que paga, así como tener un interlocutor, el suministrador, al que poder recurrir cuando tenga algún problema: ese interlocutor debe ser el único responsable frente a él del suministro de electricidad. Como en realidad el cliente no puede elegir quién le va a suministrar, también querrá tener una vía de reclamación alternativa para cuando no haya sido posible resolver el problema. Esa vía de reclamación puede ser el Regulador, o el organismo competente.
- **La Empresa Distribuidora:** La actividad de distribución está orientada a la prestación de un servicio y el suministro de un producto a los clientes. Desde su punto de vista empresarial, le interesa que haya el menor número de intervenciones externas posibles en su relación con los clientes. De hecho, hasta ahora las Distribuidoras han ido invirtiendo y mejorando la calidad del servicio sin que hubiese ninguna regulación explícita al respecto, evitando así la necesidad de que el Regulador tuviese que intervenir. Las Distribuidoras intentarán que se reconozcan los costos de mejorar y mantener una determinada calidad (ya sea a través de incentivos específicos, o a través del método global de remuneración de la distribución), y que se delimite las responsabilidades de cada agente: la consecución de una calidad adecuada no depende exclusivamente de las Distribuidoras, sino también de otros agentes que pueden provocar una mala calidad de suministro, entre otros los mismos clientes. Si son las Distribuidoras las responsables últimas de la calidad, deberá dárseles las atribuciones suficientes para controlar las fuentes de mala calidad.

- **El Regulador:** El objetivo del regulador es poner unas reglas que lleven al funcionamiento óptimo del mercado. Se entiende por funcionamiento óptimo el de mínimo costo para la sociedad en su conjunto. Lo ideal sería que una vez establecidas las reglas, no tuviese que intervenir. Su papel debe ser vigilar para que se cumplan las reglas del juego, y servir de árbitro en caso de conflicto. El Regulador en su relación con las compañías eléctricas intentará que le proporcionen toda la información que le sea necesaria para su función de vigilancia, teniendo algún mecanismo de verificación de la información. En cuanto a los clientes, les informará de la calidad del sistema.

### **3.3 CALIDAD PERCIBIDA DEL SUMINISTRO**

El suministro eléctrico tiene como objetivo proporcionar energía a aparatos que prestan al usuario un servicio. La calidad percibida del suministro eléctrico es detectada por el usuario por la falta de los servicios que prestan los aparatos eléctricos, por otro lado, la percepción de una interrupción depende del tipo del cliente (industrial o doméstico) y de la hora de la interrupción (Sumper, 2005).

Entonces, la calidad percibida por el cliente depende de la falta o del no funcionamiento de los servicios esperados de sus aparatos eléctricos, esto no lleva a la conclusión que la calidad de servicio depende de múltiples factores, empezando por la generación de la energía eléctrica hasta la utilización final de la energía eléctrica a nivel doméstico o industrial (Brown, 2009).

En general las dos principales partes implicadas en la calidad del suministro son, por un lado la compañía eléctrica, con el conjunto de la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica, y por el otro lado el cliente o consumidor final (Sumper, 2005).

Desde el punto de vista de la compañía eléctrica, la calidad se divide en tres principales componentes (Gómez, 2007):



- Calidad comercial de la compañía eléctrica: La calidad comercial engloba la calidad del servicio al cliente, en relación con las diversas transacciones entre cliente y compañía. En este punto podemos diferenciar las transacciones que se realizan antes de establecer el suministro, por ejemplo el acceso a la red, las conexiones, la potencia que se desea contratar, la instalación del medidor, etc., y posteriormente están las transacciones que se generan durante el contrato de suministro como son : la facturación, atención al cliente, lectura de los medidores, etc.
- La continuidad del suministro: la continuidad del suministro o calidad de servicio técnico, está cuantificada por el número o frecuencia y la duración de interrupciones del suministro.
- Calidad de la onda eléctrica: La calidad de la onda eléctrica o calidad del producto, se cuantifica por los valores que representan las características técnicas de la alimentación que deben estar en unos límites establecidos. Cabe resaltar que la calidad de onda es el resultado de la interacción entre red eléctrica y carga, por lo tanto depende de ambas.

Desde el punto de vista del cliente se encuentran los actores (Sumper, 2005):

- Fiabilidad de la instalación eléctrica del cliente: Este es un factor bastante importante, pues de ello depende la fiabilidad total del sistema. La responsabilidad de la distribuidora acaba justo en el punto de acoplamiento común. La fiabilidad de la instalación del cliente puede disminuir debido a la configuración de la instalación eléctrica (componentes que fallan, conexiones incorrectas, maniobras del cliente, etc.) o puede aumentar debido a la redundancia de la instalación, o equipos de alimentación alternativa, etc.
- Nivel de la compatibilidad de los aparatos y las máquinas del cliente: Todos los aparatos eléctricos o máquinas eléctricas instaladas, deben estar insensibilizados ante perturbaciones procedentes de la red y/o tener un cierto nivel de compatibilidad ante dichas perturbaciones. Dicho nivel de compatibilidad depende en muchos casos del diseño y de la robustez del circuito eléctrico del

aparato. Por lo tanto, puede haber diferencias importantes en el nivel de compatibilidad entre los diferentes fabricantes para un tipo de aparato.

### **3.4 CONTINUIDAD DEL SUMINISTRO**

La continuidad de suministro es el aspecto que más claramente está ligado con la política de inversiones y de mantenimiento que lleve la empresa distribuidora. Emplear materiales de mala calidad y bajo coste redundará en una mayor tasa de falla de los equipos, disponer de pocas brigadas de mantenimiento o bajos niveles de automatización en la red supondrá que una vez que se produce la falla se tardará un tiempo mayor en repararlo y por tanto en reponer de nuevo el suministro (Gómez, 1999).

Por otro lado, los consumidores perciben unos costos ocasionados por la falta del suministro eléctrico a sus instalaciones, y es claro que una empresa verá detenido su proceso de fabricación si le falta el suministro, esto supone unos costos directos dependiendo de la duración del evento. Estos costos directos y otros indirectos suelen valorarse mediante lo que se llama el costo de la energía no suministrada que sufre el consumidor (Gómez, 1999).

La continuidad del suministro hace referencia a la existencia o no de tensión en el punto de conexión, cuando falla la continuidad del servicio, es decir cuando la tensión de suministro desaparece en el punto de conexión, se dice que existe una interrupción del suministro, el cual es caracterizado por su duración (Rivier, 1999).

En continuidad, únicamente se tienen en cuenta las interrupciones largas (más de tres minutos), las interrupciones breves o menores a tres minutos, se consideran un problema de onda, ya que son debidas a la operación de los sistemas de protección de las redes: reenganches rápidos debidos a faltas transitorias o fugitivas, operación de aislamiento de tramos con falla, etc. 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. Por ello la continuidad del suministro viene determinada por el número y la duración de las

interrupciones, las interrupciones pueden ser previstas para permitir la ejecución de trabajos programados en la red, en cuyo caso los consumidores deberán ser informados de antemano por la empresa distribuidora, previa autorización de la administración competente (Gutiérrez, 2003).

### 3.4.1 Interrupciones largas

Como se mostró en la Figura No. 4, el sistema de energía eléctrica está dividido en generación, transporte y distribución, los cuales tienen su influencia en la continuidad del suministro (Rivier, 1999):

- **Generación:** Las interrupciones pueden ser debidas a una falla en 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. Estas situaciones son muy poco probables en países desarrollados, donde el parque generador suele estar sobredimensionado. Las nuevas regulaciones, y la tendencia de liberalización de la generación abre ciertas incógnitas sobre cómo va a evolucionar el parque de generación.
- **Transporte:** el transporte también puede provocar interrupciones largas, por ello se ha invertido mucho en el estudio de la fiabilidad de las redes de transporte y su protección frente a fallas, puesto 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 la falla de un elemento de la red (o de dos) sin problemas.
- **Distribución:** La distribución es donde se genera la mayoría de las interrupciones del suministro, siendo asignado entre un 80% y un 95% de las interrupciones a la distribución, repartiéndose el restante 5 a 20% entre la generación y el transporte.

Históricamente, se ha estudiado y se ha invertido mucho menos en fiabilidad de la distribución que en fiabilidad de transporte. A ello han contribuido varias razones: primero, debido a la estructura de las redes de distribución, las fallas tienen un efecto muy local, lo que les resta importancia, segundo, y debido a lo mismo, las inversiones para la mejora de la continuidad en distribución, aunque individualmente son pequeñas, afectan a muy pocos clientes. Para conseguir mejorar la continuidad a muchos clientes, son necesarias muchas pequeñas inversiones que se convierten en una inversión muy importante.

Es de interés en este trabajo, la continuidad de suministro en las redes de distribución, el cual es uno de los aspectos básicos de la calidad del servicio, y es al que históricamente se ha prestado más atención.

Las interrupciones provocadas por las fallas en el sistema de distribución tienen a su vez multitud de orígenes o causas distintas, y una clasificación de las mismas permite entender mejor las soluciones de mejora de la continuidad, así como posibles implicaciones a la hora de medir la calidad del servicio con fines regulativos o incluso meramente informativos, es importante también a la hora de exigir responsabilidades sobre la falta de continuidad (Román, 1999).

Una posible clasificación de las interrupciones largas en distribución por su origen es la siguiente (Rivier, 1999):

- **Interrupciones programadas:** estas interrupciones se distinguen de todas las demás, puesto que están previstas y por tanto los clientes afectados están avisados. De hecho, para ser consideradas previstas, deben ser avisadas con un tiempo mínimo de antelación a los clientes afectados, para que estos puedan tomar las medidas oportunas para minimizar el impacto de las mismas. Suelen producirse por motivo de mantenimiento de las líneas, nuevas instalaciones etc.
- **Interrupciones imprevistas:** son todas las demás interrupciones, son mucho más dañinas, puesto que los clientes no han podido tomar medidas específicas contra ellas. Para las interrupciones imprevistas, pueden enumerarse las siguientes

causas: fuerza mayor, agentes externos, climatología, fallo de componentes, operaciones de la distribuidora, causas desconocidas, etc.

La asignación de las interrupciones a alguno de estos orígenes no siempre resulta sencilla, la primera razón es que muchas veces se desconoce la causa por la que ha existido una interrupción, la segunda es que no todo el mundo está de acuerdo con qué es un origen externo a la distribuidora, qué es fuerza mayor, etc., debido a las posibles implicaciones de responsabilidad que pudiese conllevar, en cualquier caso una posible clasificación de los orígenes es el siguiente (Savkovic, 2009):

- **Origen desconocido:** aquí se incluyen todas las interrupciones cuya causa se desconoce. Suelen ser causas transitorias que no dejan rastro, pero que no han podido despejar las protecciones de las líneas ni los reenganches.
- **Climatología:** en esta se incluye todas las interrupciones que tienen su origen en fenómenos climatológicos como rayos, viento, nieve, etc., que provoquen fallos o averías en componentes. También puede incluirse aquí la contaminación, la humedad, la corrosión salina, etc.
- **Origen externo:** en esta se incluyen todas las interrupciones causadas por agentes externos al sistema eléctrico: animales (pájaros, roedores, etc.), árboles, ramas, excavadoras, vehículos, personas. Todos ellos pueden provocar cortocircuitos, romper una línea, una torre, un cable, etc. De alguna forma, también puede considerarse en algunos casos como causa externa las interrupciones provocadas por el mal funcionamiento de las instalaciones de un cliente de la red.
- **Origen interno:** en esta se incluyen todas las interrupciones causadas por agentes o elementos pertenecientes al sistema eléctrico: falsa maniobra, fallo de algún componente de la red, fallos de los sistemas de protección, fallo humano en la operación del sistema, sobrecarga del sistema, etc.
- **Fuerza mayor:** este punto es redundante con los anteriores, pero intenta recoger los casos extremos de climatología y causas externas: huracanes, terremotos, actos de terrorismo, etc. La frontera entre esta causa y las de climatología y causas externas varía según quién hace la clasificación. Incluso a veces se considera

fuerza mayor a toda causa que deja sin suministro a una parte importante de los clientes servidos en una zona amplia.

A pesar de detectar el origen directo de una interrupción como puede ser un elemento de la red averiado, no se conoce la causa de su avería: agente externo que lo ha estropeado, envejecimiento prematuro, mala operación, o sencillamente fin de vida del elemento, todo ello complica la asignación de una interrupción a una casilla de la clasificación. También el caso de fuerza mayor es difícil de interpretar.

En el cuadro No. 2, se muestra una clasificación de las interrupciones en la red de distribución basada en los conceptos de interrupción programada o imprevista:

**Cuadro No. 2**

**Clasificación de las interrupciones en la red de distribución según su origen**

Interrupciones previstas	Son las interrupciones programadas por la distribuidora, y avisadas con un mínimo de antelación a los clientes afectados.		
Interrupciones imprevistas	Son todas las demás interrupciones: no estaban previstas ni avisadas	Generación	Cuando no hay suficiente generación para cubrir la demanda.
		Transporte	Fallo en la red de transporte que provoque interrupciones en la red de media o baja tensión.
		Origen desconocido	Cuando no se detecta ningún fallo: suelen considerarse interrupciones transitorias.
		Climatología	Rayos, viento, etc.
		Origen interno	Fallo de elementos, falsa maniobra etc.
		Origen externo	Excavadora, pájaro, personas, etc.
		Fuerza mayor	Terrorismo, terremoto, etc.

**Fuente:** Rivier, 1999

### 3.4.2 Índices de Continuidad

Los índices de continuidad intentan medir la fiabilidad del suministro, es decir, el número de veces que se ve interrumpido el suministro, y durante cuánto tiempo, cualquier índice de continuidad recoge esos dos datos, pero los puede interpretar de muchas formas muy distintas, llegando a resultados de lo más dispares según a qué 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 el número de clientes interrumpidos, etc. En la regulación de la continuidad de suministro, se presentan los índices individuales y los índices de sistema, pero no sólo tiene importancia el índice utilizado, sino la forma de calcularlo, aunque las definiciones de los distintos índices de continuidad tienen una aceptación importante en el ámbito internacional, la forma de calcularlos puede diferir sustancialmente (Román, 1999).

#### 3.4.2.1 Índices Individuales

Cada cliente tiene sus propios índices individuales que miden la calidad que ha recibido, este nivel de calidad únicamente refleja la calidad de su suministro particular, independientemente de la calidad que hayan podido tener los demás clientes de su entorno. Los índices de calidad de cada cliente recogen el número de veces que es interrumpido, y el tiempo que está sin suministro, las variables de continuidad individuales básicas son (Rivier, 1999):

- Número de interrupciones.
- Duración de cada interrupción.

A partir de las variables básicas anteriores se elabora los índices individuales de continuidad propiamente, siendo los más habituales (Arriaga, 1994):

- **Tasa de falla ( $\lambda$ ):** representa la cantidad de veces que un consumidor o cliente se ve privado del suministro de electricidad, por unidad de tiempo. Número de

interrupciones (int./periodo). El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio entre fallas (MTTF).

- **Tiempo de reparación (r):** es el tiempo promedio que dura una falla de suministro, expresado en horas (h/int.). El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación MTTR (Mean Time To Repair).
- **Energía No Suministrada (ENS):** representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde de vender (kWh/periodo). Este índice tiene gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad de servicio.
- **Tiempo anual de desconexión esperado o Indisponibilidad (U):** es la indisponibilidad total de servicio durante un periodo, medido en horas (h/periodo). Se obtiene como la multiplicación de la tasa de falla por su duración promedio ( $U=\lambda*r$ ).
- **Carga Promedio Desconectada (L):** cuantifica la cantidad de kVA nominales desconectados en cada una de las interrupciones.

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 el que se mide, este efecto estacional afecta mucho más a las líneas aéreas, expuestas 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 número de interrupciones. En algunos casos el periodo se reduce a seis meses por cuestiones de regulación (SIRESE, 2005).

Hasta ahora, y debido a limitaciones técnicas, el medir la calidad mediante índices individuales de clientes y llevar estadísticas al respecto resultaba impensable. Por tanto, los índices de sistema han sido los más utilizados. Sin embargo, la ventaja de medir índices individuales de cliente se encuentra en que se mide la calidad que obtiene cada cliente. Esta calidad no se difumina en el sistema, sino que es exactamente la que se recibe cada uno por separado. El inconveniente es que se necesita una infraestructura y unos



medios mucho mayores para medirlos y controlarlos que para los índices de sistema (Morales, 2011).

Los resultados obtenidos con los índices individuales reflejan únicamente la calidad de suministro particular de un cliente, independiente de la calidad percibida por los demás clientes de su entorno. Los índices individuales de clientes representan un avance significativo en la regulación de la calidad, ya que enfocan el problema desde el punto de vista del consumidor de la electricidad. Esto concuerda con definir la electricidad como un producto que ha de tener las mismas garantías para el comprador que cualquier otro producto de mercado (Rivier, 1999)

### **3.4.2.2 Índices de Sistema**

Los índices de sistema reflejan el comportamiento medio o en percentiles de la continuidad del suministro en el sistema, siendo éste una región, una zona, etc., que engloba un cierto número de clientes, estos índices suelen ser una media ponderada de los índices individuales de los clientes afectados. Generalmente, al 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 ve directamente cada cliente, sino es una medida del estado medio de calidad de la zona considerada, por tanto, puede haber clientes en una zona con una buena calidad del sistema que tengan una calidad muy mala (Sumper, 2005).

Estos índices de sistema han sido y siguen siendo los más utilizados para medir la continuidad del suministro, y para el cálculo de los índices de sistema son necesarios los registros de incidencias 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 (Morales, 2011):

- Índices basados en clientes.
- Índices basados en potencia.

- Índices basados en energía.

### *Índices basados en clientes*

- **SAIFI (System Average Interruption Frequency Index):** Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (Int./año). Indica con qué frecuencia el cliente promedio experimenta una interrupción sostenida durante un periodo de tiempo predefinido.

$$SAIFI = \frac{\text{Número total de clientes interrumpidos}}{\text{Número total de clientes servidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_T} \quad (1)$$

Donde:

$\lambda_i$ : es la tasa de falla en el punto de carga  $i$

$N_i$ : es el número de clientes interrumpidos en el punto de carga  $i$

$N_T$ : es el número total de clientes del sistema.

- **SAIDI (System Average Interruption Duration Index):** Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema. Indica la duración total de interrupción del cliente promedio durante un periodo predefinido de tiempo. Se mide en minutos u horas de interrupción.

$$SAIDI = \frac{\text{Duración de la interrupción del cliente}}{\text{Número total de clientes}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{N_T} \quad (2)$$

Donde:

$U_i$ : es el tiempo de interrupción anual del punto de carga  $i$ .

$N_i$ : es el número de clientes interrumpidos en el punto de carga  $i$   
 $N_T$ : es el número total de clientes del sistema.

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

- **ASAI (Average Service Availability Index)**: es una medida de la fiabilidad global del sistema. Representa el porcentaje de tiempo durante el cual el cliente promedio recibe suministro. Índice de disponibilidad del servicio.

$$ASAI = \frac{\text{Horas de servicio disponible}}{\text{Horas demandadas de servicio por el cliente}}$$

$$ASAI = \frac{\sum N_i \times 8760 - \sum U_i N_i}{N_T \times 8760} \quad (3)$$

Donde:

$U_i$ : es el tiempo de interrupción anual del punto de carga  $i$ .

$N_i$ : es el número de clientes en el punto de carga  $i$ .

$N_T$ : es el número total de clientes del sistema.

- **CAIFI (Customer Average Interruption Frequency Index)**: Índice de Frecuencia Promedio de Interrupción al Cliente (Int./año). Indica la frecuencia promedio por interrupciones de aquellos clientes que han experimentado interrupciones sostenidas.

$$CAIFI = \frac{\text{Número Total de Interrupciones a Clientes}}{\text{Número Total de Clientes Interrumpidos}}$$

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i N_i}{N_a} \quad (4)$$

Donde:

$\lambda_i$ : es la tasa de falla en el punto de carga  $i$ .

$N_i$ : es el número de clientes interrumpidos en el punto de carga  $i$

$N_a$ : es el número total de clientes que han experimentado una interrupción sostenida.

- **CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index):** Índice de Duración Promedio de Interrupción del Cliente (h/año).

$$CAIDI = \frac{\text{Duración de la interrupción del cliente}}{\text{Número total de clientes interrumpidos}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (5)$$

### *Índices basados en Potencia*

- **TIEPI (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Instalada):** Representa el tiempo equivalente en horas de haber interrumpido a toda la potencia instalada.

$$TIEPI = \frac{\text{Potencia instalada interrumpida por las horas interrumpidas}}{\text{Potencia total instalada}}$$

$$TIEPI = \frac{\sum PI_i H_i}{\sum PI} \quad (6)$$

Donde:

$PI_i$ : Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción  $i$  de duración  $H_i$  (en kVA).

PI: Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

H<sub>i</sub>: Tiempo de interrupción del suministro que afecta a la potencia P<sub>I</sub><sub>i</sub> (en horas).

▪ **NIEPI (Número de Interrupciones Equivalente de la Potencia Instalada):**

Representa el número de interrupciones de toda la potencia instalada equivalente.

Es un índice que ha cobrado importancia en estos últimos años.

$$NIEPI = \frac{\text{Potencia instalada interrumpida (kVA)}}{\text{Potencia total instalada}}$$

$$NIEPI = \frac{\sum PI_i}{\sum PI} \quad (7)$$

Donde:

PI<sub>i</sub>: Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT, afectada por la interrupción *i* de duración H<sub>i</sub> (en kVA).

PI: Potencia instalada de los centros de transformación MT/BT del distribuidor más la potencia contratada en MT (en kVA).

▪ **TIEPED (Tiempo de Interrupción Equivalente de la Potencia Demandada):**

Es el tiempo en minutos que no se ha podido alimentar la potencia demandada en la zona.

$$TIEPED = \frac{\text{Potencia demandada interrumpida por los minutos interrumpidos}}{\text{Potencia total demandada}} \quad (8)$$

### *Índices basados en Energía*

Estos índices, al basarse en un parámetro no mensurable, implican una estimación del mismo. Por ello, según el método de estimación utilizado puede variar mucho, en estos casos es importante definir ese método si se quiere utilizar con fines regulativos.

- **ENS (Energy Not Supplied):** Energía no suministrada (kWh). Representa la cantidad de energía que la empresa de distribución pierde de vender. Este índice tiene gran relevancia para estas empresas, dado que puede utilizarse como parámetro de decisión al evaluar alternativas de mejoramiento de la calidad del servicio (Morales, 2011).

$$ENS = \sum ENS_i \quad (9)$$

$$ENS_i = kVA_i \times \Delta t_i \quad (10)$$

Donde:

$\Delta t_i$ : corresponde al tiempo total de interrupción.

kVA<sub>i</sub>: potencia interrumpida en el punto de carga *i*

- **ASCI (Average System Curtailment Index):** corte promedio del sistema. Se mide en (kWh/clientes).

$$ASCI = \frac{\text{Suma de energías no suministradas en todas las interrupciones}}{\text{No. Total de clientes}} \quad (11)$$

- **ACCI (Average Customer Curtailment Index):** corte promedio al cliente. Se mide en (kWh/clientes afectados).

$$ACCI = \frac{\text{Suma de energías no suministradas en todas las interrupciones}}{\text{No. Total de clientes afectados}} \quad (12)$$

En la literatura se definen más índices, pero los anteriores son suficientemente representativos de las alternativas existentes. Dependiendo en qué aspecto se desee poner

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, sino del promedio de nivel de continuidad que experimentarán los clientes del sistema. Por otro lado los índices de potencia serán de utilidad para clientes con potencias significativas. 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 típicas (al menos para los clientes domésticos). 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 dos aspectos básicos (Sumper, 2005).

Los índices de sistema más utilizados son el SAIDI, SAIFI y ENS, su principal ventaja recae en la capacidad para representar la calidad del servicio ofrecido por un sistema de forma compacta y fácilmente asimilable (Morales, 2011).

Los reguladores son los que establecen los límites admisibles máximos de los índices, cuyo incumplimiento por parte de las empresas genera habitualmente multas (CIER, 2014). En el cuadro No. 3, se presenta un comparativo de valores máximos admisibles de tiempo anual de interrupción y cantidad anual de interrupciones en varios países en el momento de la elaboración del estudio por Ranieri y Rudnick (1997).

**Cuadro No. 3**  
**Índices de continuidad del suministro en distintos países**

País	Alta tensión		Media tensión		Baja tensión	
	Duración (horas al año)	Cantidad (veces al año)	Duración (horas al año)	Cantidad (veces al año)	Duración (horas al año)	Cantidad (veces al año)
Argentina	12	6	24	8	120	12
Bolivia (normal)	12	6	28	14	16	20
Chile			8	20	8	20
España	6		6		6	
Francia (1996)		2				8
Perú	4	4	8	4	24	6

**Fuente:** Raineri, 1997

### **3.4.3 Remuneración de la Distribución como función de la Continuidad del Suministro**

La actividad de distribución, se considera un monopolio natural y por tanto se controla fuertemente mediante esquemas de limitación de precios o de ingresos, tal y como se descrito en el capítulo 2. La continuidad de suministro está íntimamente ligada a las inversiones y a las prácticas de operación y mantenimiento que realiza la Distribuidora. Es la que más se puede ver afectada por el cambio hacia una remuneración de las Distribuidoras basada en el servicio ofrecido que incentive una reducción de los costos, es por tanto imprescindible que la regulación de la continuidad de suministro se encuentre directamente ligada a la regulación y retribución de la Distribuidora por inversiones y costos de explotación (Rivier, 1999).

Los principales aspectos que debe cumplir una regulación sobre la calidad son: (1) controlar que el nivel de calidad del suministro ofrecido sea acorde con la remuneración percibida por la Distribuidora, (2) conseguir que este nivel de continuidad del suministro ofrecido sea el óptimo social, (3) conseguir repartir los beneficios de la calidad entre los agentes implicados, a saber, distribuidores y consumidores y (4) garantizar unos niveles mínimos de continuidad a todos los clientes (Perán, 2001).

Para conseguir los tres primeros objetivos, se fija un mecanismo lineal de incentivos/penalizaciones que modula la remuneración de la distribuidora (Rivier, 1999), este mecanismo puede ser formulado como (Gómez, 2007):

- Se asocia a la remuneración base que recibe la distribuidora un nivel de calidad base acorde con dicha remuneración. Esto consiste en fijar para cada uno de los tipos de zona de la distribuidora (rurales, urbanas) por ejemplo un SAIDI y SAIFI base.
- Cuando la calidad realmente suministrada en una zona sea mejor que la calidad fijada como base, la empresa recibirá una bonificación, mientras que si es peor entonces tendrá una penalización económica.



- Una vez alcanzado este nivel de calidad óptimo, se propone que los incentivos se saturen, no aumentando aunque se mejore el nivel de continuidad de suministro ofrecido.

Para alcanzar el cuarto objetivo de regulación, es garantizar a todos los consumidores unos niveles mínimos de calidad individual, para ello se utilizan índices de continuidad individuales, esto es, el número y duración de las interrupciones que sufre cada cliente de forma individual, y un mecanismo de penalización. Este mecanismo consiste en que cuando el cliente recibe peor calidad que la fijada por el regulador como calidad mínima entonces el cliente es compensado económicamente por la distribuidora (Perán, 2001).

Esta compensación debe ser suficiente para que el cliente pueda inmunizarse frente a los daños que le ocasiona la falta de calidad y debe ser disuasoria para la empresa con la finalidad de que subsane las causas del problema, normalmente esta compensación se establece como un valor del coste de la energía que el cliente ha dejado de recibir debido a la interrupción de acuerdo con sus pautas de consumo, y esta energía se multiplica por el precio asignado al efecto (Gómez, 2007).

En la Figura No. 5, se resume los mecanismos de incentivos/penalizaciones, esta gráfica conceptual, junta en un mismo eje la calidad medida mediante índices de sistema y la medida mediante índices individuales. Se puede ver que los incentivos/penalizaciones son lineales con la mejora o disminución de la calidad del suministro, entre el nivel de calidad mínimo garantizado y el nivel óptimo desde un punto de vista socioeconómico existe una zona lineal que adecua la remuneración de las Distribuidoras al nivel de calidad obtenido. Por encima del nivel óptimo, los incentivos se saturan y no aumenta la remuneración puesto que no sería eficiente socioeconómicamente. Por debajo del nivel mínimo garantizado, no sólo disminuye la remuneración para adecuarla al nivel de calidad ofrecido, sino que la penalización aumenta de forma importante como efecto disuasivo a la Distribuidora (Perán, 2001).



El control de ambos tipos de índices, de zona e individuales, está indicado para evitar bolsas o zonas de mala calidad y asegurar un producto con unas características mínimas para todos los consumidores (Rivier, 1999).

### **3.5 CONTINUIDAD DE SUMINISTRO EN BOLIVIA**

En nuestro país al igual que muchos otros, se ha tomado o adaptado algunos de los índices empleados en otros países, los cuales se utilizan de acuerdo a las necesidades de la empresa distribuidora. El control de las actividades de Distribución, tiene por objeto garantizar que los operadores ofrezcan un servicio continuo y cumplan con las características técnicas que los consumidores requieren, las que se encuentran establecidas en su contrato de suministro de electricidad o que establece el mercado (AE, 2013)

En aplicación del “Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad (RCDE)” aprobado mediante Decreto Supremo No. 26607 de 20 de abril de 2002, la continuidad de suministro de electricidad se mide evaluando los parámetros: frecuencia media de interrupciones y tiempo total de interrupciones, siendo la evaluación del control de calidad semestralmente. Cuando la Distribuidora incumple los niveles de calidad establecidos, se aplica reducciones en la remuneración (ingresos) de la Distribuidora, dicho monto debe ser restituido (devuelto) por la distribuidora al consumidor afectado. La segunda forma de devolución se realiza cuando el monto acumulado por reducciones excede el 5% de la facturación mensual de la distribuidora. A continuación se mencionan los indicadores utilizados los cuales son extraídos del RCDE (SIRESE, 2005).

#### **3.5.1 Indicadores Globales (BT)**

- **Frecuencia Media de Interrupción (Fs):** es el número de interrupciones que en promedio, cada consumidor del sistema en análisis sufrió en el semestre de control.

$$F_s = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i)}{C_s} \quad (13)$$

Donde:

$C_a(i)$ : Número de consumidores con suministro en baja tensión afectados por la interrupción (i).

$C_s$ : Promedio aritmético del número de consumidores con suministro en BT al final de cada mes del período en evaluación del sistema de nivel de calidad en análisis.

(i): Interrupciones que varían de 1 a n.

- **Tiempo Total de Interrupción (Ts):** es el periodo de tiempo que en promedio, cada consumidor del sistema en análisis queda privado del suministro de energía eléctrica en el período semestral de evaluación.

$$T_s = \frac{\sum_{i=1}^n C_a(i) \times t(i)}{C_s} \quad (14)$$

Donde:

$C_a(i)$ : Número de consumidores con suministro en baja tensión afectados por la interrupción (i).

$C_s$ : Promedio aritmético del número de consumidores con suministro en BT al final de cada mes del período en evaluación del sistema de nivel de calidad en análisis.

(i): Interrupciones que varían de 1 a n.

$t(i)$ : Tiempo de duración de la interrupción (i), en horas.

- **Energía No Suministrada (ENS):** La energía no suministrada al conjunto de consumidores afectados, se calcula mediante las siguientes ecuaciones, cuando se exceda el tiempo total interrumpido por nivel de calidad, o la frecuencia de interrupción por nivel de calidad.

1) Si  $F_s > F_c$  y  $T_s < T_c$  entonces:  

$$ENSU_c = (F_s - F_c) * T_s / F_s * ETF_c / (4380 - T_s) \quad (\text{kWh}) \quad (15)$$

2) Si  $F_s < F_c$  y  $T_s > T_c$  entonces:  

$$ENSU_c = (T_s - T_c) * ETF_c / (4380 - T_s) \quad (\text{kWh}) \quad (16)$$

3) Si  $F_s > F_c$  y  $T_s > T_c$  entonces:  
 Si  $T_s / F_s \leq T_c / F_c$  entonces  

$$ENSU_c = (F_s - F_c) * T_s / F_s * ETF_c / (4380 - T_s) \quad (\text{kWh}) \quad (17)$$

Si  $T_s / F_s > T_c / F_c$  entonces  

$$ENSU_c = (T_s - T_c) * ETF_c / (4380 - T_s) \quad (\text{kWh}) \quad (18)$$

Donde:

ENSU<sub>c</sub>: energía no suministrada al conjunto de consumidores en el semestre de control en kWh.

ETF<sub>c</sub>: energía total facturada al conjunto de consumidores, en el semestre de control en kWh.

F<sub>s</sub>: indicador de frecuencia media de interrupción por nivel de calidad para el semestre de control.

T<sub>s</sub>: indicador de tiempo total de interrupción por nivel de calidad, en horas, para el semestre de control.

F<sub>c</sub>: indicador admisible de frecuencia media de interrupción por nivel de calidad.

T<sub>c</sub>: indicador admisible de tiempo total de interrupción, en horas por nivel de calidad.

### 3.5.2 Indicadores Individuales (AT y MT)

- **Frecuencia Individual de Interrupción (F)**: es la cantidad de interrupciones que sufrió el consumidor en el semestre de control.

$$F = n \quad (19)$$

Donde:

n: cantidad de interrupciones.

- **Tiempo Total Individual de las Interrupciones (T):** representa el tiempo total de interrupciones que sufrió el consumidor, acumulados en el periodo de un semestre.

$$T = \sum_{i=1}^n t(i) \quad (20)$$

Donde:

- (i): Interrupciones que varían de 1 a n.
- t(i): Tiempo de duración de la interrupción (i), en horas.

- **Energía No Suministrada (ENS):** La energía no suministrada a los consumidores, se calculará mediante las siguientes ecuaciones, cuando se exceda el tiempo total individual interrumpido, o la frecuencia total interrumpida.

1) Si  $F > F_c$  y  $T < T_c$  entonces:

$$ENSU_c = (F - F_c) * T / F * ET_{F_c} / (4380 - T_s) \quad (\text{kWh}) \quad (21)$$

2) Si  $F < F_c$  y  $T > T_c$  entonces:

$$ENSU_c = (T - T_c) * ET_{F_c} / (4380 - T) \quad (\text{kWh}) \quad (22)$$

3) Si  $F > F_c$  y  $T > T_c$  entonces:

Si  $T/F \leq T_c/F_c$  entonces:

$$ENSU_c = (F - F_c) * T / F * ET_{F_c} / (4380 - T_s) \quad (\text{kWh}) \quad (23)$$

Si  $T/F > T_c/F_c$  entonces:

$$ENSU_c = (T - T_c) * ET_{F_c} / (4380 - T) \quad (\text{kWh}) \quad (24)$$

Donde:

ENSU<sub>c</sub>: energía no suministrada al consumidor en el semestre de control en kWh.

ET<sub>F<sub>c</sub></sub>: energía total facturada al consumidor, en el semestre de control en kWh.

F: indicador de frecuencia individual de interrupción para el semestre de control.

- T: indicador de tiempo total individual de interrupción, en horas, para el semestre de control.
- Fc: indicador admisible de frecuencia media de interrupción al consumidor.
- Tc: indicador admisible de tiempo total de interrupción, en horas al consumidor.

### 3.5.3 Reducciones

La reducción en la remuneración del Distribuidor será igual al monto que surja de multiplicar la cantidad de energía no suministrada (ENS) por el valor asignado al costo de la energía.

- **Consumidores con Suministro en Alta y Media tensión:** la reducción en la remuneración del distribuidor se calculará por medio de la siguiente expresión:

$$\text{REDUCCIÓN} = \text{ENSUC} * \text{Cens} \quad (25)$$

Donde:

Cens: costo de la energía no suministrada

El costo de la energía no suministrada será de siete (7) veces el Precio Básico de Energía vigente del sistema interconectado nacional. El consumidor recibirá de parte del Distribuidor, un crédito resultante del valor de la reducción, en una única facturación dentro del semestre inmediatamente posterior al semestre de control.

- **Consumidores con Suministro en Baja tensión:** la reducción en la remuneración del distribuidor se calculará por medio de la siguiente expresión:

$$\text{REDUCCIÓN} = \text{ENSUC} * \text{Cens} \quad (26)$$

Donde:

Cens: costo de la energía no suministrada

El costo de la energía no suministrada será de siete (7) veces el Precio Básico de Energía vigente del sistema interconectado nacional. El consumidor recibirá de parte del Distribuidor, un crédito resultante del valor de la reducción, en una única facturación dentro del semestre inmediatamente posterior al semestre de control.

### 3.5.4 Niveles de Calidad

El reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo No. 26607/2002, asigna niveles de calidad para el Servicio Público de Distribución de las Empresas Distribuidoras, ubicadas en una ciudad o localidad dentro de su respectiva área de concesión (SIRESE, 2005):

- **Calidad 1:** ciudad o localidad con un número de consumidores mayor o igual a 10.000 suministros de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- **Calidad 2:** ciudad o localidad con un número de consumidores menor a 10.000 suministros de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional.

### 3.5.5 Niveles permitidos de Continuidad de Suministro

Los niveles de calidad aplicables para el control de la continuidad de suministro son descritos en cuadro No. 4.

**Cuadro No. 4**

#### Niveles permitidos de Índices de continuidad del suministro

Nivel de Calidad	No. Consumidores	Frecuencia F	Tiempo T
		(Número)	(Horas)
Valores límites admitidos en Media Tensión			
Calidad 1	$\geq 10.000$	7	12
Calidad 2	$< 10.000$	12	25
Valores límites admitidos en Baja Tensión			
Calidad 1	$\geq 10.000$	7	6
Calidad 2	$< 10.000$	14	12

**Fuente:** SIRESE, 2005



### 3.5.6 Continuidad de Suministro en empresas del SIN

El Mercado Eléctrico Mayorista Boliviano, está conformado por empresas de generación, transmisión, distribución y consumidores no regulados, los cuales realizan transacciones de compraventa y transporte de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), a través del movimiento de electricidad, garantizando los derechos y obligaciones que les faculta la Ley de Electricidad, sus reglamentos y demás disposiciones vigentes (AE, 2013).

Las empresas Distribuidoras pertenecientes al Sistema Interconectado Nacional son las citadas en el acápite 2.6.

En cuadro No. 5, se compara los valores medios de frecuencia y tiempo de interrupción de empresas Distribuidoras nacionales del nivel de calidad 1 en baja tensión, donde se encuentran consumidores residenciales y comerciales.

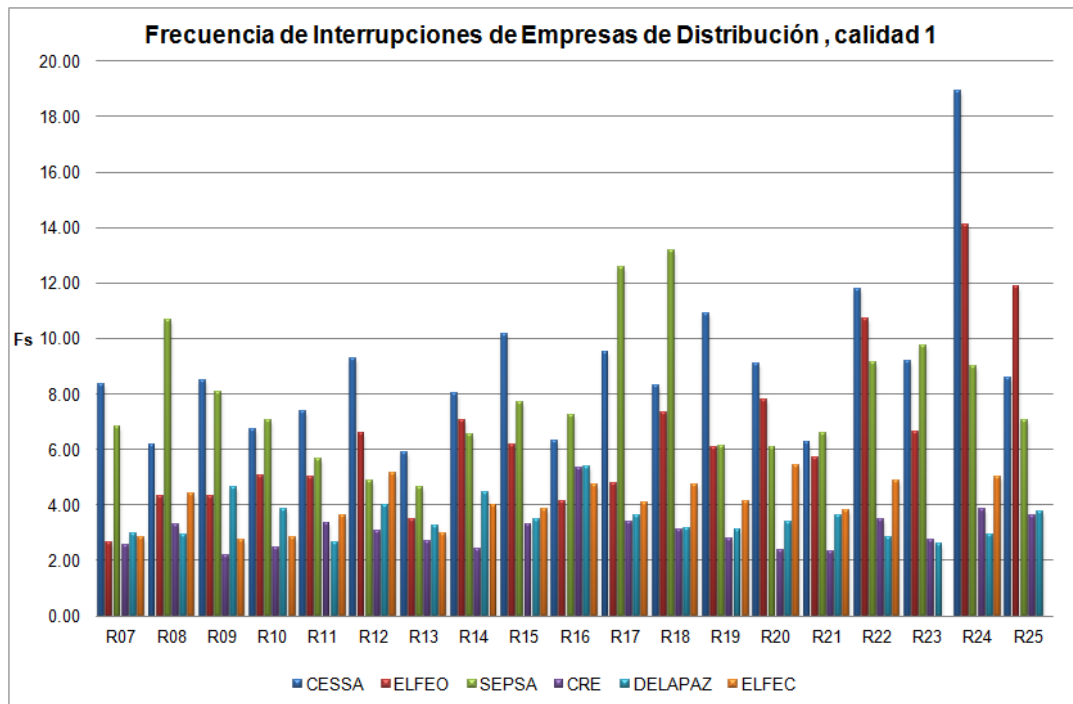
**Cuadro No. 5**  
**Valores medios de frecuencia y tiempo de interrupción, de Distribuidoras del SIN**

Periodo		CESSA		ELFEO		SEPSA		CRE		DELAPAZ		ELFEC	
		Calidad 1		Calidad 1		Calidad 1		Calidad 1		Calidad 1		Calidad 1	
		Fs	Ts	Fs	Ts	Fs	Ts	Fs	Ts	Fs	Ts	Fs	Ts
may-04/oct-04	R07	8.34	10.14	2.63	1.75	6.81	6.45	2.54	2.23	2.95	2.94	2.81	2.43
nov-04/abr-05	R08	6.16	4.33	4.32	1.78	10.65	6.95	3.30	2.47	2.91	3.44	4.40	4.72
may-05/oct-05	R09	8.48	6.53	4.31	2.00	8.05	9.70	2.20	3.32	4.66	5.28	2.72	3.69
nov-05/abr-06	R10	6.72	7.48	5.04	2.81	7.03	4.42	2.46	2.85	3.83	5.21	2.82	4.50
may-06/oct-06	R11	7.37	7.23	5.00	2.10	5.68	7.41	3.36	3.40	2.66	4.01	3.64	4.99
nov-06/abr-07	R12	9.30	8.02	6.58	3.78	4.86	3.08	3.05	3.41	4.01	4.91	5.14	5.60
may-07/oct-07	R13	5.89	6.55	3.47	1.39	4.65	4.57	2.69	3.92	3.26	4.29	2.96	4.19
nov-07/abr-08	R14	8.04	5.61	7.06	4.39	6.55	14.65	2.41	3.00	4.44	4.50	4.01	4.77
may-08/oct-08	R15	10.18	11.46	6.17	2.27	7.72	6.97	3.31	2.79	3.48	2.31	3.83	4.63
nov-08/abr-09	R16	6.30	6.21	4.14	3.00	7.25	6.38	5.35	5.43	5.37	5.42	4.73	5.85
may-09/oct-09	R17	9.53	9.30	4.80	3.10	12.59	15.04	3.41	4.92	3.61	3.36	4.07	6.08
nov-09/abr-10	R18	8.31	4.32	7.32	2.42	13.19	19.76	3.10	3.44	3.17	6.68	4.75	4.81
may-10/oct-10	R19	10.88	9.45	6.08	3.34	6.14	4.57	2.80	3.43	3.09	3.66	4.12	4.68
nov-10/abr-11	R20	9.11	7.93	7.79	3.45	6.09	6.48	2.38	3.21	3.37	3.93	5.44	7.91
may-11/oct-11	R21	6.27	7.77	5.72	3.42	6.57	5.96	2.33	3.11	3.63	3.51	3.82	4.80
nov-11/abr-12	R22	11.78	10.74	10.71	5.35	9.12	8.72	3.49	4.22	2.82	3.60	4.89	6.35
may-12/oct-12	R23	9.19	5.16	6.63	3.63	9.72	16.11	2.73	3.88	2.61	3.21		3.79
nov-12/abr-13	R24	18.91	12.88	14.11	7.30	8.99	8.09	3.84	5.89	2.94	3.64	5.01	4.55
may-13/oct-13	R25	8.56	7.01	11.88	8.64	7.03	9.80	3.60	4.40	3.74	4.16		4.85

Fuente: AE, 2013

En la Figura No. 6, se muestra los resultados de forma gráfica del indicador de frecuencia de interrupciones. Se puede observar que los valores de niveles de continuidad de las Distribuidoras CESSA y SEPSA son los más representativos en la figura.

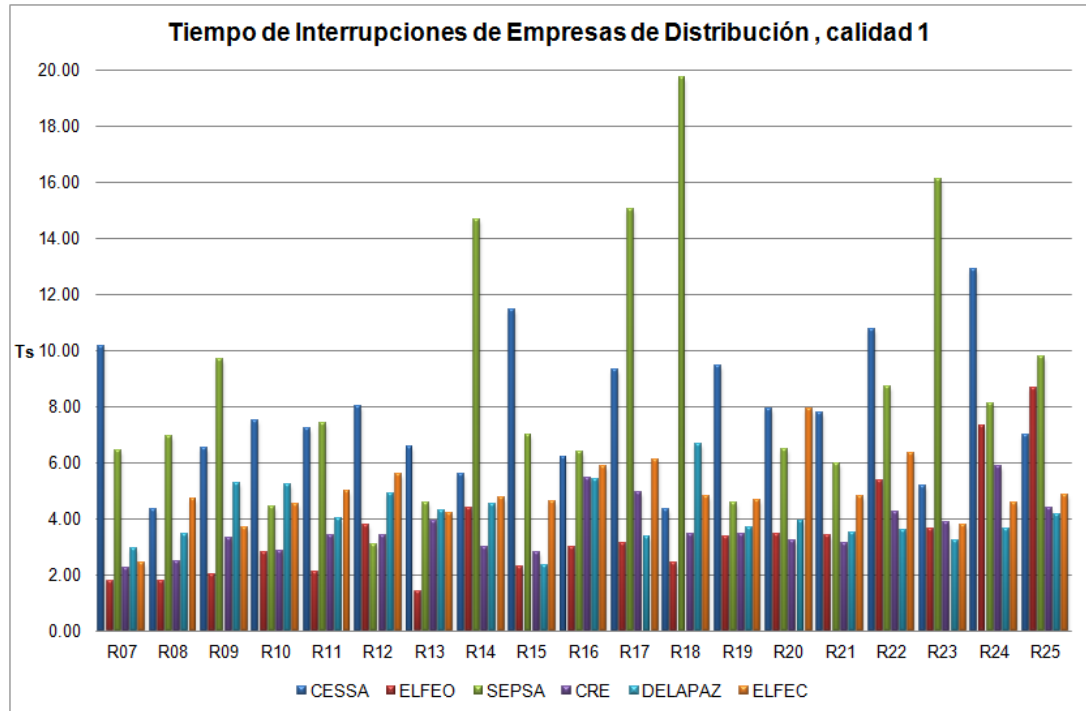
**Figura No. 6**



**Fuente:** elaboración de la Tesis

En la Figura No. 7, se muestra los resultados de forma gráfica del indicador de tiempo de interrupciones. Se puede observar que los valores de niveles de continuidad de las Distribuidoras CESSA y SEPSA son los más representativos en la figura.

Figura No. 7



**Fuente:** elaboración de la Tesis

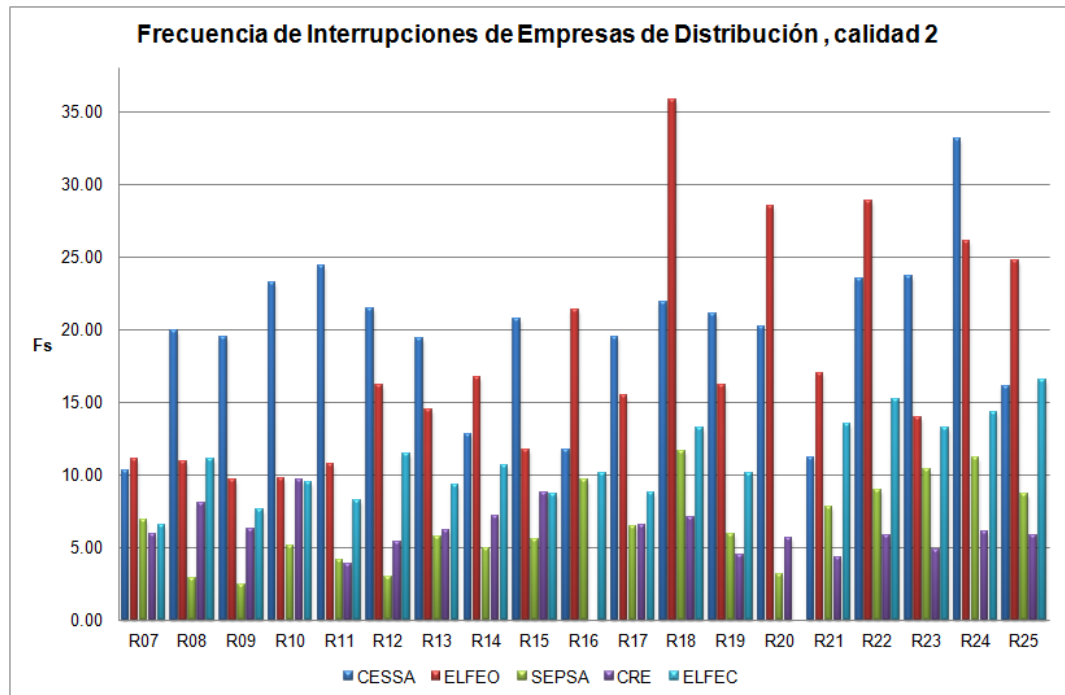
En cuadro No. 6, se compara los valores medios de frecuencia y tiempo de interrupción de empresas Distribuidoras nacionales del nivel de calidad 2 en baja tensión, donde se encuentran consumidores residenciales y comerciales. En la Figura No. 8 y 9, se muestra los resultados de forma gráfica. Se puede observar que los valores de niveles de continuidad de las Distribuidoras CESSA, ELFEO y SEPSA son los más representativos en las figuras. Estos niveles de calidad corresponden a consumidores contemplados en Áreas denominadas Rurales, en el cual las condiciones operativas del distribuidor son distintas a las Áreas Urbanas. Por otra parte las inversiones de mejoras para la mejora de la continuidad del suministro en áreas rurales, son únicamente las necesarias, puesto que los consumidores dejan de lado la calidad con la que reciben el suministro, optando por una tarifa más barata por el suministro de electricidad, lo cual es un factor para la presencia de los valores de los niveles de calidad mostrados.

**Cuadro No. 6**  
**Comparación de valores medios de frecuencia y tiempo de interrupción**

Periodo		CESSA		ELFEO		SEPSA		CRE		ELFEC	
		Calidad 2		Calidad 2		Calidad 2		Calidad 2		Calidad 2	
		Fs	Ts	Fs	Ts	Fs	Ts	Fs	Ts	Fs	Ts
may-04/oct-04	R07	10.27	32.39	11.09	69.79	6.92	47.30	5.95	7.53	6.50	11.79
nov-04/abr-05	R08	19.95	88.90	10.93	40.66	2.91	8.35	8.05	6.92	11.10	16.53
may-05/oct-05	R09	19.49	38.76	9.65	25.36	2.45	21.02	6.26	8.52	7.59	10.22
nov-05/abr-06	R10	23.27	83.81	9.78	26.59	5.15	17.64	9.64	7.66	9.48	14.46
may-06/oct-06	R11	24.36	79.30	10.74	33.86	4.14	12.05	3.89	6.62	8.19	10.81
nov-06/abr-07	R12	21.47	47.11	16.22	37.00	2.93	13.45	5.40	10.48	11.48	16.08
may-07/oct-07	R13	19.41	35.38	14.50	33.77	5.70	33.33	6.14	4.74	9.33	11.52
nov-07/abr-08	R14	12.82	28.40	16.70	37.89	4.90	22.15	7.16	8.96	10.65	13.60
may-08/oct-08	R15	20.70	23.48	11.74	24.61	5.58	34.65	8.81	7.35	8.70	12.01
nov-08/abr-09	R16	11.74	48.07	21.38	95.00	9.65	35.74			10.15	15.86
may-09/oct-09	R17	19.45	48.65	15.51	36.42	6.43	32.48	6.50	10.29	8.77	12.66
nov-09/abr-10	R18	21.92	40.04	35.80	39.08	11.61	100.82	7.03	11.71	13.28	18.13
may-10/oct-10	R19	21.08	40.11	16.16	35.22	5.91	41.21	4.51	5.25	10.07	13.82
nov-10/abr-11	R20	20.23	61.02	28.51	39.22	3.15	22.81	5.64	7.84		
may-11/oct-11	R21	11.22	35.94	16.99	18.96	7.82	30.26	4.32	7.69	13.54	20.31
nov-11/abr-12	R22	23.54	44.79	28.85	35.92	8.95	35.62	5.84	7.78	15.24	26.30
may-12/oct-12	R23	23.72	43.28	13.92	26.19	10.40	32.03	4.86	6.75	13.26	14.54
nov-12/abr-13	R24	33.12	61.55	26.09	33.30	11.14	32.79	6.06	10.22	14.28	28.83
may-13/oct-13	R25	16.09	42.98	24.79	47.13	8.71	26.88	5.86	8.97	16.52	29.46

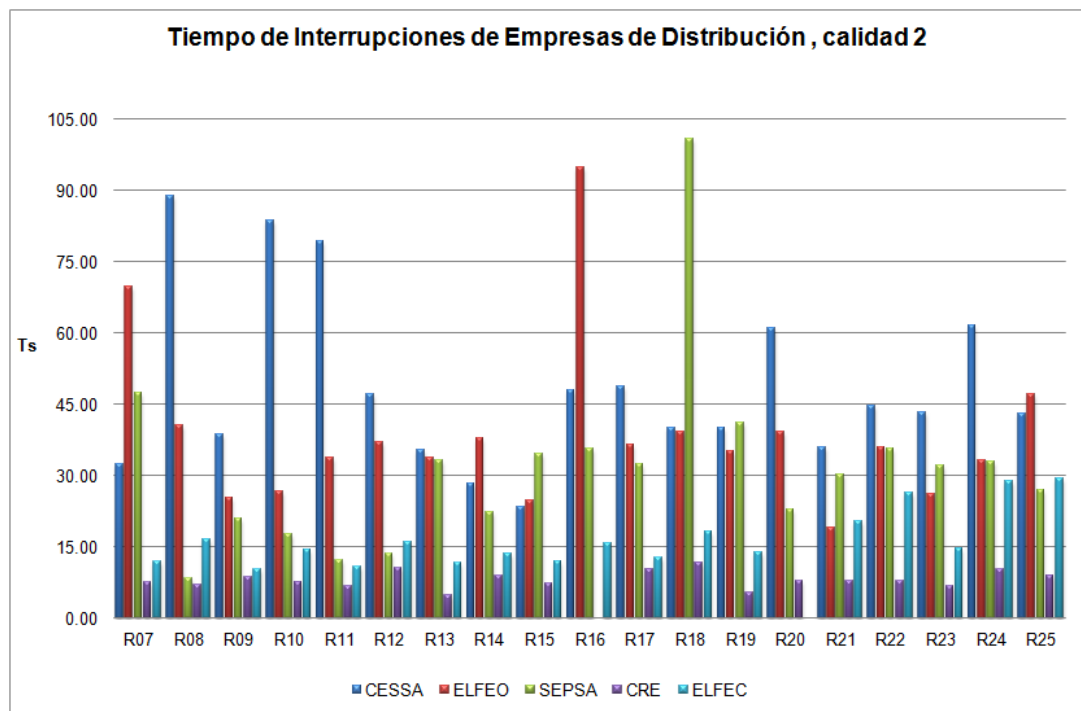
Fuente: AE, 2013

**Figura No. 8**



Fuente: elaboración de la Tesis

Figura No. 9



Fuente: elaboración de la Tesis

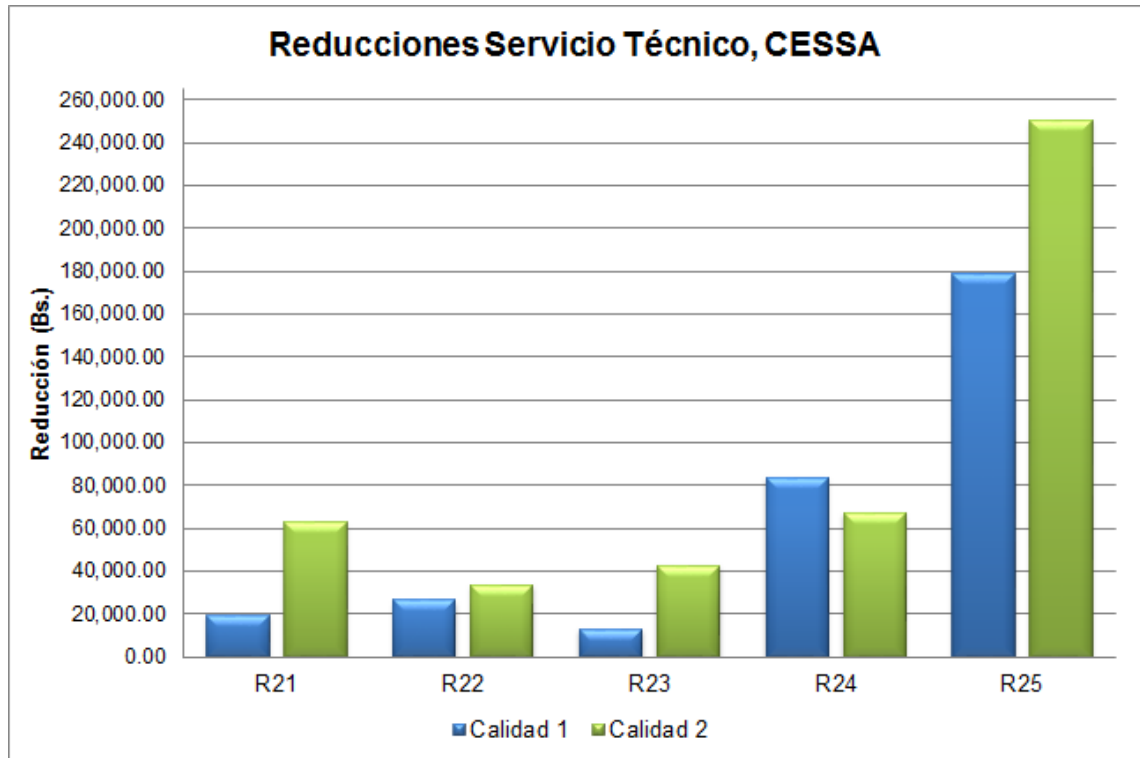
En cuadro No. 7, se muestra los valores monetarios de reducción por incumplimiento a los niveles de calidad globales de consumidores de baja tensión de CESSA, y en la figura No.10 se muestra los resultados de forma gráfica. Se puede observar que en el periodo R25, los valores reducidos son mayores a comparación de otros periodos, donde además se observa un mayor valor en calidad 2 correspondiendo esta al Área Rural.

**Cuadro No. 7**  
**Reducción en la remuneración de CESSA**

Periodo		CESSA	
		Importe Reducción (Bs.)	
		Calidad 1	Calidad 2
may-11/oct-11	R21	19,795.91	62,843.25
nov-11/abr-12	R22	26,602.19	33,787.21
may-12/oct-12	R23	13,003.03	42,507.35
nov-12/abr-13	R24	83,636.99	67,288.29
may-13/oct-13	R25	178,654.60	250,789.54

Fuente: AE, 2013

Figura No. 10



Fuente: elaboración de la Tesis

### 3.6 FACTORES DE INFLUENCIA A LOS ÍNDICES DE CONTINUIDAD

En general, se puede decir que los índices de continuidad tienen una gran dispersión entre regiones y países, por otra parte en redes muy parecidas puede aparecer valores de índices con diferencias e importantes, esto puede ser debido a dos factores de influencia (Sumper, 2005):

- **Factores históricos o heredados:** estos factores se derivan del diseño actual de la red. Debido al largo periodo de amortización de las redes de distribución, muchas decisiones sobre el diseño de la red se tomaron en el pasado en un marco regulado con diferentes criterios de diseño. Cualquier cambio en el diseño de la red implica unas fuertes inversiones.
- **Factores intrínsecos o inherentes:** estos factores son producto de las características demográficas y geográficas de la zona donde se encuentra la red de distribución.

### **3.6.1 Factores Históricos**

Los factores históricos se derivan de las características de la red de distribución fruto del diseño y la configuración de la red. El diseño de la red engloba los siguientes factores:

- Tensión de la red.
- Trazado de la red.
- Grado de soterramiento.
- Interconexiones entre líneas colindantes.
- Protecciones de la red.
- Automatización y monitorización de la red.

Los factores históricos que influyen en los índices de continuidad están presentes en decisiones tomadas sobre la red a lo largo de su historia. Aspectos en el diseño de la red que afectan sus índices son por ejemplo criterios tecnológicos, los factores geográficos, decisiones políticas, decisiones económicas de la empresa etc. Todas estas decisiones que se toman en el pasado pueden llevar a que dos compañías posean redes con distintos niveles tecnológicos con características diferentes y niveles de continuidad de suministro distintos.

### **3.6.2 Factores Intrínsecos**

Los factores intrínsecos o inherentes son los que relacionan las diferencias geográficas y demográficas con las diferentes zonas de suministro. De hecho, estos factores son propios de la zona de suministro y la posibilidad de corregirlos es limitada. Los factores intrínsecos más importantes son los siguientes:

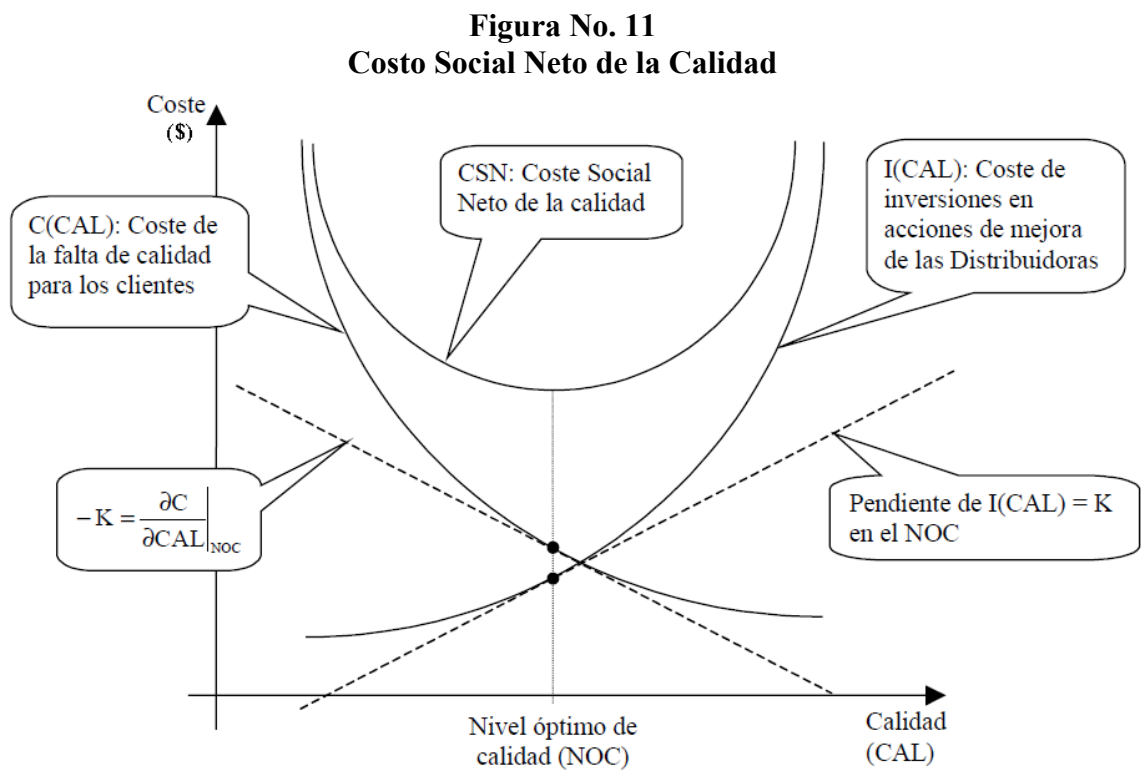
- Descargas atmosféricas.
- Contaminación salina e industrial.
- Factores climáticos.
- Fauna y flora (animales, árboles).
- Densidad de la población.

## CAPÍTULO IV

### NIVEL ÓPTIMO DE CALIDAD Y COSTO DE LA CALIDAD DE SERVICIO

#### 4.1 NIVEL ÓPTIMO DE CALIDAD

Cualquier regulación debe procurar la minimización del Costo Social Neto (CSN) asociado a la prestación del servicio. El CSN es el costo soportado por la sociedad en su conjunto en la prestación del servicio considerado, para el cual es necesario conocer el costo de suministrar el producto o servicio por un lado, y su función de utilidad para los receptores del producto o servicio por otro. En el caso del suministro de energía eléctrica, este CSN puede ser evaluado mediante la suma de los dos conceptos de: coste de la falta de calidad en los clientes, y coste de prestación del servicio con un determinado nivel de calidad para las Distribuidoras (Rivier, 1999). En la Figura No. 11, se tiene una representación de los dos conceptos en función de la calidad existente, determinado por el índice genérico CAL.





Este índice mide cualitativamente el nivel de calidad, y es mayor cuanto mejor sea el nivel de calidad.  $I(CAL)$  es la función de costo de las inversiones necesarias para obtener ese nivel de calidad y  $C(CAL)$  la función de costo para los clientes de falta de calidad. El costo de tener 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 (Román, 1999).

Para minimizar el CSN, la ecuación a minimizar será (Morales, 2011):

$$CSN = I(CAL) + C(CAL) \quad (27)$$

El nivel óptimo de Calidad (NOC), o CSN mínimo, se alcanza cuando las derivadas parciales de ambos términos son iguales y de signo contrario como es mostrado en la Figura No. 11, siendo la ecuación (Ajhodia, 2006):

$$\left. \frac{\partial I}{\partial CAL} \right|_{NOC} = - \left. \frac{\partial C}{\partial CAL} \right|_{NOC} = K \quad (28)$$

El valor de la derivada de  $I(CAL)$  o coste marginal de mejorar la calidad aumenta a medida que el nivel de calidad aumenta, es decir, cuando mejor sea el nivel de calidad, más costará mejorarla. En el caso de estar en una calidad inferior al NOC, el coste 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  $C(CAL)$  (Román, 1999):

$$\left. \frac{\partial I}{\partial CAL} \right|_{Calidad \leq NOC} \leq K = - \left. \frac{\partial C}{\partial CAL} \right|_{NOC} \quad (29)$$

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 (Rivier, 1999):

$$-\frac{\partial I}{\partial CAL} \Big|_{\text{Calidad} \leq \text{NOC}} \geq K \quad (30)$$

De lo expuesto anteriormente, se puede deducir que el caso de encontrarse en un nivel de calidad inferior al NOC, el coste 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 coste de mejora es mayor que el beneficio que se obtiene (Rivier, 1999).

El problema para determinar el nivel óptimo de calidad reside en que por lo general no se conocen estas dos funciones. El costo de la obtención de un determinado nivel de calidad no está claro. Las Distribuidoras saben lo que les cuesta suministrar la electricidad con el nivel actual de calidad, pero no saben cuánto les costaría incrementar esa calidad, y mucho menos trazar la curva completa, ni si quiera es posible separar completamente las inversiones destinadas a mejorar la calidad del suministro: el suministro de electricidad y su calidad no son productos separados, y una inversión en infraestructura para el suministro de electricidad se convierte automáticamente en inversión en calidad. Por otra parte, si existen ciertas inversiones claramente orientadas a la mejora de la calidad: instalación de equipos de señalización y seccionamiento en las redes de distribución, conexiones alternativas, etc. Una posible forma de análisis cuantitativo del impacto de las inversiones en la mejora de la calidad del servicio sería el estudio detallado de alimentadores reales o alimentadores obtenidos de modelos de planificación. Conociendo el costo de las medidas consideradas, y su impacto en la calidad, se podría obtener la curva  $I(\text{Calidad})$  de costos de inversión en mejoras de la calidad de las Distribuidoras, también se puede definir alimentadores tipo que representen a todos ellos, sobre los que se podrían hacer estudios de impacto de inversiones en calidad de forma cualitativa, para obtener la curva de forma aproximada (Román, 1999).

En cuanto a la curva de costo de la falta de calidad para los clientes  $C(\text{Calidad})$ , es muy difícil trazarla, ya que no es directo conocer el perjuicio que está causando la falta de calidad. Se han hecho muchos estudios con diferentes enfoques, pero la dificultad radica en que es muy difícil llegar a saber qué costos indirectos aparecen detrás de un apagón (pérdidas de alimentos congelados, saqueos, disturbios, etc.). Ni siquiera los costos directos son fáciles de determinar, ya que el suministro de electricidad es también un suministro de comodidad cuya ausencia es difícil de valorar: por ejemplo, cuánto se valora poder subir o no uno, dos o tres pisos en ascensor, o tener que poner otra vez en hora todos los despertadores conectados a la red, etc. (Rivier, 1999). El método que está encontrando mayor aceptación es el de encuestas a clientes donde se intenta saber cuánto estarían dispuestos a pagar por una mejor calidad, o cuánta calidad sacrificarían por una reducción en su tarifa (Román, 1999).

Existe otra dificultad añadida al problema: estas curvas de costos no son únicas, la curva de costos de inversión varía con el mercado que hay que servir: no es lo mismo distribuir en una zona montañosa poco poblada que distribuir en una gran ciudad donde se alcanza una mucha mejor calidad con un costo mucho menor. Tampoco la falta de calidad supone los mismos costos a todos los clientes, por ejemplo, un cliente industrial necesitará mucha mejor calidad que un cliente doméstico, incluso entre clientes domésticos existen grandes variaciones a la hora de valorar una interrupción de suministro (Rivier, 1999). Una posible solución es dividir el mercado servido en zonas de distinto tipo, donde se obtendrían estas dos curvas, y su óptimo local (Román, 1999).

Por otra parte, está el problema del índice de calidad: se ha utilizado un índice genérico CAL que debe medir la calidad en su conjunto, pero no existe ningún índice que mida todos los aspectos de calidad, además el nivel de calidad puede variar con el tiempo, primero debido a su carácter aleatorio, y segundo, debido a variaciones de la demanda en el tiempo, etc. Todos estos problemas son los que han llevado a utilizar siempre un planteamiento cualitativo del problema de la determinación del nivel óptimo de calidad (Román, 1999).

Por otra parte se debe considerar que la calidad se representa por funciones discretas, es decir, puede ser representada por un número finito de valores. En cambio, las funciones de costos son numéricas, por lo cual es necesario resolver las ecuaciones que representan los costos en forma aproximada usando métodos numéricos y a través de algún algoritmo computacional, ya que en la práctica resulta imposible de forma analítica (Morales, 2011).

Debido a lo anterior, es complejo encontrar un punto donde se cumpla la igualdad definida en la ecuación (28). El procedimiento más eficiente es considerar la ecuación (27) y utilizar un método de optimización para minimizar el costo social. El valor de CAL que corresponda al menor costo social, determina el punto “óptimo” de calidad (Ajodhia, 2006).

Claramente, la efectividad de este enfoque dependerá de las habilidades del regulador para medir apropiadamente los costos estimados relacionados a las interrupciones de los consumidores (Morales, 2011).

#### **4.2 COSTOS DE INTERRUPCIÓN**

Los clientes tienen costos derivados de la falta de calidad de suministro, estos costos pueden ser relativamente fáciles de identificar y cuantificar, por ejemplo, pérdidas de elementos congelados, parada de algún proceso productivo. Otros son difíciles de valorar, como el usar las escaleras debido a un ascensor que no funciona, no poder terminar un trabajo en el computador, etc. A esta incertidumbre se suma el tipo de cliente afectado, pues los costos asociados serán distintos (Morales, 2011). La forma de resolver este problema ha evolucionado desde que empezó a utilizarse el concepto de costo de falla o costo de falta de calidad (Rivier, 1999).

La definición del costo de falla en el suministro eléctrico, es “una medida en unidades monetarias del daño económico y/o social que sufren los consumidores, producto de la reducción de la calidad de servicio y en especial por la energía no suministrada” (Venegas, 1994).

El valor asignado a la energía no suministrada (ENS) ha ido variando con el tiempo, en un principio, se asignaba únicamente como valor el precio de venta al público de la energía, el cual no es realmente un criterio de valoración del costo para los clientes, sino más bien de costo para las distribuidoras en concepto de energía no vendida, esta práctica ha ido evolucionando para tener en cuenta el costo para los clientes (Rivier, 1999).

Existen básicamente tres procedimientos para evaluar el costo de falla o interrupción (Venegas, 1994):

- **Análisis Econométrico:** consiste básicamente en la estimación del costo de falla a través de modelos econométricos. Así por ejemplo, para estimar el valor medio del impacto de la interrupción del suministro eléctrico sobre un consumidor industrial, se relaciona el volumen de producción de éste con una serie de factores, entre los cuales está el consumo de energía eléctrica. Para el consumidor residencial, se ocupa habitualmente la estimación de su función de utilidad con respecto a la utilización de electricidad. Luego, es posible encontrar el punto para el cual el consumidor se encuentra indiferente ante una determinada carencia de suministro, a cambio del pago de un monto monetario específico.
- **Método Implícito:** estima el valor medio de la energía no suministrada de las condiciones de optimalidad. Estudia eventos específicos, y hace una estimación de costos basándose en las pérdidas ocasionadas en dicho evento. Este método evita las suposiciones y simplificaciones teóricas del análisis econométrico. Sin embargo, depende arbitrariamente de las decisiones de inversión de la compañía, las cuales no siempre reflejan los requerimientos del consumidor.
- **Método Directo:** consisten en la realización de encuestas a los clientes afectados por la interrupción del suministro eléctrico. Averigua el costo de falla basándose en sus respuestas. Su principal ventaja es que permite obtener una amplia base de datos del costo de falla para distintos tipos de consumidores, duración de la interrupción, tipo de interrupción y otros.

En este trabajo se hará uso de los métodos econométrico y directo, para la determinación de los costos de falla por interrupción de la continuidad del suministro, los cuales son descritos a continuación.

#### **4.2.1 Metodología vía Análisis Econométrico**

Esta metodología establece la relación entre uno o varias variables económicas relacionadas con el bienestar social y las variables económicas, siendo que no todas las variables sociales y económicas explican el costo de la energía eléctrica no servida. El método utiliza información macroeconómica como la producción total, la energía eléctrica consumida en un país y por sector económico, el producto interno bruto en los diversos sectores, la utilización de mano de obra, la elasticidad y variación del precio, y se estudia la correlación entre las variables señaladas, para medir el impacto de la falta de energía eléctrica (Flores, 2009).

Se basa en las siguientes hipótesis:

- Existe una relación tecnológica entre el consumo eléctrico y la principal variable macroeconómica de la producción de un país, el PIB (Pérez, 2005).
- La función de producción presenta rendimientos constantes a escala. Si aumentan los factores de producción en una cantidad  $x$ , la producción aumenta en una cantidad  $x$  (Pérez, 2005).
- La economía sea competitiva. Entendiéndose en este supuesto que cuando una industria compra una unidad de capital (energía eléctrica) tiene que ser igual a su productividad marginal (Pérez, 2005).
- Absoluta falta de selectividad en las restricciones eléctricas (cercano a la realidad en restricciones importantes, lejano, para pequeñas). Entendiéndose por selectividad perfecta de las restricciones, la capacidad de cortar el suministro eléctrico por orden creciente de costo de falla (Venegas, 1994).

Partiendo del hecho que la falta de suministro de energía eléctrica produce una disminución en el Producto Interno Bruto (PIB) y definiendo “C” como consumo

eléctrico, es posible recurrir a la elasticidad “ $\varepsilon$ ” consumo del producto, para obtener el valor del costo de la interrupción “ $G$ ”, tal como se detalla (Venegas, 1994):

$$\varepsilon = \frac{\frac{\Delta C}{C}}{\frac{\Delta PIB}{PIB}} \quad (31)$$

$$G = \frac{\Delta PIB}{\Delta C} \quad (32)$$

De éstas dos ecuaciones obtenemos el siguiente modelo econométrico y su resultado  $G$ :

$$G = \frac{1}{\varepsilon} \times \frac{PIB}{C} \quad (33)$$

Como se pretende estudiar el comportamiento de una variable dependiente de otra variable independiente, se debe formular una ecuación que relacione ambas variables, y que permita el cálculo de la elasticidad entre el consumo de energía y el PIB (Fernández, 2012).

El modelo Log-Lineal, relaciona las variables, el cual presenta el modelo de regresión exponencial del tipo (Damodar, 2010):

$$Y_i = \beta_1 X_i^{\beta_2} e^{u_i} \quad (34)$$

Expresión que al aplicar logaritmo natural en ambos lados, puede expresarse también como:

$$\ln Y_i = \ln \beta_1 + \beta_2 \ln X_i + u_i \quad (35)$$

Reescribiendo la ecuación (35) como:

$$\ln Y_i = \alpha + \beta_2 \ln X_i + u_i \quad (36)$$

donde  $\alpha = \ln \beta_1$ , este modelo es lineal en los parámetros  $\alpha$  y  $\beta_2$ , lineal en los logaritmos de las variables  $Y$  y  $X$ , y se estima por regresión de mínimos cuadrados ordinarios. La importancia del modelo, es que el coeficiente de la pendiente  $\beta_2$  mide la elasticidad de  $Y$  respecto de  $X$ , es decir, el cambio porcentual de  $Y$  ante un pequeño cambio porcentual en  $X$ . (Damodar, 2010).

Definido el modelo econométrico Log-Lineal, el cálculo de la elasticidad entre el consumo de energía y el PIB puede ser calculado a partir de las siguientes expresiones:

$$C_i = \beta_1 PIB_i^{\beta_2} e^{u_i} \quad (37)$$

Y tras una transformación se tiene:

$$\ln C_i = \alpha + \beta_2 \ln PIB_i + u_i \quad (38)$$

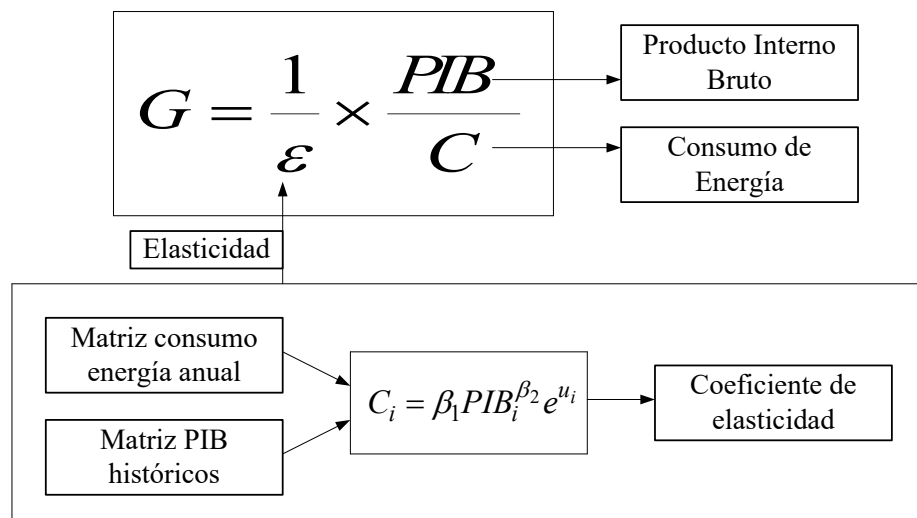
donde:

- $C_i$ : consumo de energía eléctrica (variable dependiente).
- $\alpha$ : parámetro fundamental constante del modelo.
- $\beta_2$ : parámetro fundamental (elasticidad entre C y PIB)
- PIB: producto interno bruto (variable independiente)

En la Figura No. 12, se muestra la aplicación del modelo econométrico para el cálculo del valor del costo de la interrupción “G”.



**Figura No. 12**  
**Aplicación método econométrico para cálculo de costo de falla**



**Fuente:** elaboración de la tesis

Como se puede apreciar en la Figura No. 12, se requiere contar con datos macroeconómicos de las variables involucradas para la aplicación de la metodología, siendo necesario contar con un registro histórico del PIB y consumo de energía eléctrica con el fin de obtener el coeficiente de elasticidad.

#### 4.2.2 Metodología Directa

Esta metodología se basa en la aplicación de encuestas a los sectores del consumo afectados por la interrupción del suministro eléctrico. Un tipo de encuesta consiste en determinar las preferencias que tienen los consumidores considerando una o más opciones hipotéticas, y se pregunta los costos que le puede ocasionar una interrupción en estas situaciones hipotéticas (Venegas, 1994).

Otro tipo de encuesta consiste en preguntarle al cliente lo que está dispuesto a pagar por una mejora en la calidad (método Willingness To Pay, WTP), combinando con el empeoramiento de la calidad que está dispuesto a aceptar a cambio de una reducción en el precio (método Willingness To Accept, WTA). Estas dos variables representan el costo marginal en el nivel de calidad en que se encuentra cada cliente. Ambos deberían ser similares, pero generalmente los clientes están dispuestos a pagar mucho menos por una

mejora de calidad, de lo que quieren que se les baje la tarifa por un empeoramiento equivalente de la calidad (Morales, 2011).

La explicación de esto puede encontrarse en los efectos de la asimetría, el consumidor tiene una resistencia en forma natural al cambio, independiente de si el servicio se ha mejorado o empeorado, en cambio presenta una aversión a la pérdida (Rivier, 1999). Se produce el efecto de asimetría, y una diferencia entre WTP y WTA, este efecto puede dar lugar a un sesgo en los resultados de la encuesta (Ajodhia, 2006).

Para poder obtener el costo de falla con un método basado en encuestas, es necesario asumir el supuesto “la voluntad a pagar es igual a la voluntad a aceptar” (Morales, 2011).

Con WTP y WTA definidos y estimando con ellos, un valor de costo de falla, se puede definir la “Función de Daño al Cliente”, CDF. La idea detrás de esta función, es modelar los costos de interrupción, en función de la duración de la interrupción.

Las CDFs, por si solas, son un modelo muy simplificado, por las siguientes razones (Muguerza, 2003):

- No existe un estándar para su cálculo.
- No representan la dispersión de los datos recolectados en encuestas, por lo que no reflejan las diferencias geográficas o sociales de los datos.
- Una gran fuente de errores son las suposiciones que sustituyen datos indisponibles.

Si el mercado a analizar comprende distintos tipos de clientes, se debe obtener la función de daño al cliente compuesta, CCDF. Ésta hace una caracterización combinada de los tipos de cliente, considerando la CDF ponderada para cada tipo de usuario según su participación en el mercado y debidamente normalizada (Rivier, 1999). El CCDF puede ser determinado por la siguiente ecuación (Morales, 2011):

$$CCDF_{tiempo\_i} = \sum_{j=1}^n (\%_{sector\_j} \times CDF_{tiempo\_i,sector\_j}) \quad (39)$$

donde:

$\%_{sector\_j}$  = porcentaje de demanda de potencia, del sector “j”.

$CDF_{tiempo\_i,sector\_j}$  = CDF del sector “j”, con un tiempo de costo de falla “i”, el cual puede estar dado por el tiempo de reparación o maniobra, según corresponda.

El cálculo de la ecuación (39), exige saber los porcentajes por sector, y además, el costo asociado a ese sector, en función del tiempo de la falla. En cuadro No. 8, se muestra las categorías del sector de los consumidores que representa la CDF expresado en (\$/kW) de la demanda pico anual, basado en pruebas a los clientes de Canadá (Trujillo, 2004).

**Cuadro No. 8**  
**Función de Daño al sector de Consumidores**

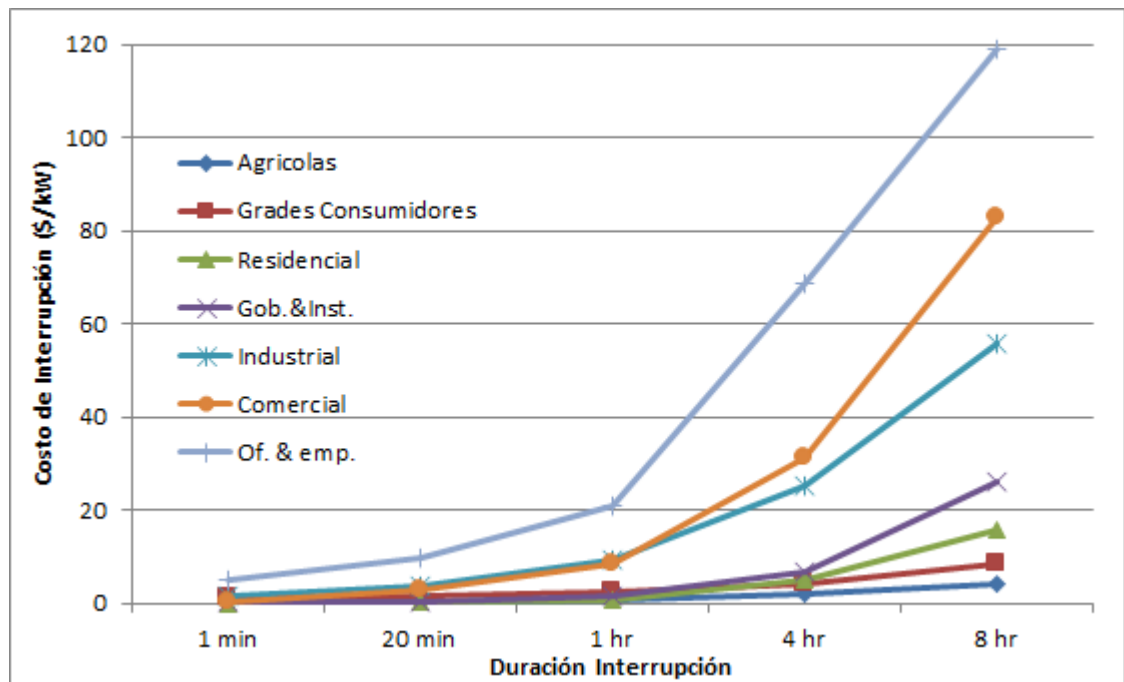
Duración Interrupción (minutos)	Costo de la Interrupción del Sector de los Consumidores (\$/kW)						
	Agrícolas	Grandes Consumidores	Residencial	Gob. & inst.	Industrial	Comercial	Ofic. & emp.
1 min	0.06	1.005	0.001	0.044	1.625	0.381	4.778
20 min	0.343	1.508	0.093	0.369	3.868	2.969	9.878
1 hr	0.649	2.225	0.482	1.492	9.085	8.552	21.065
4 hr	2.064	3.968	4.914	6.558	25.163	31.317	68.83
8 hr	4.12	8.24	15.69	26.04	55.808	83.008	119.16

**Fuente:** Trujillo, 2004

En la Figura No. 13 muestra una gráfica que representa la CDF.

Figura No. 13

## Costos estimados de la interrupción al sector de consumidores



Fuente: Trujillo, 2004

A partir de los valores de cuadro No. 8, por medio del método de mínimos cuadrados, se logra definir una ecuación para distintos tiempos de reparación (Morales, 2011):

$$CCDF(t) = 0.0108 + 1.0377 \cdot t^{0.5} + 1.7044 \cdot t^2 + 0.1019 \cdot t^3 \quad (40)$$

donde:

$t$  = tiempo de reparación.

El costo estimado del daño al cliente, que relaciona pérdidas económicas del cliente con la calidad de suministro, es definida por la ecuación (41) (Morales, 2011):

$$ECOST_{total} = \sum (CCDF_{pc} \cdot L_{pc} \cdot \lambda_{pc}) \quad (41)$$

donde:

$ECOST_{total}$  = representa el costo total asociado del sistema, formado por la suma de costo estimado del daño al cliente para cada punto de carga.

$CCDF_{pc}$  = función de daño al cliente compuesta, para un punto de carga “pc” determinado.

$L_{pc}$  = potencia media demandada en el punto de carga “pc”, en (kW).

$\lambda_{pc}$  = tasa de falla correspondiente al punto de carga “pc”.

La ecuación (41) calcula el costo de la ENS para cada punto de carga estudiado, el cual utiliza las tasas de falla de los elementos que afectan al punto de carga, el tiempo de reparación asociado así como la CCDF del punto de carga. El valor obtenido no varía prácticamente con la cantidad de ENS, aunque sí lo hace si cambia la estructura de la red, es por tanto independiente del nivel de calidad obtenido, pero dependiente de la red que se está estudiando: tanto de la composición de los clientes conectados, como de la estructura de la misma (Rivier, 1999).

#### 4.3 Costo de Inversiones de la Mejora de Calidad

En la Figura No. 11, se mostró la curva de costos de inversión de las Distribuidoras para la mejora de la calidad, estos costos de inversión provienen de la instalación de los equipos y elementos que constituyen la red de distribución.

Las variables de decisión de las Distribuidoras son por tanto la instalación o no de equipos o elementos que formen parte de la red, el hecho de instalar unos u otros elementos, o de decidir qué cantidades de algún elemento se instalan, serán las que determinen el costo de las inversiones así como el nivel de calidad obtenido, por tanto cualquier inversión o acción de mejora en las redes de distribución es una variable de decisión de las Distribuidoras (Rivier, 1999).

Por ello la calidad del producto depende de la inversión realizada, donde se distinguen dos grandes grupos de inversiones (Savkovic, 2009):

- **Inversiones de Primera Magnitud:** Son las orientadas a resolver los *problemas estructurales* de la red y engloba todos los elementos que son capaces de transportar energía eléctrica a los clientes. Son los gastos básicos para poder

realizar un suministro correcto cumpliendo con un mínimo de calidad y continuidad. Como ejemplos podemos mencionar la instalación de subestaciones AT/MT, líneas de MT.

- **Inversiones de Segunda Magnitud:** Son las destinadas a solucionar los *problemas de fiabilidad*, o de calidad de suministro en sí mismo. Se entiende por problema de fiabilidad la existencia de interrupciones de suministro causadas por las averías de las instalaciones. Estas averías ocurren de acuerdo a una tasa de fallas, y provocan interrupciones asociadas al despeje de la falla, reparación de la avería y posterior reposición del suministro. En estas inversiones se destacan los elementos señalizadores, selectores de tramo (equipos de maniobra y protección), grupos redundantes o auxiliares de suministro, mejoras en la operación y el mantenimiento de la red.

La regulación del suministro de energía eléctrica, considera como un bien esencial por la administración y el alto nivel de calidad requerido por los consumidores, ha llevado a las empresas Distribuidoras a realizar numerosos cambios y mejoras en sus redes, operando de modo que todos los consumidores puedan recibir un suministro eléctrico básico en condiciones aceptables (Rivier, 1999).

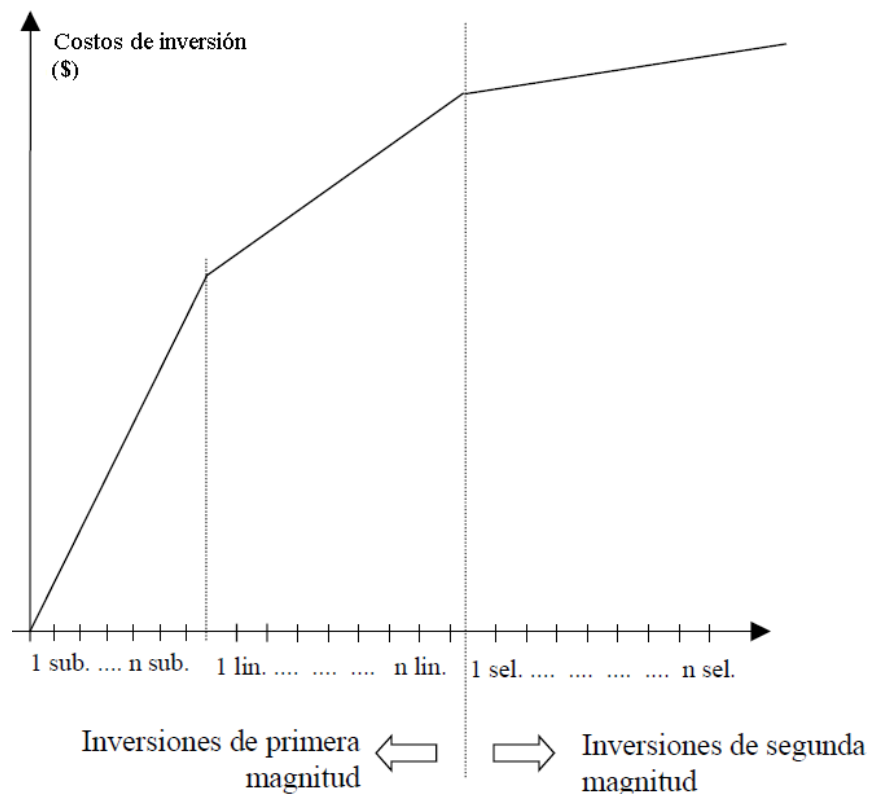
En este entorno, las inversiones de primera magnitud ya han sido realizadas en la mayor parte de la infraestructura de la red de las empresas Distribuidoras, esto hace que el interés se desplace hacia las inversiones de segunda magnitud, que son las más orientadas a la calidad y continuidad del suministro. Y a la hora de realizar un desembolso que pueda traducirse en una mejora de la situación actual, es necesario elaborar un análisis exhaustivo, tal y como ocurre con cualquier decisión empresarial, en este caso, se tiene que comparar el costo de cada elemento que se introduzca en la red y escoger la más óptima tanto económica como técnicamente (Savkovic, 2009).

En la Figura No. 14, se muestra la comparación entre inversiones de primera y segunda magnitud, que corresponde a un orden de costo de mayor a menor de inversiones en instalaciones de subestaciones AT/MT, líneas de MT y selectores de tramo (Rivier, 1999).

- **La zona de inversión de primera magnitud:** son los gastos que aseguran la continuidad del suministro y el servicio a todos los consumidores. Se observa la existencia de un cierto escalón al principio, que viene de construir el conjunto de costos iniciales en los que la distribuidora debe invertir para poder poner en funcionamiento la red. Los elementos que componen la red son válidos hasta una cierta potencia, o hasta un cierto tamaño y a partir de entonces se debe realizar desembolsos de modo que de ampliar la red y servicio de suministro eléctrico. Los costos en este primer tramo son muy altos por ser la base sobre la que se articula la red de una zona (Savkovic, 2009).
- **La zona de inversión de segunda magnitud:** son escalones más pequeños pero más numerosos debido a que consisten en pequeños cambios puntuales en la red para mejorar la calidad de pocos clientes y destinadas a resolver los problemas de fiabilidad. Se incluyen decisiones como la mejora de las tasas de fallas de los elementos, el mallado de la red, alimentaciones alternativas, etc. (Savkovic, 2009).

**Figura No. 14**

**Costos de inversión de primera y segunda magnitud**



**Fuente:** Rivier, 1999

La frontera entre las inversiones de primera magnitud y las de segunda magnitud podría estar entre la última línea instalada y el primer selector (Rivier, 1999).



## CAPÍTULO V

### FIABILIDAD EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

#### 5.1 GENERALIDADES DE FIABILIDAD

La principal función de un sistema eléctrico es abastecer a los usuarios de energía eléctrica, tan económica y confiablemente como sea posible, y cumpliendo con las normativas vigentes. Fallas aleatorias y desconexiones, fortuitas o programadas, interrumpen el suministro y afectan a la fiabilidad (Rodríguez, 2003).

Este término ha estado relacionada con la continuidad del suministro de energía eléctrica desde sus inicios, pero más directamente enfocada al análisis del proceso de generación. Pero desde la década de los sesenta, han existido algunos pocos estudios para determinación de la fiabilidad o confiabilidad en sistemas de transmisión y distribución, con lo que se inicia un estudio profundo de estos, los cuales al igual que el sistema de generación también son responsables de la continuidad del suministro eléctrico (Baeza, 2003).

En los sistemas de distribución interesan la confiabilidad de operación, para mejorar el servicio a los clientes y evitar multas, y la confiabilidad de planificación, para diseñar redes eléctricas con poca probabilidad de fallas. La probabilidad de que el cliente no tenga servicio puede reducirse aumentando la inversión ya sea durante la planificación o la operación, o ambas, sin embargo se debe evitar sobreinversiones que hagan muy confiable el sistema pero con excesivos costos de equipos y de operación (Rodríguez, 2003).

La fiabilidad de distribución, es definida como (Olalla, 2002):

- Es la capacidad del sistema para cumplir sin fallas su función dentro un periodo especificado.
- Es la probabilidad de que un sistema cumpla adecuadamente su cometido, durante el tiempo deseado, en las condiciones de operación especificadas.

- Es la propiedad de un sistema, de cumplir las funciones prefijadas, mantener índices de explotación dentro de los límites establecidos, para regímenes y condiciones de trabajo dados, durante el intervalo de tiempo requerido.
- Es la probabilidad de que un artefacto cumpla con las funciones a él asignadas, en un intervalo de tiempo especificado bajo condiciones establecidas.
- Es la probabilidad de que un sistema cumpla su propósito adecuadamente durante el tiempo deseado, en las condiciones de operación en que se encuentra.
- Es una función que expresa una probabilidad de sobrevivencia a través del tiempo.

Todas las definiciones anteriores expresan un mismo significado, y dado que los sistemas eléctricos de potencia son complejos se les divide en subsistemas para el análisis de la fiabilidad, el cual puede ser evaluada con técnicas analíticas o con simulaciones estocásticas, y puede estudiarse desde como estimar la fiabilidad/duración de componentes simples, hasta como analizar como sistema, tomando en cuenta que dichos componentes se hallan integrados en el sistema (Rivier, 1999).

## **5.2 TIPOS DE ANÁLISIS DE FIABILIDAD**

### **5.2.1 Análisis Histórico**

Tiene que ver con análisis de registros históricos (del pasado) y tienen su importancia por el aporte de información relacionadas con la fiabilidad del sistema, identificación de zonas críticas, revisión de tendencias de fiabilidad (análisis predictivos), impacto de cambio propuestos y justificación de inversiones (Manzaneda, 2006).

Este análisis requiere de un registro estadístico, preciso y verás, de los eventos pasados, con los cuales es posible evaluar el desempeño del sistema y obtener algunos indicadores económicos, como la energía no suministrada (Arriaga, 1994).

Así mismo, los datos son suficientes para calcular los indicadores de fiabilidad y determinar el comportamiento de las redes, en base al desempeño pasado, a fin de tomar acciones oportunas sobre tipos de mantenimientos y periodicidad (Manzaneda, 2006).

### 5.2.2 Análisis Predictivo

Orientado a realizar predicciones del comportamiento del sistema, en el futuro, en base a la información histórica existente y el conocimiento de sus características. Asimismo, permite ver, con anticipación, el comportamiento ante cambios en su explotación, diseño, acciones correctivas y tendencia de los indicadores de calidad, frente a los límites tolerables (Baeza, 2003).

Existen varios métodos para efectuar análisis predictivos, los mismos que pueden agruparse en (Manzaneda, 2006):

- Métodos determinísticos, que considera criterios N-1 o N-2.
- Métodos probabilísticos, que toman en cuenta la aleatoriedad natural de los fallos. Se pueden subclasificar en métodos analíticos (procesos continuos de Markov) y métodos de simulación aleatoria (estocástica-Monte Carlo).

### 5.3 MEDIDAS DE MEJORA DE LA FIABILIDAD

Las medidas de mejora de la fiabilidad de redes eléctricas de distribución se pueden resumir en tres grupos (Sumper, 2005):

- La reducción de la tasa de fallas.
- La reducción del tiempo de afectación.
- La reducción de número de consumidores afectados.

#### a. Reducción de la tasa de fallas

La reducción de la frecuencia de las interrupciones se puede conseguir a través del aumento de la fiabilidad del sistema y sus componentes. Dichas medidas aumentan la fiabilidad, reduciendo la tasa de fallas y en consecuencia reduciendo todos los índices de continuidad en global (SAIFI, SAIDI, TIEPI etc.) de la zona. Las medidas a tomar en las instalaciones para reducir la tasa de fallas pueden ser las siguientes:

- Mantenimiento preventivo y monitorización.
- Reposición preventiva de componentes que han alcanzado su vida útil.
- Cables aislados o semiaislados en líneas aéreas.
- Recorte de la vegetación cerca y debajo de las líneas aéreas.
- Protección contra la invasión de animales en instalaciones.

**b. La reducción del tiempo de afectación**

El tiempo de afectación representa principalmente el tiempo necesario para restablecer el suministro en la zona afectada por la interrupción. Debido a la configuración de la red, la zona afectada por la falla producida se puede aislar de la parte sana, desconectando la sección de la red que englobe esta zona. Es importante realizar el procedimiento adecuado de maniobra que permita aislar la mínima sección afectada posible. Esta medida no reduce el tiempo de afectación de la sección afectada, pero introduce una mejora substancial en tiempo para las partes de la red no afectadas directamente por la falla, sobre todo, si la operación de la reconfiguración de la red está automatizada. Además, si la reconfiguración se produce en un tiempo menor de tres minutos, la interrupción experimentada por el cliente no se considera una interrupción de larga duración. Estas medidas afectan principalmente a los índices que dependen del tiempo de afectación como SAIDI, TIEPI y CAIDI. Dicha interrupción se puede conseguir actuando sobre las siguientes medidas:

- Automatización de las redes.
- Reconfiguración del sistema tras la falla.
- Sistema de localización de fallas.
- Reducción del tiempo de respuesta.

**c. La reducción del número de consumidores afectados**

Con la reducción de número de consumidores o potencia interrumpida por cada falla se puede conseguir la disminución de todo tipo de índices (SAIFI, SAIDI, TIEPI, etc.) de la zona y a través de las siguientes medidas:

- Reconfiguración permanente de la red.
- Mayor cantidad de elementos de protección.
- Régimen de puesta a tierra del neutro rosante.

Una forma muy eficiente de mejorar los índices de continuidad es la reducción del número de consumidores por cada línea, ya que ante una falla en la línea, la interrupción afecta a un número menor de consumidores. Si se combina esta medida con una reducción de la longitud de las líneas se puede conseguir una tasa de fallas menor por línea. Las dos medidas se pueden conseguir al aumentar el número de líneas por subestación y aumentar la densidad de subestaciones de AT/MT en una zona.

## **5.4 MÉTODOS UTILIZADOS PARA EVALUAR LA FIABILIDAD**

La evaluación de fiabilidad en una red eléctrica, permite disponer información cuantitativa, que de alguna manera refleje el comportamiento y la calidad de servicio. Se describen a continuación algunas técnicas de modelación y evaluación de confiabilidad, orientadas a predecir índices de comportamiento futuro.

Existen dos clases de métodos para evaluar la fiabilidad: los métodos de simulación estocástica y los métodos de análisis. De los métodos de simulación estocástica, el más conocido es el de Monte Carlo y, entre los métodos de análisis se tienen los procesos continuos de Markov, los de redes y sus aproximaciones (Hernández, 1999).

### **5.4.1 Método de Monte Carlo**

El método de Monte Carlo consiste en la simulación de un número considerable de situaciones, generadas en forma aleatoria, donde los valores de los índices de fiabilidad corresponden a los valores de los momentos de las distribuciones de probabilidad. Reconoce la naturaleza aleatoria de la carga y de la salida de generadores y líneas en el sistema, de este método existen dos versiones (Rodríguez, 1992):

- Método de Monte Carlo secuencial: simula cronológicamente cada hora del año y el estado actual depende de los estados anteriores (sistema con memoria).
- Método de Monte Carlo no secuencial: simula aleatoriamente todas las horas del año y el estado actual no depende del anterior (sistema sin memoria).

El método de Monte Carlo se utiliza para sistemas en que las fallas dominantes son las de generación. La ventaja principal de este método es la facilidad que ofrece de poder tener en cuenta cualquier variable aleatoria y cualquier contingencia y la posibilidad de adoptar políticas de operación similares a las reales. Sin embargo, por ser un método estocástico se tiene preferencia por los métodos de análisis, dado a su facilidad de manejo.

#### **5.4.2 Método de Markov**

La mayoría de los métodos analíticos están basados en los procesos continuos de Markov. En una red eléctrica, ya sea un sistema de distribución o de transmisión, se considera como un sistema reparable, como aquel que al fallar un elemento, éste es reemplazado o reparado, dependiendo de la naturaleza del elemento en cuestión. De esta manera se restablece la condición de operación normal del sistema, o parte de la red afectada. Así entonces, el sistema es continuo en el tiempo, con estados discretos finitos, ajustándose muy bien a una representación por medio de procesos continuos de Markov (Gonen, 1986).

Es necesario notar que el método de Markov permite obtener, con una excelente precisión, la probabilidad de que el sistema resida en cualquiera de sus estados posibles, no la probabilidad de falla en un punto del sistema (que es lo que se desea).

A pesar de esta buena característica, resulta un método poco atractivo, debido a que la cantidad de estados posibles en un sistema crece dramáticamente a medida que aumenta el número de elementos que lo componen. Si la modelación de componentes considera sólo dos estados para cada uno de ellos (falla y operación), el diagrama de espacio de estados contiene  $2^n$  estados posibles. Es decir, un sistema modelado con 20 elementos tiene 1,048,576 estados, de manera que la dificultad de análisis es obvia. Por otro lado, modelos que tratan de reflejar con mayor fidelidad el comportamiento y operación real de los distintos elementos de un sistema eléctrico consideran más de dos estados, aumentando aún más la cantidad de estados posibles del sistema (Arriaga, 1994).

### 5.4.3 Técnica de Frecuencia y Duración

Como ya se mencionó, la idea central de la evaluación de fiabilidad en una red eléctrica es disponer de información cuantitativa, que de alguna manera refleje el comportamiento y calidad de servicio que entrega.

La técnica de Markov es perfectamente adecuada para determinar la probabilidad de estado y disponibilidad, sin embargo, otros parámetros de fiabilidad, tales como la frecuencia de encontrarse en un estado determinado y la duración promedio de residencia en dicho estado entregan mucha más información que una simple probabilidad. Puestos en el caso de un consumidor que desea conectarse a un nudo de la red de la empresa eléctrica, lo más probable es que esté interesado en conocer la cantidad de veces que quedará sin suministro de energía eléctrica y cuando pueden durar estas fallas de servicio. La técnica de frecuencia y duración pretenden encontrar relaciones para contestar estas interrogantes (Arriaga, 1994).

La probabilidad de que un elemento este en operación está dada por (Hernández, 1999):

$$P(\text{op}) = m / (m+r) \quad (42)$$

donde,  $m = 1/\lambda$  que es el tiempo promedio de operación y  $r = 1/\mu$  que es el tiempo promedio de reparación. Como la frecuencia de un ciclo es  $1/T$  (periodo), y  $T = m + r$ , se tiene que  $P(\text{op}) = f/\lambda$ , es decir que la frecuencia de encuentro en un estado determinado está dada por la probabilidad de encontrarse en el estado, por la tasa de partida desde dicho estado.

La aplicación de esta técnica para sistemas de cualquier tamaño puede resumirse en lo siguiente (Arriaga, 1994):

- 1) Evaluar las probabilidades límites de estado.
- 2) Evaluar la frecuencia de encuentro en un estado.
- 3) Evaluar la duración media de cada estado.

La duración media de residencia en cada estado de los estados acumulados, se obtiene mediante la siguiente expresión (Hernández, 1999):

$$m_c = (\text{prob. acumulada para el estado } i) / (\text{frec. de encuentro en el estado } i) \quad (43)$$

Cabe mencionar que esta técnica de frecuencia y duración también se ha aplicado en el área de sistemas de generación (Arriaga, 1994).

#### **5.4.4 Método de Cortes Mínimos**

En la evaluación de fiabilidad de las redes de distribución, uno de los problemas a resolver es la determinación de los eventos de falla (cortes mínimos) que aíslan los puntos de carga de las subestaciones de distribución (Hernández, 1999).

Utilizando como criterio de éxito la continuidad de servicio para los puntos de interés, se dice que un sistema está conectado si existe un camino entre la fuente y cada uno de los elementos que componen dicho sistema. La salida de los elementos que pertenecen al conjunto de corte mínimo produce la separación del sistema en dos subsistemas conectados, uno que contiene las entradas (fuentes) y otro que contiene el punto de estudio (normalmente este punto corresponde a un nudo de carga) (Arriaga, 1994).

El método de los conjuntos de corte, en esencia, hace una representación serie-paralelo de la red bajo estudio, el que puede tener cualquier configuración. Un conjunto de cortes es un grupo de elementos que al ser retirados del sistema (red eléctrica) produce su partición. Se dice que un corte es mínimo cuando no tiene un subconjunto que pueda producir el mismo efecto sobre el sistema (Hernández, 1999).

El método de los conjuntos de corte es una aproximación generalmente válida, atendiendo a la alta disponibilidad normalmente asociada a los componentes de un sistema eléctrico de potencia. Si fallan todos los elementos de un conjunto o grupo de corte, el sistema fallará, sin importar el estado del resto de elementos del sistema. Un sistema puede tener



un gran número de conjuntos de corte y un componente en particular pertenecer a más de uno de ellos (Billinton, 1994).

En el grupo de corte, los elementos deben conectarse en paralelo, ya que la falla se produce cuando todos esos elementos salen de red. Los cortes a su vez, deben conectarse en serie, ya que la ocurrencia de cualquiera de ellos asegura la desconexión del sistema (Arriaga, 1994).

#### **5.4.5 Modos de falla y Análisis de Efectos**

Una técnica también empleada consiste en la determinación de los modos comunes de falla y análisis de efectos, en donde se pretende reflejar con mayor realismo el comportamiento de un sistema eléctrico. Su implementación de conjuntos de corte mínimos. Esta técnica es particularmente adecuada para modelar fallas que involucran la acción de los dispositivos de protección (Arriaga, 1994).

También es posible considerar sobrecargas y violación de límites de voltaje, al simular contingencias que no forman conjuntos de corte, es decir, la salida de una línea o alimentador parcialmente redundante, que no necesariamente produce la desconexión de alguna porción del sistema, pero que podría sobrecargar algún elemento. De esta manera, aparte de los estados determinados por los conjuntos de corte, se agregan como fallas aquellos que producen sobrecargas, si dicha condición permanece algún tiempo superior a los ajustes de los dispositivos de protección (Arriaga, 1994).

Existen también técnicas de localización óptima de recursos en redes de distribución, las que buscan aumentar la probabilidad de contar con energía eléctrica, en un punto de carga cualquiera de un sistema de distribución, mediante la determinación de nuevas inversiones (Rivier, 1999).

La aplicabilidad de estas técnicas 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 está conectado a una sola, manejando adecuadamente los interruptores-seccionadores de enlace (Hernández, 1999).

#### 5.4.6 Análisis de Árbol de Fallas

El árbol de fallas es un diagrama lógico que muestra las interrelaciones entre el evento no deseado en un sistema (efecto) y las razones para el evento (causas). Las razones pueden ser condiciones ambientales, errores, humanos, eventos normales que se espera que ocurran en la vida del sistema, y fallas de componentes específicos. Así, un árbol construido coherentemente muestra las diferentes combinaciones de fallas y otros eventos los cuales pueden guiar a un evento no deseado. La descripción del evento no deseado siempre nos deberá dar respuesta a las preguntas: ¿Qué?, ¿Dónde? y ¿Cuándo? Así (Hernández, 1999):

**Que:** Describe que tipo de evento no deseado ocurre.

**Donde:** Describe donde el evento no deseado ocurre.

**Cuando:** Describe cuando el evento no deseado ocurre.

La importancia de la fiabilidad de un componente en un sistema depende de dos factores:

- La localización del componente en el sistema.
- La fiabilidad del componente.

En la actualidad, el análisis de arboles de falla es una de las técnicas de uso común para elaborar estudios rigurosos de riesgo, y de fiabilidad.

#### 5.4.7 Índices Básicos de Fiabilidad

La fiabilidad de un componente o de un sistema, se relaciona con su habilidad o capacidad de realizar una tarea determinada puede expresarse por una gran variedad de indicadores, en correspondencia con los objetos de la evaluación (Manzaneda, 2006).

En efecto, existen diversas causas para que un componente falle o salga de servicio, afectando la continuidad de suministro a los consumidores, resultando importante el análisis de la fiabilidad de una red eléctrica y cuantificarla mediante indicadores probabilísticos, relacionados con los indicadores de continuidad de suministro, los cuantificadores básicos de la fiabilidad son (Arriaga, 1994):

- **Indisponibilidad (U)** – (del inglés Unavailability), define la probabilidad de encontrar el componente (o sistema) averiado por un instante, vale decir que es la parte de tiempo sobre un periodo concreto que el componente estará indisponible.
- **Tasa de falla ( $\lambda$ )** – define el número de equipos que fallan durante un periodo de tiempo concreto, dividido por el número de equipos expuestos a la falla. El inverso de la tasa de falla se conoce como tiempo promedio entre fallas.
- **Tiempo de reparación (r)** – representa la acción de cambio o reparación del elemento causante del problema. Es el valor medio de tiempo de reparación de las fallas del sistema. El inverso del tiempo de reparación se conoce como tasa de reparación.

Estos indicadores son variables aleatorias, por tanto los valores proporcionados son valores medios esperados y las predicciones que se hacen de estos valores, se basan en información histórica de los indicadores de fiabilidad, por tanto, su análisis depende del método de evaluación de fiabilidad y de la calidad de la información, que no es fácil obtenerla.

## **5.5 MÉTODO ELEGIDO PARA EVALUAR LA FIABILIDAD**

En este trabajo se emplea el método de evaluación en base a una combinación de metodologías, aprovechando la radiabilidad de la red eléctrica y el sistema en serie desde el punto de vista de la confiabilidad, éste método es conocido en la literatura como Modos de Falla y Análisis de Efectos (FMEA), mismo que, consiste en determinar la calidad esperable que las redes de distribución pueden brindar con su topología actual, pero

considerando criterios de eficiencia en lo que respecta a la gestión de las instalaciones (Arriaga, 1994).

La metodología, considera a la red eléctrica como un todo, relacionando la carga que alimenta, cantidad de consumidores, longitud de circuitos y otras variables que favorecen a la exactitud de la evaluación, vale decir que se evita el análisis individual de cada equipo, y máxime si toma en cuenta que las empresas tienen un escaso seguimiento a cada uno de los equipos (Manzaneda, 2006).

### **5.5.1 Modelado de la Red**

Para realizar la evaluación de los parámetros de fiabilidad para el sistema y también para los consumidores, se modelará la red a través de una descripción topológica de tramos de alimentadores, separados por elementos de protección y/o maniobra. Esto, dado que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirá idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que tendrán lugar en la red. Esto significa que hay una correlación perfecta entre tramo (de alimentador) y consumidor.

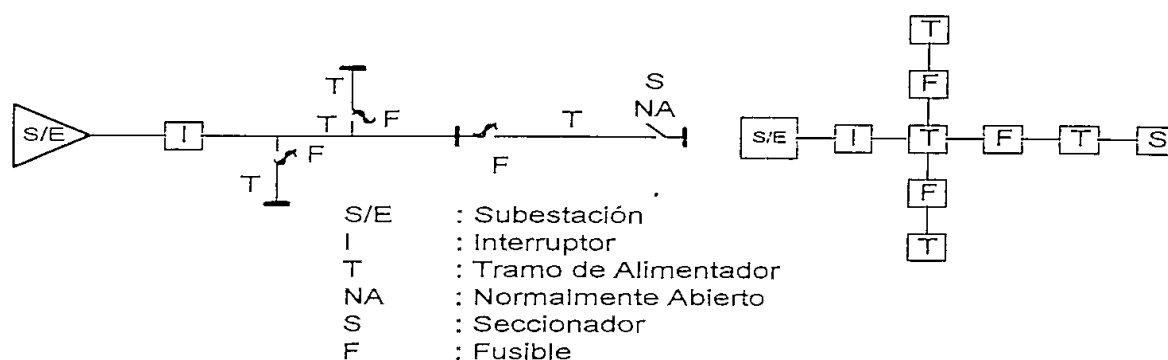
Los tramos de alimentador se definen como conductores separados por algún tipo de elemento de protección y/o maniobra. Se incluyen en este modelo: interruptores, fusibles, desconectores (seccionador, reconector). La decisión de presentar distintos elementos de protección se justifica dada la forma de operación diferente de cada uno de estos elementos. Por una parte los fusibles operarán solamente ante una falla activa, mientras que los interruptores además pueden ser comandados a voluntad, e incluso ser telecomandados, al igual que los desconectores, excepto que éstos no operan ante la repesencia de fallas. La existencia de algún grado de automatismo en la red se debe reflejar en los tiempos de maniobra de los dispositivos considerados (Arriaga, 1994).

Cada elemento presente en el modelo de red estará caracterizado a través de sus propios parámetros 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

(Olalla, 2002). En la figura No. 15, se muestra el esquema de una red de distribución y su modelo correspondiente.

**Figura No. 15**

**Diagrama unifilar de una red de distribución y su modelo topológico**



**Fuente:** Olalla, 2002

### 5.5.2 Caracterización de los Tramos

Los tramos de alimentadores y elementos de protección de la red considerados en el modelo, se caracterizan por los siguientes indicadores que establecen la transición de un estado de “disponible” a otro de “indisponible” (Arriaga, 1994):

- **Tasa de falla ( $\lambda$ ):** 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 aislación, accidentes, etc. En ciertos casos, puede ser deseable considerar elementos de protección 100% confiables, entonces, basta 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 la siguiente manera:

- A través del historial de fallas, para el tramo individual.
- Mediante una estimación, considerando el sistema completo:

$$\lambda = b \cdot l \quad (\text{fallas/año}) \quad (44)$$

$$b = \frac{m}{L \cdot T} \quad (\text{fallas/km-año}) \quad (45)$$

donde:

m: cantidad de fallas.

L: longitud total de las líneas expuestas a falla, en km.

T: periodo 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:

$$\lambda = \frac{m}{N \cdot T} \quad (\text{fallas/año}) \quad (46)$$

donde:

m: cantidad de fallas observadas para cierto tipo de elemento.

N: cantidad de elementos expuestos a falla.

T: periodo 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 (44) a (46) es una buena aproximación, en caso de ausencia de información específica para los tramos de alimentador o elementos de protección.

- **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 (maniobras de transferencia, reparaciones, recambios, limpiezas, etc.). Se denomina **tiempo total de interrupción** del servicio eléctrico, al periodo transcurrido desde la desconexión del circuito, hasta la re-energización del mismo, este ciclo puede representarse como: ocurrencia de la falla, ciclo de maniobras y restablecimiento del servicio. El tiempo que demora

el restablecimiento del servicio eléctrico depende del tipo de falla y de los equipos presentes en el sistema. En general, se tendrá para una red de distribución la siguiente clasificación de tiempos:

- **Tiempo para el conocimiento de 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. La automatización juega aquí un importante papel, puesto que si existe señalización del estado de las protecciones, la magnitud de este tiempo es muy pequeña, que teóricamente puede considerarse cero.
- **Tiempo de preparación ( $T_p$ ):** tiempo necesario para la obtención de los recursos materiales necesarios para dar inicio a los trabajos de localización de la falla.
- **Tiempo de localización ( $T_l$ ):** tiempo empleado para 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 transferencia ( $T_t$ ):** tiempo que toma realizar las maniobras de transferencia para restablecer el servicio a los tramos en donde ello sea posible.
- **Tiempo de reparación ( $T_r$ ):** tiempo necesario para realizar las labores de reparación y/o cambio de los equipos fallados.
- **Tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación ( $T_v$ ):** intervalo de tiempo el cual se tarda en recuperar la configuración normal de operación, una vez ejecutadas las tareas de reparación.

La cuantificación de los tiempos mencionados, la dominan las empresas de distribución, especialmente el personal de reparaciones, pues constituye una práctica normal.

### 5.5.3 Clasificación de Estados

Se los puede clasificar en función de la protección asociada, de la alternativa de alimentación, así cada tramo del sistema tendrá un comportamiento que puede ser asociado a la existencia de una falla en otro tramo o elemento del alimentador:

- **Normal (N):** el estado del tramo de alimentador **i** se define como normal, cuando su operación no se ve afectada por falla en el elemento **j**.
- **Restablecible (R):** el estado del tramo de alimentador **i** se define como restablecible, cuando su servicio puede volver a la normalidad, antes de reparar el elemento **j** fallado, aislando **j** mediante algún elemento de maniobra.
- **Transferible (T):** el tramo de alimentador **i** será transferible, cuando exista alguna maniobra para re-energizarlo, antes de reparar el bloque **j** en falla.
- **Irrestablecible (I):** son tramos irrestablecibles aquellos que sufren la falla y todos los que no pueden ser transferidos a otra fuente de alimentación mediante maniobras.
- **Irrestablecible con espera (IE):** el tramo **j**, en falla, se define como irrestablecible con espera, cuando previo a su reparación debe realizarse alguna maniobra.

### 5.5.4 Descripción de los Estados de los Tramos

El método de evaluación, se basa en una combinación de metodologías, aprovechando la condición de radiabilidad de la red eléctrica. El objetivo es determinar los estados de cada uno de los elementos que componen el modelo de la red, cuando cada uno de ellos presenta una falla (Olalla, 2002).

Para un mejor ordenamiento, se propone construir una matriz, donde las columnas presentan la condición del elemento, ante falla del elemento indicado por la fila. El algoritmo se puede sintetizar de la siguiente manera (Arriaga, 1994):



- a. Describir la estructura topológica de la red, separando los diferentes tramos de 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 falla.
- b. Preparar una matriz de orden  $\mathbf{n} \times \mathbf{n}$ , donde  $\mathbf{n}$  es el número de elementos del modelo.
- c. Tomando un elemento a la vez, simular una falla (elemento  $\mathbf{i}$ ).
- d. Para el resto de elementos ( $\mathbf{j}$ ), analizar los efectos de la protección asociada al elemento fallado ( $\mathbf{i}$ ).
  - Si la actuación de la protección no afecta al elemento  $\mathbf{j}$ , éste se define como normal.
  - Si el elemento  $\mathbf{j}$  se ve afectado por la operación de la protección y existe una vía alternativa de alimentación, cerrando un switch normalmente abierto, entonces este elemento es **transferible**.
  - El elemento que sufre la 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.
  - El elemento  $\mathbf{j}$  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 frecuencia y duración de fallas para cada uno de los elementos del sistema.
- f. Calcular los índices asociados a clientes, al sistema en general, etc.

### 5.5.5 Evaluación de Estados

Para sistemas con topología radial, se suele utilizar las siguientes expresiones, para determinar la tasa de falla, el tiempo de reparación y la indisponibilidad anual del sistema (Olalla, 2002):

$$\lambda_T = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (47)$$

$$U_i = \lambda_i \cdot r_i \quad (48)$$

$$U_T = \sum_{i=1}^n U_i \quad (49)$$

$$r_T = \frac{U_T}{\lambda_T} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot r_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i} \quad (50)$$

donde:

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

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

$U_i$  : indisponibilidad anual del elemento i, horas/año.

$\lambda_T$  : tasa de falla del sistema serie, fallas/año

$r_T$  : tiempo de reparación total, horas.

$U_T$  : indisponibilidad anual total del sistema serie, horas/año.

Cada elemento genera independientemente una cierta cantidad de fallas, pero la cantidad de veces que se ve afectado por los cortes de suministro de energía eléctrica es mayor, considerando los efectos de las fallas de otros elementos.

La cantidad de interrupciones que se deben contabilizar depende del estado definido para cada elemento, según se muestra en cuadro No. 9.

### Cuadro No. 9

#### Interrupciones aportadas, según tipo de elemento

Tipo de Elemento	Interrupciones
Normal	0
Restablecible	$\lambda$
Transferible	$2\lambda$
Irrestablecible	$\lambda$
Irrestablecible con espera	$\lambda$

Fuente: Arriaga, 1994

Cuando un elemento es transferible, aparece una tasa de falla doble, esto se debe a que 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 con una duración  $T_v$  (tiempo de maniobra para restablecer la configuración normal de operación), esto significa que este tipo de elementos salen de operación en dos ocasiones cuando ocurre una falla. En la tasa de falla del elemento analizado, también influyen las fallas de los otros elementos del sistema, las cuales se deben tomar en cuenta al momento de determinarla, por tal motivo dependiendo del elemento se puede utilizar varias expresiones (Olalla, 2002).

Para tramos de alimentador, la tasa de falla debe calcularse como (Arriaga, 1994):

$$\lambda_T = \lambda_i \cdot l_i \quad (51)$$

donde:

$\lambda_i$  : tasa de falla unitaria del tramo  $i$ , (fallas/año km)

$l_i$  : longitud del tramo alimentador  $i$ , (km).

$\lambda_T$  : tasa de falla del tramo (fallas/año).

Por lo tanto la tasa de falla total para un elemento cualquier, se obtiene sumando los aportes de cada elemento del sistema, según el tipo indicado en la columna de la matriz de estados y cuadro No. 9, es decir:

$$\lambda_{Ei} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (52)$$

donde:

$\lambda_{Ei}$  : tasa de falla total del elemento  $i$ , (fallas/año)

$\lambda_i^j$  : cantidad de interrupciones en el elemento  $i$ , debido a falla en elemento  $j$ .

$n$  : cantidad de elementos considerados en el modelo de la red.

Además el tiempo de interrupción también depende del tipo de elemento analizado, tal como se indica en cuadro No. 10:

**Cuadro No. 10**

**Tiempo de Interrupción dependiendo del tipo de elemento**

<b>Tipo de Elemento</b>	<b>Tiempo de Interrupción (r)</b>
Normal	0
Restablecible	$T_c + T_p + T_l$
Transferible	$T_c + T_p + T_l + T_t + T_v$
Irrestablecible	$T_c + T_p + T_l + T_r$
Irrestablecible con espera	$T_c + T_p + T_l + T_t + T_r$

**Fuente:** Arriaga, 1994

Para el cálculo del tiempo de interrupción, también se considera la tasa de falla del elemento analizado como se muestra en las ecuaciones siguientes:

$$U_i^j = \lambda_i^j \cdot r_j \quad (53)$$

$$U_{Ei} = \sum_{j=1}^n U_i^j \quad (54)$$

donde:

$\lambda_i^j$  : cantidad de interrupciones en el elemento i, debido a falla en elemento j, falla/año.

$r_j$  : tiempo de interrupción o de reparación del elemento j, horas.

$U_i^j$  : indisponibilidad del elemento i, debido a la falla en el elemento j, horas/año.

$U_{Ei}$  : indisponibilidad anual total del elemento i, horas/año.

$n$  : cantidad de elementos del modelo.

Finalmente, se determinan indicadores orientados a cuantificar la calidad de servicio que reciben los consumidores, tomando en cuenta que ellos se conectan a algún tramo de red, mediante su centros de transformación MT/BT (puntos de carga). Como índices generales para los consumidores, se determina la Frecuencia Equivalente de fallas por Consumidor (FEC) y la Duración Equivalente de la interrupción por Consumidor (DEC).

$$DEC = SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n U_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (55)$$

$$FEC = SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_{Ei} \cdot C_i}{\sum_{j=1}^{nt} C_j} \quad (56)$$

donde:

$C_j$  : cantidad de consumidores conectados al tramo  $j$ .

$nt$  : cantidad de tramos de alimentador.

Así mismo, un indicador interesante para el distribuidor, tiene que ver con la Energía no Suministrada (ENS), dado que connota pérdidas (Manzaneda, 2006):

$$ENS = \sum_{j=1}^{nt} \frac{E_j}{720} \cdot U_{Ej} \quad (57)$$

donde:

$E_j$  : energía promedio mensual demandada por los consumidores conectados al tramo  $j$ , en kWh.

El valor de 720 corresponde a las horas promedio mes, el cual es el resultado de multiplicar los 30 días mes promedio por las 24 horas del día.

## CAPÍTULO VI

### OPTIMIZACIÓN DE LAS INVERSIONES PARA MEJORA DE LA CALIDAD

#### 6.1 FUNCIONES OBJETIVO

En el capítulo anterior, se presentó un método de análisis de fiabilidad de las redes de distribución que permite desarrollar herramientas de comparación de inversiones y su efecto en la calidad del servicio ofrecido. Por otra parte la regulación incide directamente en la remuneración global de las distribuidoras, por tanto es necesario desarrollar una herramienta que permita optimizar las inversiones para la mejora de la calidad de las empresas Distribuidoras dentro del nuevo marco regulatorio de incentivos/penalizaciones según el nivel de calidad ofrecido (Rivier, 1999).

Para la optimización de inversiones, es necesario definir distintas funciones objetivo, el Regulador requiere una herramienta que le permita definir la curva de costos de inversión de las Distribuidoras frente a la mejora de la calidad, o bien una herramienta que le permita determinar el NOC teniendo en cuenta los costos de los clientes y los costos de las Distribuidoras. Por otra parte, están las Distribuidoras que requieren optimizar sus inversiones en mejora de la calidad dentro el nuevo marco regulatorio hasta alcanzar el NOC (Savkovic, 2009).

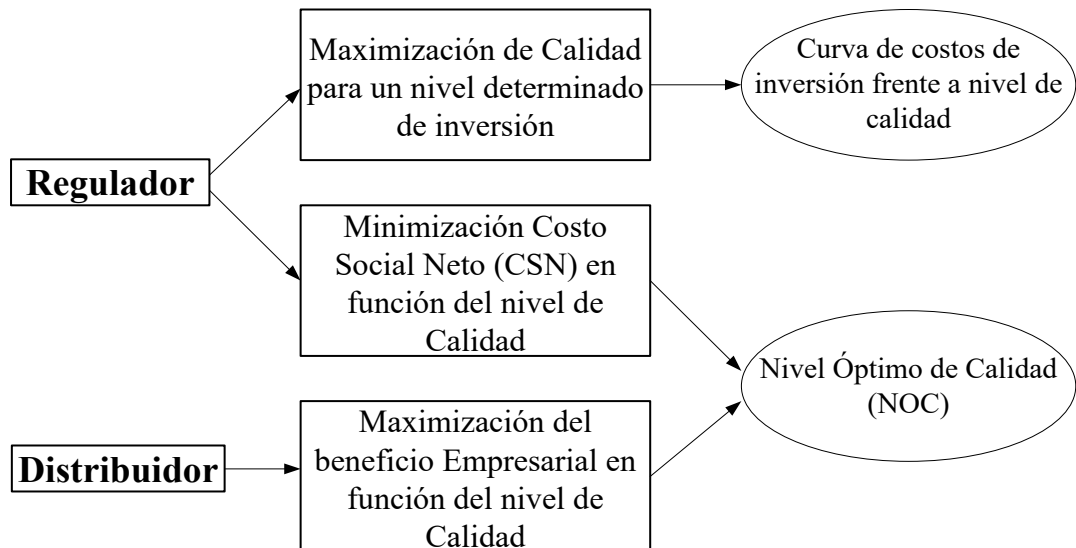
En la Figura No. 16, se muestra un resumen de estas funciones objetivo, que se deben minimizar o maximizar para optimizar el nivel de calidad de la red de distribución:

- **Maximización de la Calidad:** la función objetivo corresponde a la mejora de la calidad, considerando como medida de esa mejora la evolución del índice DEC y FEC, con la localización óptima de recursos (inversiones en equipos) en las redes de distribución. Para la determinación de los índices de calidad, se hace uso del método de análisis de la fiabilidad, presentado en el acápite 5.5 de este trabajo, el cual permite determinar la curva de mejora de calidad para distintas posibilidades de instalación de equipos.

- **Minimización del CSN:** la función objetivo es minimizar el Coste Social Neto (CSN) que corresponde al Nivel Óptimo de Calidad (NOC). Lo cual se consigue maximizando la rentabilidad de las inversiones de las Distribuidoras en términos de reducción de costos para los clientes por falta en la calidad del suministro eléctrico.
- **Maximización del Beneficio Empresarial:** el objetivo de las Distribuidoras es obtener la máxima rentabilidad de sus inversiones, por ello se debe utilizar como función objetivo el VPN (Valor Presente Neto) y RBC (Relación Beneficio Costo) de las inversiones en mejora de la calidad. Las inversiones que consigan maximizar el VPN y una mejor RBC son las que se deben llevar a cabo, es decir el escenario que proporcione un mayor beneficio con un pequeño costo de inversión.

**Figura No. 16**

**Funciones objetivo para optimizar el nivel de calidad**



**Fuente:** Rivier, 1999

## **6.2 LOCALIZACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN**

Un objetivo que se plantean las empresas de Distribución eléctrica es el de disminuir la energía no suministrada a los clientes, para aumentar las ventas, cumplir con las normativas vigentes y evitar multas y compensación (Rodríguez, 2003).

La técnica escogida para la asignación de recursos en las redes de distribución, pretende aumentar la probabilidad de contar con energía eléctrica, en un punto de carga cualquiera de un sistema eléctrico de distribución, mediante la determinación de nuevas inversiones. La inversión de recursos se traduce en disminución de la tasa de falla y disminución de los tiempos de reparación de las misma, factores que tienen una relación directa con los índices de fiabilidad y la calidad del servicio eléctrico (Olalla, 2002).

La técnica considera alimentadores radiales alimentados desde una subestación, o de más subestaciones pero con interruptores y seccionadores como el indicado en la Figura No. 15. Un cambio en la probabilidad de suministro de energía y un cambio en el tiempo total de interrupción del servicio son problemas matemáticos análogos, y los análisis se realizan para un elemento de la red a la vez (Rodríguez, 2003).

La ubicación óptima de recursos se plantea como un problema de optimización lineal, para lo cual como paso previo se debe linealizar la función de probabilidad de suministro de energía eléctrica en estado estacionario (Arriaga, 1994).

### **6.2.1 Variación de la Probabilidad**

El modelo de fiabilidad, para un punto de una red eléctrica, es una estructura de componentes conectados en serie. Este conjunto está formado por todos los elementos que afectan la continuidad de servicio eléctrico del punto definido como carga. Esto se aprecia en la matriz de estados, que muestra precisamente la condición de trabajo de un elemento determinado, ante contingencias ocurridas en el resto de los componentes de la red de distribución (Arriaga, 1993).



Las ecuaciones que permiten determinar los parámetros de fiabilidad corresponden a las de un sistema serie son (Olalla, 2002):

$$\lambda_i = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \quad (58)$$

$$U_i^j = \lambda_i^j \cdot r_i^j \quad (59)$$

$$U_i = \sum_{j=1}^n U_i^j \quad (60)$$

$$r_i = \frac{U_i}{\lambda_i} = \frac{\sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot r_i^j}{\sum_{j=1}^n \lambda_i^j} \quad (61)$$

donde:

$\lambda_i^j$ : contribución del elemento j a la tasa de falla del elemento i, (fallas/año).

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

$U_i^j$ : contribución del elemento j a la indisponibilidad 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 que un punto cualquiera tenga energía eléctrica, se define como (Arriaga, 1993):

$$P_{oi} = \frac{\mu_i}{\lambda_i + \mu_i} \quad (62)$$

Donde:  $\mu_i = 1/r_i$ : tasa de reparación.

Dividiendo numerador y de nominador de la ecuación (62) por  $\mu_i$  se tiene:

$$P_{oi} = \frac{1}{\frac{\lambda_i}{\mu_i} + 1} \quad (63)$$

Reemplazando las ecuaciones (58) y (59) en (63), se obtiene la probabilidad de disponer de energía eléctrica para el elemento  $i$ , en estado estacionario:

$$P_{oi} = \frac{1}{\sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot r_i^j + 1} \quad (64)$$

Derivando parcialmente la ecuación (64), respecto a la tasa de falla y el tiempo de reparación de un elemento  $j$  cualquiera, se obtiene:

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial \lambda_i^j} = \frac{-r_i^j}{\left[ \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot r_i^j + 1 \right]^2} \quad (65)$$

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial r_i^j} = \frac{-\lambda_i^j}{\left[ \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot r_i^j + 1 \right]^2} \quad (66)$$

Los valores de tasa de falla  $\lambda_i^j$  y tiempo de reparación  $r_i^j$ , de todos los elementos que componen la red, pueden ser considerados casi como unas constantes (afirmación realizada tomando en cuenta que el estado de los elementos no han cambiado) y considerando pequeñas variaciones, se obtiene una linealización de la función probabilidad de suministro de servicio eléctrico para el punto “ $i$ ”, respecto al elemento “ $j$ ” (Olalla, 2002):

$$\Delta P_{oi\lambda_i^j} = -\frac{r_i^j \cdot \Delta \lambda_i^j}{C} \quad (67)$$

$$\Delta P_{oir_i^j} = -\frac{\lambda_i^j \cdot \Delta r_i^j}{C} \quad (68)$$

Donde:

$$C = \left( \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot r_i^j + 1 \right) = \text{constante} \quad (69)$$

Al considerar todos los elementos de la red, se tiene la variación de la probabilidad de abastecimiento del elemento “i” (Arriaga, 1994):

$$\Delta P_{\lambda_i} = -\frac{\sum_{j=1}^n r_i^j \cdot \Delta \lambda_i^j}{C} \quad (70)$$

$$\Delta P_{r_i} = -\frac{\sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot \Delta r_i^j}{C} \quad (71)$$

La variación total se obtiene como la suma de las ecuaciones (70) y (71):

$$\Delta P_o = -\frac{1}{C} \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot \Delta r_i^j - \frac{1}{C} \sum_{j=1}^n r_i^j \cdot \Delta \lambda_i^j \quad (72)$$

De la ecuación (72) se deduce 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 (Arriaga, 1993). Se dice tiempos negativos por cuanto el valor obtenido esta precedido de un signo menos (-), el cual representa la disminución de la frecuencia de falla (Olalla, 2002).

La disminución de tasas de falla de los elementos, así como los tiempos de reparación de estas, tienen un costo asociado y el problema se reduce a una minimización de costos para lograr un cierto cambio en la probabilidad de abastecimiento de servicio eléctrico (Arriaga, 1993):

$$\text{Min} \left[ \sum_{i=1}^n k_{\lambda_i} \cdot \Delta \lambda_i + \sum_{i=1}^n k_{r_i} \cdot \Delta r_i \right] \quad (73)$$

Sujeto a:

$$\Delta P_o = -\frac{1}{C} \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot \Delta r_i^j - \frac{1}{C} \sum_{j=1}^n r_i^j \cdot \Delta \lambda_i^j \quad (74)$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} \quad (75)$$

$$\lambda_{\min} < \lambda_i < \lambda_{\max} \quad (76)$$

Donde:

$k_{\lambda_i}$  : costo unitario de inversión requerido para disminuir el parámetro tasa de falla ( $\lambda$ ) del elemento i, en dólares.

$k_{r_i}$  : costo unitario de inversión requerido para disminuir el parámetro tiempo de reparación ( $r$ ) del elemento i, en dólares.

### 6.2.2 Variación en la Indisponibilidad de Energía

Se analiza un cambio en la indisponibilidad de energía por ser una medida bastante clara de lo que es el tiempo total de indisponibilidad de servicio para un punto de carga, concepto manejado por los operadores del sistema y que son evaluados numéricamente (Olalla, 2002).

Si se deriva parcialmente la ecuación (59), respecto a la tasa de falla y el tiempo de reparación de un elemento j cualquiera, se tiene:

$$\frac{\partial U_i^j}{\partial \lambda_i^j} = r_i^j \quad (77)$$

$$\frac{\partial U_i^j}{\partial r_i^j} = \lambda_i^j \quad (78)$$

De la misma manera que en el caso de probabilidad, se considera que cada uno de los elementos que conforman la red, influyen en el desempeño del elemento analizado y que

existen pequeñas variaciones (tanto de la frecuencia de falla así como del tiempo de reparación). Las expresiones linealizadas pueden ser escritas como (Arriaga, 1994):

$$\Delta U_{\lambda_i} = \sum_{j=1}^n r_i^j \cdot \Delta \lambda_i^j \quad (79)$$

$$\Delta U_{r_i} = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot \Delta r_i^j \quad (80)$$

La suma de las ecuaciones (79) y (80), permite determinar la variación total de la indisponibilidad:

$$\Delta U_i = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot \Delta r_i^j + \sum_{j=1}^n r_i^j \cdot \Delta \lambda_i^j \quad (81)$$

Se plantea, entonces, el problema de optimización, que implica obtener un cierto cambio en la indisponibilidad de servicio de un punto de carga, minimizando los costos que se va a invertir para la consecución de estos resultados (Arriaga, 1993):

$$\text{Min} \left[ \sum_{i=1}^n k_{\lambda_i} \cdot \Delta \lambda_i + \sum_{i=1}^n k_{r_i} \cdot \Delta r_i \right] \quad (82)$$

Sujeto a:

$$\Delta U_i = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot \Delta r_i^j + \sum_{j=1}^n r_i^j \cdot \Delta \lambda_i^j \quad (83)$$

$$\Gamma_{\min} < \Gamma_i < \Gamma_{\max} \quad (84)$$

$$\lambda_{\min} < \lambda_i < \lambda_{\max} \quad (85)$$

Comparando el planteamiento de la variación de probabilidad con la variación de la indisponibilidad, se puede apreciar que matemáticamente se trata del mismo problema, pero con un mayor sentido físico. En el análisis de variaciones de la tasa de falla así como del tiempo de reparación, esta precedido del signo negativo, el cual representa una

disminución de estos y por lo tanto su efecto es aumentar la probabilidad de disponer de energía, que a su vez significa que se disminuye la indisponibilidad de energía eléctrica en el punto de carga analizado (Olalla, 2002).

### 6.2.3 Reducción del Problema de Optimización

Procediendo a descartar la posibilidad de invertir en la tasa de falla ( $\lambda$ ), pues su evaluación se lo puede realizar solo en base a su desempeño en el transcurso del tiempo, es decir tan solo en base a la indisponibilidad del servicio. Por lo que el problema de optimización planteado anteriormente se lo puede reducir a lo siguiente (Arriaga, 1994):

$$\text{Min} \left[ \sum_{i=1}^n k_{ri} \cdot \Delta r_i \right] \quad (86)$$

Sujeto a:

$$\Delta U_i = \sum_{j=1}^n \lambda_i^j \cdot \Delta r_i^j \quad (87)$$

$$r_{\min} < r_i < r_{\max} \quad (88)$$

Sí se consideran costos unitarios de inversiones constantes y la variables  $\Delta r$  continuas (para una primera aproximación), se tiene un problema de optimización lineal. Sin embargo, los costos estarán asociados a las magnitudes de variación de  $\Delta r$  y al tipo de solución involucrada (automatización, incorporación de elementos de informática en los centros de atención, aumento del personal de mantenimiento/reparación, etc.) en la reducción del tiempo de indisponibilidad. Por otra parte la definición de la función de costos puede complicarse aún más si se considera soluciones combinadas (Arriaga, 1994).

### 6.2.3 Metodología de Solución

La metodología descrita se puede estructurar de la siguiente manera (Arriaga, 1993):

- 1) Determinar los parámetros de fiabilidad de cada elemento componente de la red de distribución, a través de datos históricos, o similares de otras redes, o mediante las ecuaciones (44) – (46).
- 2) Determinar la Matriz de Estados (M.E), para la configuración de operación considerada para la red de distribución.
- 3) De acuerdo a los estados definidos en la M.E., evaluar los índices  $\lambda$ ,  $r$  y  $U$  para cada usuario.
- 4) Para el punto de conexión del cliente que se desea analizar, proceder a definir el nivel de variación de indisponibilidad de servicio,  $\Delta U$ .
- 5) Determinar los costos unitarios de inversión por cambios en  $\lambda$  y  $r$ .
- 6) Consecuentemente con la definición de la M.E., plantear el problema de optimización lineal, según ecuaciones (82) – (85) si se considera cambios en las tasas de falla y tiempos de reparación o según ecuaciones (86) – (88) si se trata del problema reducido.
- 7) La solución del problema de optimización entrega como resultado la variación de  $\lambda$  y/o  $r$  en los elementos que minimizan el total de inversiones.
- 8) Una vez obtenidos estos resultados, se evalúa nuevamente los índices de fiabilidad de los clientes y del sistema global (DEC, FEC, ENS) que permite evaluar los beneficios de la inversión propuesta.

### **6.3 BENEFICIO EMPRESARIAL**

Hasta ahora, el valor que le otorgaban las Distribuidoras a la mejora de la calidad era un lucro cesante (ventas no realizadas de energía) al que había que añadir cuestiones asociadas a la imagen de las compañías frente al regulador y sus clientes. En las normativas actuales, la mejora de calidad tiene un valor económico claro y preciso, y corresponde a los incentivos/penalizaciones asociados al nivel de calidad ofrecido (Rivier, 1999).

El objetivo de las Distribuidoras es sacar la máxima rentabilidad de sus inversiones, por ello es necesario analizar los beneficios obtenidos a la inversión en mejora de la calidad,

por ello se propone utilizar la función económica del Valor Presente Neto (VPN) y Relación Beneficio Costo (RBC) (Urbina, 1992).

Para el desarrollo del análisis en unidades monetarias, se tomará en cuenta costos de mano de obra, equipos y energía no suministrada (ENS) (Olalla, 2002).

### 6.3.1 Método del Valor Presente Neto (VPN)

El método del valor presente neto es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que generan un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado (Coss, 1996).

Las inversiones que consigan maximizar el VPN son las que deben llevarse a cabo y el nivel de calidad obtenido gracias a las inversiones que maximizan el VPN es el NOC, pero no se trata de elegir qué medida de mejora es la más rentable, sino qué combinación de ellas, aplicadas a qué elementos permite maximizar el VPN (Rivier, 1999).

Matemáticamente la definición del VPN, puede ser mostrada mediante la fórmula utilizada para evaluar el valor presente de los flujos generados por un proyecto de inversión (Brown, 2009):

$$VPN = S_o + \sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad (89)$$

$$VPN = S_o + \frac{S_t \cdot ((1+i)^t - 1)}{i \cdot (1+i)^t} \quad (90)$$

donde:

VPN : Valor Presente Neto.

S<sub>o</sub> : Inversión inicial.



$S_t$  : Flujo de efectivo neto del periodo t.

n : Número de períodos de vida del proyecto.

i : Tasa de recuperación mínima atractiva.

El flujo de caja generado por una inversión en mejora de la calidad puede medirse como:

$$S_t = (ENS_o - ENS_i) \cdot G \quad (91)$$

donde:

$ENS_o$  : energía no suministrada base, resultado de análisis inicial de fiabilidad.

$ENS_i$  : energía no suministrada corregido, resultado de mejoras de la fiabilidad.

G: costo de interrupción, determinada por ecuación (33).

Cuando los flujos de efectivo son una anualidad, se puede resolver por medio del valor presente de una anualidad que se expresa en la ecuación (89) y cuando los flujos de efectivo son mixtos será necesario resolverlo con la sumatoria de los flujos de efectivo como se expresa en la ecuación (90) (Trujillo, 2004), siendo esta la utilizada en este trabajo.

El VPN tiene ciertas particularidades que lo hacen adecuado como método de análisis, siendo estos:

- Se interpreta fácilmente su resultado en términos monetarios (Urbina, 1992).
- Supone una reinversión total de todas las ganancias anuales, lo cual no sucede en la mayoría de las empresas (Urbina, 1992).
- Su valor depende exclusivamente de la “i” aplicada.
- Si el resultado del  $VPN = 0$ , no significa que la utilidad del proyecto sea nulo, al contrario, significa que proporciona igual utilidad que la mejor inversión alternativa, por tanto si el valor es cero, se estará recuperando todos los desembolsos más la ganancia exigida por el inversionista. Por otro lado, si el resultado del  $VPN > 0$ , sin importar cuanto supere a cero ese valor, esto implicará sólo una ganancia extra después de ganar la tasa de recuperación mínima aceptable aplicada a lo largo del periodo considerado. Si el  $VPN < 0$ , es mejor

rechazar el proyecto. Este criterio plantea que el proyecto debe aceptarse, si el VPN es igual o mayor a cero (Cano, 2012).

### **6.3.2 Método de la Relación Beneficio Costo (RBC)**

Como indica su nombre, el método de la relación beneficio/costo implica el cálculo de una razón de los beneficios a los costos. Ya sea que la inversión sea del sector privado o del público, debe tomarse en cuenta el valor del dinero en el tiempo en el ritmo de los flujos de efectivo (o ganancias) que ocurren después del arranque del proyecto. Entonces, la relación B/C es la razón de las ganancias descontadas a los costos descontados (Sullivan, 2004) y se deberá realizar la inversión si los beneficios son mayores que los costos (Urbina, 2007).

En la referencia (Urbina, 2007), se plantea la definición siguiente del análisis beneficio costo: Un enfoque analítico para resolver problemas de selección requiere la definición de objetivos, identificaciones de alternativas para llevar a cabo cada uno de los objetivos, así como la identificación para cada objetivo de la alternativa que genere el nivel requerido de beneficios al costo más bajo. A este mismo proceso analítico con frecuencia se le llama análisis costo-efectividad, cuando los beneficios que se han generado de cada una de las alternativas no pueden cuantificarse en términos monetarios.

Para la operatividad de la definición anterior, del análisis beneficio-costo, debe considerarse los siguientes pasos (Urbina, 1992):

1. Realizar un análisis de los programas que se pretenda realizar, especificando los objetivos de cada programa.
2. Analizar los beneficios que va a generar el proyecto en términos de los objetivos declarados.
3. Medir en términos monetarios los beneficios, costos y perjuicios que generaría el proyecto.
4. Realizar los pasos 1 a 3 para cada alternativa, y seleccionar aquella que genere los mayores beneficios, de acuerdo con los objetivos del proyecto y al menor costo.

Cualquier método que evalúa formalmente los proyectos de inversión, debe considerar la rentabilidad de la asignación de recursos para el logro de metas, la relación B/C ha sido el procedimiento aceptado para tomar decisiones de emprender o no proyectos aun cuando los otros métodos como el VPN, conduzcan a recomendaciones idénticas, siempre y cuando se apliquen en forma apropiada (Sullivan, 2004).

Existen diversas variaciones de la relación B/C, sin embargo, el enfoque fundamental es el mismo. Todos los cálculos de costos y beneficios deberán convertirse en una unidad monetaria de equivalencia común (VPN, VA o VF) a la tasa de descuento (tasa de interés), para ello se aplica la siguiente expresión (Blank, 2006):

$$RBC = B / C = \frac{VPN_{beneficios}}{VPN_{costos}} = \frac{VA_{beneficios}}{VA_{costos}} = \frac{VF_{beneficios}}{VF_{costos}} \quad (92)$$

Las equivalencias para valor presente neto (VPN) y valor anual (VA) se utilizan más que las de valor futuro (VF).

Por otra parte la relación B/C convencional, probablemente la más ampliamente utilizada, se calcula de la siguiente manera (Blank, 2006):

$$RBC = B / C = \frac{beneficios - contrabeneficios}{costos} = \frac{B - CB}{C} \quad (93)$$

Las ecuaciones (92) y (93) proporcionan igual información, siendo la directriz de decisión de inversión indicada por la relación B/C, lo siguiente (Cano, 2012):

- Si la relación B/C es mayor que 1 ( $B/C > 1$ ), el proyecto es aceptable, existe beneficio.
- Si la relación B/C es menor que 1 ( $B/C < 1$ ), el proyecto debe rechazarse, no existe beneficio

- Si la relación B/C es igual a 1 ( $B/C = 1$ ), es indiferente llevar o no adelante el proyecto, porque no hay beneficio ni pérdida.

Al realizar el análisis de las inversiones en mejora de la fiabilidad del sistema de distribución, se busca primordialmente reducir el número de fallas y el tiempo de indisponibilidad del sistema, significando esto, la reducción de la energía no suministrada (ENS), el cual tiene un efecto perjudicial en la sociedad, mientras para las empresas distribuidoras son ingresos monetarios no recaudados. La relación B/C, estará basada en la ENS que representa el costo social que involucra la falta del servicio eléctrico, y permitirá realizar una evaluación de la mejor combinación operativa de la red de distribución, es decir que red proporciona un mayor beneficio a un costo de inversión pequeño.

#### **6.4 ALGORITMO OPTIMIZACIÓN DE INVERSIONES**

A continuación se describe el algoritmo de los pasos a seguir en la optimización de inversiones para la mejora de la continuidad del suministro eléctrico.

- 1) Determinar la matriz de estados  $n \times n$ , para la topología de operación considerada de la red de distribución para análisis de la fiabilidad.
- 2) Evaluar los parámetros de fiabilidad  $\lambda$ ,  $r$ ,  $U$ , para cada usuario.
- 3) Definir puntos de conexión de usuarios, para mejora de tiempo anual de desconexión esperado,  $U = \lambda \cdot r$ .
- 4) Evaluar los índices de fiabilidad de los usuarios y del sistema global (DEC, FEC y ENS).
- 5) Determinar CCDF en función del tiempo de reparación, para cada punto de conexión de usuarios, según ecuación (40).
- 6) Determinar  $ECOST=C(CAL)$ , para cada punto de conexión de usuario, según ecuación (41).
- 7) Determinar los costos de inversión de la Distribuidora,  $I(CAL)$ , correspondiente a la estrategia de mejora de la fiabilidad.
- 8) Determinar el costo social neto, CSN, según ecuación (27).

- 9) Observar la conclusión de análisis de puntos de mejora determinados en 3) y pasar a paso 13), si no se concluyó pasar a paso 10).
- 10) Para el punto de conexión del usuario que se desea analizar, proceder a definir el nivel de variación de indisponibilidad de servicio,  $\Delta U$ , según ecuación (81).
- 11) Determinar los costos unitarios por cambios en  $\lambda$ ,  $r$  y plantear el problema de optimización lineal en ecuaciones (82)-(85) o ecuaciones (86)-(88).
- 12) Obtener la solución del problema de optimización, que entrega  $\lambda$  y/o  $r$ , de los elementos que minimizan el total de inversiones y regresar al paso 4).
- 13) Determinar el mínimo CSN.
- 14) Determinar el costo de interrupción,  $G$ , ecuación (33), según Figura No. 12, para evaluación económica de la ENS de usuarios, considerando el tipo de carga.
- 15) Determinar el costo de la energía no suministrada,  $C_{ENS} = G \times ENS$ .
- 16) Calcular y evaluar el VPN y RBC, que maximizan la inversión para el mínimo CSN determinado en paso 13).
- 17) Evaluar la reducción en la remuneración del Distribuidor, ecuación (25), con la mejora del CSN.

## **CAPÍTULO VII**

### **APLICACIONES**

#### **7.1 INTRODUCCIÓN**

Con el propósito de aplicar el método desarrollado en este trabajo, para la optimización de inversiones en mejora de la continuidad del suministro de energía eléctrica en los sistemas de Distribución, se aplica el método a los alimentadores de la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA), y los resultados obtenidos de la simulación de estos sistemas de distribución, son presentados en forma gráfica y tablas con el objeto de presentar en forma clara la mejora de la continuidad del suministro.

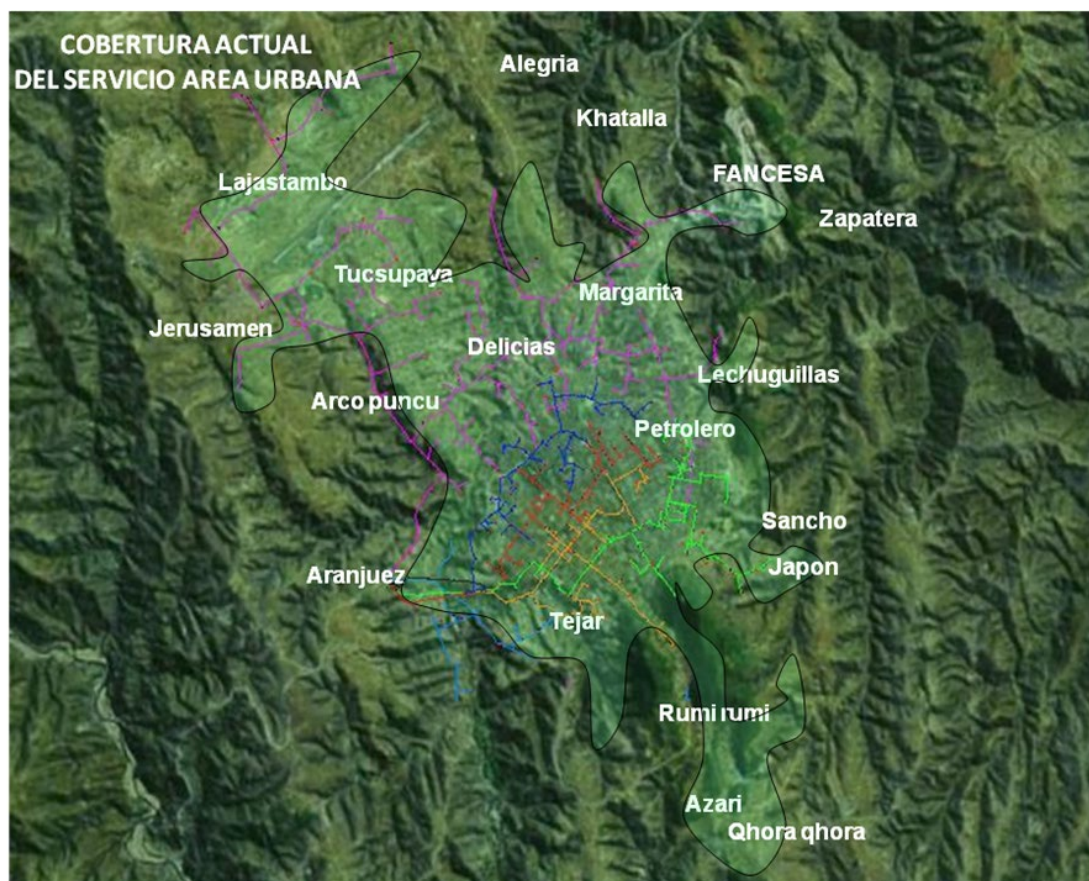
La optimización de inversiones para la mejora de la calidad en un alimentador, teniendo en cuenta los incentivos que tendrá la Distribuidora para ello, desde su punto de vista, intentara maximizar su beneficio, es decir, maximizar la rentabilidad de las inversiones realizadas, por ello es importante realizar el análisis de cuán conveniente es la inversión de los recursos que posee la empresa.

#### **7.2 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CESSA**

El sistema eléctrico de distribución de la Compañía Eléctrica Sucre S.A., es conformado por el sistema de 10.5 kV en el cual se tienen cinco alimentadores que suministran la energía eléctrica a la zona central de la ciudad de Sucre. El otro sistema esta conformador por cuatro alimentadores en 24.9 kV, que suministran la energía eléctrica a zonas industriales y domiciliarias del Área Urbana de la ciudad de Sucre y Rural del Departamento de Chuquisaca (Arequipa, 2014).

En la Figura No. 17, se muestra la cobertura del servicio que dispone CESSA en la ciudad de Sucre.

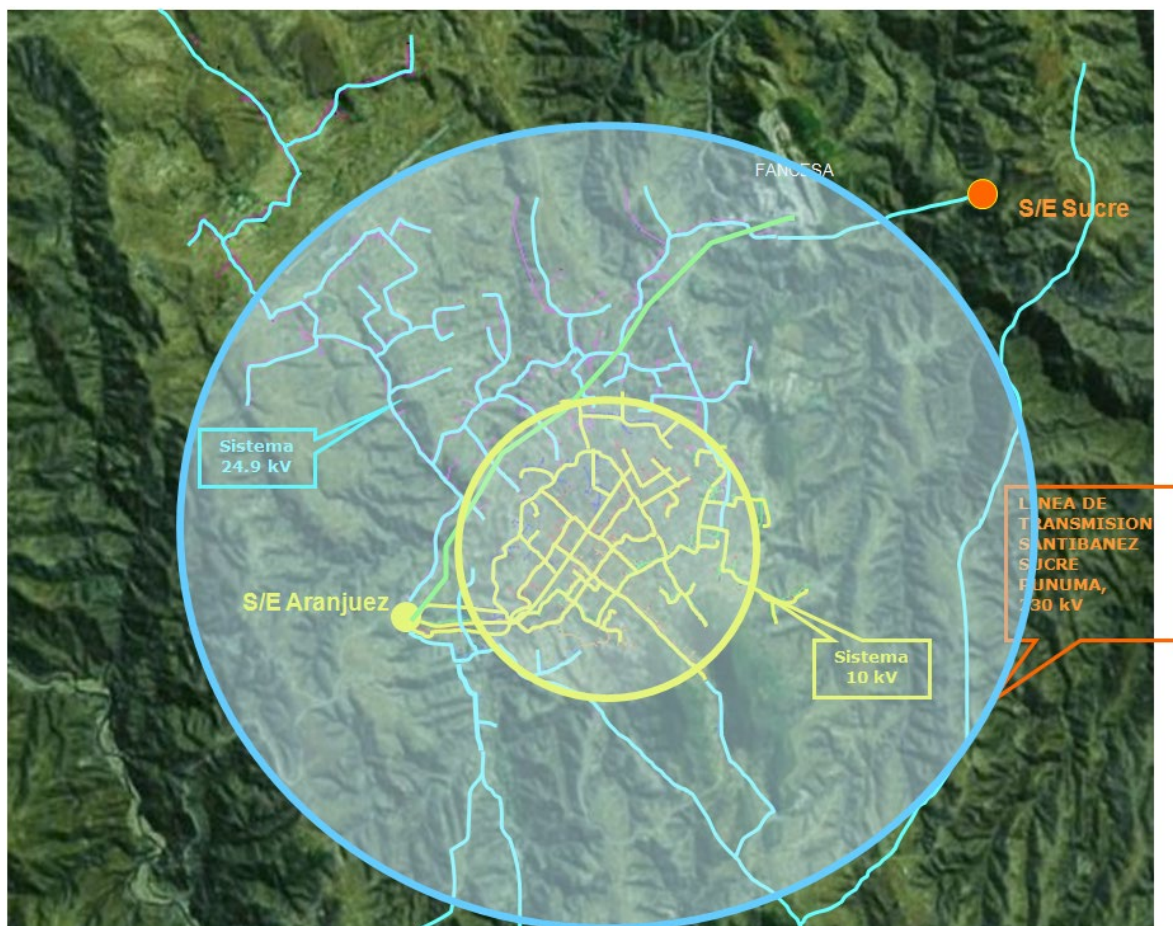
**Figura No. 17**  
**Cobertura suministro eléctrico, área Urbana**



**Fuente:** Arequipa, 2014

En la Figura No. 18, se muestra el área de cobertura de los sistemas de 10.5 kV y 24.5 kV de la ciudad de Sucre. Como se puede observar, la zona central es suministrada por el sistema de 10.5 kV, y la zona externa a este, es suministrada por el sistema de 24.5 kV, siendo el punto de suministro eléctrico o nodo de retiro para ambos sistemas, la Subestación (S/E) Aranjuez.

**Figura No. 18**  
**Área sistemas 10.5 kV y 24.9 kV, ciudad de Sucre**



**Fuente:** Arequipa, 2014

En cuadro No. 11, se muestra datos comerciales correspondiente a cantidad de consumidores por alimentador de los sistemas de 10.5 kV y 24.9 kV, dichos datos corresponden al mes de diciembre de 2014, siendo un total de 87, 675 consumidores que son atendidos por CESSA, correspondiendo: el 33.760% al sistema de 10.5 kV conformado por los alimentadores de distribución A, B, C, D y E. El 37.859% correspondiendo a los alimentadores Parque Industrial (PI) y Q, el 28.380% correspondiendo al alimentador Área Rural y el 0.001% que corresponde a FANCESA, formando estos alimentadores parte del sistema de 24.9 kV.



**Cuadro No. 11**  
**Cantidad de Consumidores por alimentador**

Categoría	Área	ALIMENTADOR SISTEMA 10.5 kV					ALIMENTADOR SISTEMA 24.9 kV			
		A	B	C	D	E	PI	Q	AR	FAN
Domiciliaria	Urbano	6,075	6,117	5,169	4,735	1,415	15,075	13,441	3,062	
	Rural						1,338	303	19,987	
General	Urbano	1,221	635	2,545	1,238	268	1,040	1,630	148	
	Rural						112	41	1,629	
Industrial	Urbano	41	50	48	25	6	97	107	4	
	Rural						2	2	30	
Cementeras	Urbano									1
Alumbrado Público	Urbano	3	1		3	1	1			
	Rural									
Bombas de Riego	Urbano		1		1					
	Rural						1		21	
Seguridad Ciudadana	Urbano		1				1	2		
	Rural								1	
<b>TOTAL</b>		<b>7,340</b>	<b>6,805</b>	<b>7,762</b>	<b>6,002</b>	<b>1,690</b>	<b>17,667</b>	<b>15,526</b>	<b>24,882</b>	<b>1</b>

<b>Total Consumidores</b>	<b>87,675</b>
---------------------------	---------------

**Fuente:** UOC, 2014

En cuadro No. 12, se muestra datos comerciales correspondiente al consumo facturado por alimentador de los sistemas de 10.5 kV y 24.9 kV, dichos datos corresponden al mes de diciembre de 2014, siendo el consumo total de 20,037,749 kWh, correspondiendo: el 27.24% al sistema de 10.5 kV conformado por los alimentadores de distribución A, B, C, D y E. El 20.82% correspondiendo a los alimentadores Parque Industrial (PI) y Q, el 7.96% correspondiendo al alimentador Área Rural y el 43.98% que corresponde a FANCESA, formando estos alimentadores el sistema de 24.9 kV.

**Cuadro No. 12**  
**Consumo Facturado (kWh) por alimentador**

Categoría	Área	ALIMENTADOR SISTEMA 10.5 kV					ALIMENTADOR SISTEMA 24.9 kV			
		A	B	C	D	E	PI	Q	AR	FAN
Domiciliaria	Urbano	805,830.0	794,839.0	721,427.0	644,861.0	201,509.0	1,318,279.0	1,550,800.0	269,290.0	
	Rural						39,789.0	11,045.0	888,091.0	
General	Urbano	467,801.0	270,187.0	534,525.0	501,797.0	74,523.0	271,536.0	471,948.0	27,503.0	
	Rural						14,294.0	11,700.0	304,735.0	
Industrial	Urbano	129,602.0	270,627.0	6,457.0	8,184.0	300.0	221,315.0	194,697.0	486.0	
	Rural						61,275.0	5,380.0	93,449.0	
Cementeras	Urbano									8,812,013.0
Alumbrado Público	Urbano	517.0	4.0		5,389.0	355.0	1.0			
	Rural									
Bombas de Riego	Urbano		7,500.0		9,444.0					
	Rural						56.0		11,014.0	
Seguridad Ciudadana	Urbano		2,779.0				119.0	457.0		
	Rural								20.0	
<b>TOTAL</b>		<b>1,403,750.0</b>	<b>1,345,936.0</b>	<b>1,262,409.0</b>	<b>1,169,675.0</b>	<b>276,687.0</b>	<b>1,926,664.0</b>	<b>2,246,027.0</b>	<b>1,594,588.0</b>	<b>8,812,013.0</b>

<b>Total Consumo Facturado (kWh)</b>	<b>20,037,749</b>
--------------------------------------	-------------------

**Fuente:** UOC, 2014

En cuadro No. 13, se muestra datos comerciales correspondiente al importe de consumo facturado por alimentador de los sistemas de 10.5 kV y 24.9 kV, dichos datos corresponden al mes de diciembre de 2014, siendo el importe de consumo facturado total de 11,765,212 Bs., correspondiendo: el 36.53% al sistema de 10.5 kV conformado por los alimentadores de distribución A, B, C, D y E. El 24.19% correspondiendo a los alimentadores Parque Industrial (PI) y Q, el 9.47% correspondiendo al alimentador Área Rural y el 29.81% que corresponde a FANCESA, siendo estos alimentadores parte del sistema de 24.9 kV.

**Cuadro No. 13**  
**Importe de consumo Facturado (Bs.) por alimentador**

Categoría	Área	ALIMENTADOR SISTEMA 10.5 kV					ALIMENTADOR SISTEMA 24.9 kV			
		A	B	C	D	E	PI	Q	AR	FAN
Domiciliaria	Urbano	488,997.9	482,167.9	440,970.5	392,209.7	123,096.6	783,313.0	931,680.1	158,939.7	
	Rural						24,561.2	6,763.0	540,980.1	
General	Urbano	568,611.2	327,539.6	598,196.1	595,897.3	83,767.5	309,010.8	545,672.6	28,703.8	
	Rural						15,166.8	13,827.7	331,173.3	
Industrial	Urbano	55,573.5	109,894.0	4,734.4	6,636.6	242.5	96,925.6	87,587.8	396.1	
	Rural						23,897.3	7,411.4	46,882.2	
Cementeras	Urbano									3,507,181.2
Alumbrado Público	Urbano	435.3	3.4		4,537.6	298.9	0.8			
	Rural									
Bombas de Riego	Urbano		5,149.1		6,488.6					
	Rural						31.5		7,388.7	
Seguridad Ciudadana	Urbano		1,900.2				67.5	288.1		
	Rural								13.1	
<b>TOTAL</b>		<b>1,113,617.9</b>	<b>926,654.2</b>	<b>1,043,901.0</b>	<b>1,005,769.8</b>	<b>207,405.5</b>	<b>1,252,974.5</b>	<b>1,593,230.7</b>	<b>1,114,477.0</b>	<b>3,507,181.2</b>

<b>Total Importe Facturado (Bs.)</b>	<b>11,765,212</b>
--------------------------------------	-------------------

**Fuente:** UOC, 2014

En cuadro No. 14, se muestra los índices globales de continuidad de suministro de frecuencia y tiempo total de interrupción del periodo R26 (nov-abr 2014) correspondiente al nivel de calidad 1 de consumidores en baja tensión, donde el índice de frecuencia es  $FEC=SAIFI= 11.07$  (veces/semestre) y el índice de tiempo de interrupción  $DEC=SAIDI= 7.71$  (hrs/semestre), siendo estos valores superiores a los indicados en cuadro No. 4.

**Cuadro No. 14**  
**Índices de continuidad Global, periodo R26, Calidad 1**


ORIGEN	(F) FRECUENCIA			(T) TIEMPO TOTAL [horas]		
	Programada	Forzada	Total	Programada	Forzada	Total
Distribución Primaria	1.86	8.43	10.29	3.70	3.37	7.07
Distribución Secundaria	0.16	0.62	0.78	0.28	0.36	0.64
<b>Total Distribución</b>	<b>2.01</b>	<b>9.05</b>	<b>11.07</b>	<b>3.98</b>	<b>3.73</b>	<b>7.71</b>

**Fuente: SPT, 2014**

Los valores de FEC y DEC indicados en cuadro No. 14, son superiores a los establecidos en “Reglamento de Calidad de Distribución de Electricidad (RCDE)”, por ello esto es sujeto a la reducción de la remuneración como fue indicado en el acápite 3.5.3.

Y de acuerdo a la metodología de reducción de la remuneración del Distribuidor indicado en RCDE, el importe calculado a ser reducido por pasar los límites de continuidad de suministro en el periodo R26, es de 37,524.48 Bs., indexado al mes de diciembre de 2014, como es mostrado en cuadro No. 15.

Cuadro No. 15

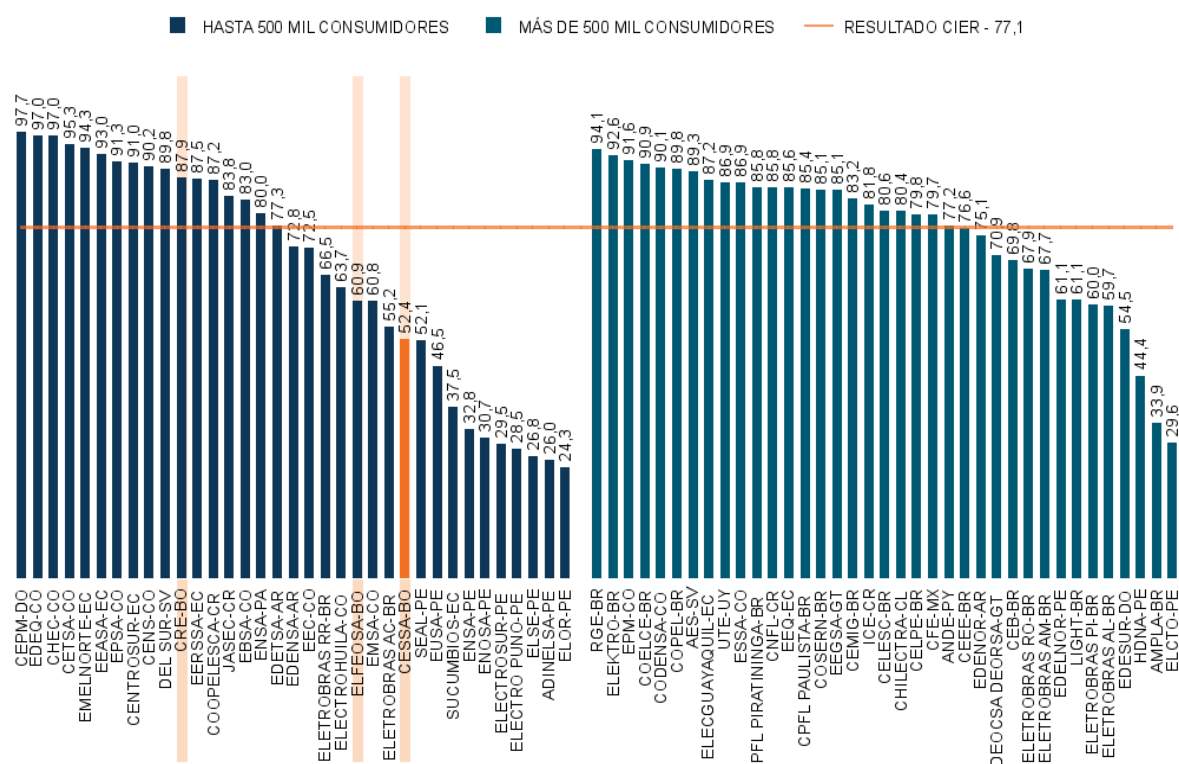
 <b>CALCULO DE LA REDUCCION RESOLUCION SSDE 31/2006</b> <b>CONSUMIDORES EN BAJA TENSION</b> <b>CALIDAD 1</b>							
<b>Energía Facturada en el periodo Noviembre 2013 - Abril 2014 (MWh)</b>							
CATEGORIAS	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	Total MWh
BOMBAS DE AGUA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DOMICILIARIA	6,272.68	6,381.71	6,329.19	6,630.16	6,203.54	6,108.30	37,925.58
GENERAL 1	1,711.70	1,726.55	1,595.44	1,737.85	1,644.76	1,645.19	10,061.49
GENERAL 2	847.31	837.25	778.26	824.69	785.39	774.49	4,847.39
INDUSTRIAL 1	67.04	72.54	68.28	74.64	64.78	66.15	413.43
INDUSTRIAL 2	428.26	406.29	413.34	403.30	396.33	411.32	2,458.84
SEGURIDAD CIUDADANA	0.02	0.11	0.10	0.09	0.12	0.11	0.55
ALUM. PUB. URBANO	841.42	835.20	895.87	840.34	887.14	992.06	5,292.03
<b>TOTAL</b>	<b>10,168.43</b>	<b>10,259.65</b>	<b>10,080.48</b>	<b>10,511.07</b>	<b>9,982.06</b>	<b>9,997.62</b>	<b>60,999.31</b>
<b>CALCULO DE LA REDUCCION</b>							
Energía Facturada				kWh	60,999,310.00		
Precio basico de la energía indexado a Abril 2014				Bs/kWh	0.130653		
Cens				Bs/kWh	0.914571		
Costo de la energía no suministrada (7 veces el costo del precio basico indexado)							
Fs					11.07		
Ts					7.71		
Fc					7		
Tc					6		
Ts/Fs					0.70		
Tc/Fc					0.86		
1) Si $F_s > F_c$ y $T_s < T_c$							
	EN $SU_c = (F_s - F_c) * T_s / F_s * ET F_c / (4380 - T_s)$			(kWh)	0.00		
2) Si $F_s < F_c$ y $T_s > T_c$							
	EN $SU_c = (T_s - T_c) * ET F_c / (4380 - T_s)$			(kWh)	0.00		
3) Si $F_s > F_c$ y $T_s > T_c$							
	Si $T_s / F_s \leq T_c / F_c$						
	EN $SU_c = (F_s - F_c) * T_s / F_s * ET F_c / (4380 - T_s)$			(kWh)	39,547.33		
	Si $T_s / F_s > T_c / F_c$						
	EN $SU_c = (T_s - T_c) * ET F_c / (4380 - T_s)$			(kWh)	0.00		
Reduccion inicial				(Bs)	36,168.84		
Indexacion IPC							
IPC Abr-14					150.21		
IPC Dic-14					155.84		
<b>REDUCCION TOTAL Bs.</b>							
Reduccion =	Reduccion ini*(IPC Dic-14/IPC Abr-14)			(Bs)	<b>37,524.48</b>		

Fuente: SPT, 2014

La CIER (CIER12<sup>a</sup>, 2014), realizó la encuesta de satisfacción de los consumidores con respecto a la calidad del producto y los servicios prestados por las distribuidoras en Latinoamérica, donde se muestran resultados sobre la percepción del consumidor sobre la continuidad del suministro eléctrico proporcionado por CESSA, mostrándose estos resultados en la Figura No. 19.

**Figura No. 19**

**Satisfacción de la continuidad del suministro en Distribuidoras de Latinoamérica**



**Fuente:** CIER12<sup>a</sup>, 2014

En la Figura No. 19, se puede observar que CESSA se encuentra por debajo del promedio de satisfacción del consumidor (77.1%) de las empresas Latinoamericanas, siendo el valor de satisfacción obtenido de 52.4%, de la existencia de una continuidad de suministro.

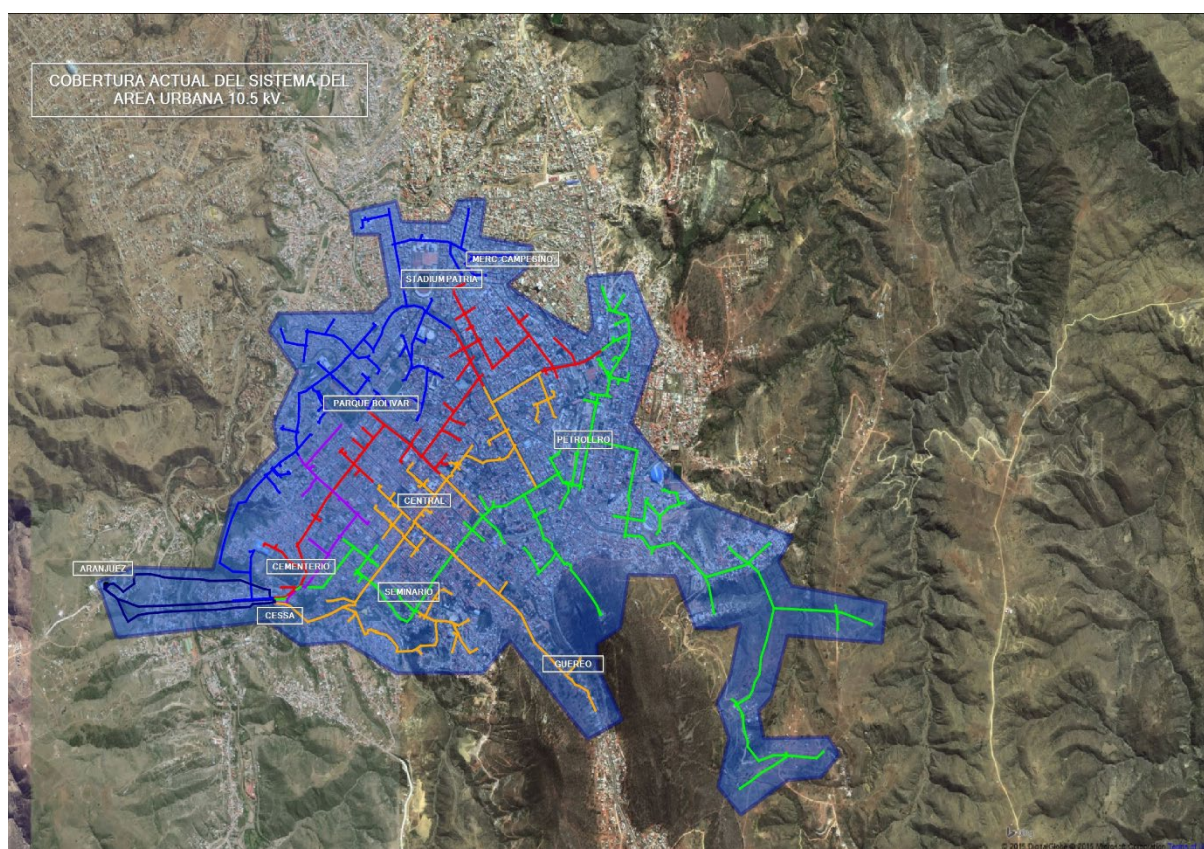
Estos resultados indicados en los cuadros No. 14 y 15 y Figura No. 19, muestran la necesidad de mejora de la continuidad del suministro en el sistema de distribución de CESSA, por otra parte en cuadro No. 13, se muestra la remuneración percibida por la facturación del consumo de energía eléctrica a los consumidores indicados en cuadro No. 11, siendo el sistema de distribución de 10.5 kV el con mayor recaudación por venta de energía eléctrica de acuerdo a los porcentajes indicados del importe facturación por consumo, como también la concentración de consumidores e importancia de las instituciones concentradas en la zona de cobertura de este sistema de 10.5 kV, justifican la necesidad de realizar mejoras en los alimentadores que forman este sistema, con la inserción de inversiones que permitan obtener una continuidad de suministro dentro los parámetros de calidad de servicio establecidos y minimizar las reducciones en la remuneración por incumplimiento del RCDE.

### **7.3 APLICACIÓN AL SISTEMA URBANO DE 10.5 kV DE CESSA**

Se realizara el análisis de mejora de la fiabilidad para la optimización de inversiones que conlleven a una mejora de la continuidad de suministro eléctrico de los alimentadores A, B, C y D del sistema de distribución de 10.5 kV CESSA, en la Figura No. 20, se muestra la zona de cobertura de los alimentadores en la zona central de la ciudad de Sucre.

El análisis será realizado de acuerdo a lo indicado en el acápite 6.4, donde se describe el algoritmo de los pasos a seguir en la optimización de inversiones para la mejora de la continuidad del suministro eléctrico.

**Figura No. 20**  
**Área sistemas 10.5 kV, alimentadores A, B, C, D, E**



**Fuente:** Arequipa, 2014

### 7.3.1 Costos de Interrupción

La interrupción de la continuidad del suministro, como se dijo en acápite anteriores, implica costos de afectación en actividades de los consumidores, estos costos de interrupción son determinados con metodologías descritas en acápite 4.2, del cual en este trabajo se hace el uso del método de análisis econométrico para la determinación de estos costos.

El análisis a ser realizado para la evaluación económica de la inversión óptima en mejora de la continuidad del suministro, requiere datos de costos de interrupción de los consumidores, por ello previamente se determinará estos costos para categorías de consumo domiciliaria, general e industrial, según metodología indicada en Figura No. 12. Estos costos de interrupción son idénticos para el análisis de los sistemas de distribución

seleccionados de CESSA donde la mayor concentración de consumidores se encuentra en las categorías indicadas. Los datos empleados fueron el PIB del Departamento de Chuquisaca, y datos históricos de la energía eléctrica suministrada y facturada por CESSA, siendo mostrados estos datos en cuadro No. 16.

**Cuadro No. 16**  
**Registro de datos del PIB y MWh anuales**

<b>Año</b>	<b>PIB (Bs) (Miles Bs 1990)</b>	<b>Consumo (MWh)</b>
1988	1,011,577.00	57,260.16
1989	1,023,186.00	59,898.74
1990	1,053,112.00	62,333.31
1991	1,066,240.00	64,494.07
1992	1,048,355.00	68,242.89
1993	1,069,892.00	73,348.36
1994	1,047,485.00	78,215.66
1995	1,047,095.00	80,901.77
1996	1,037,168.00	83,951.50
1997	1,098,433.00	91,375.08
1998	1,145,406.00	100,226.51
1999	1,228,986.00	104,532.00
2000	1,203,820.00	103,965.00
2001	1,201,858.00	94,346.00
2002	1,213,750.00	103,866.00
2003	1,194,412.00	112,866.00
2004	1,244,109.00	118,983.00
2005	1,256,243.00	126,274.00
2006	1,329,054.00	137,024.00
2007	1,352,752.00	141,588.00
2008	1,442,740.00	154,408.00
2009	1,479,717.00	170,353.00
2010	1,555,347.00	179,058.00
2011	1,619,601.00	196,425.00
2012	1,755,781.00	208,272.00
2013	1,948,179.00	226,859.00

**Fuente:** CESSA, 2013; INE, 2014

Con datos de cuadro No. 16 y resolución de ecuación (37) o (38), es obtenido el coeficiente  $\beta_2$  que es el valor del coeficiente de elasticidad “ $\epsilon$ ”, siendo los resultados los mostrados en cuadro No. 17:

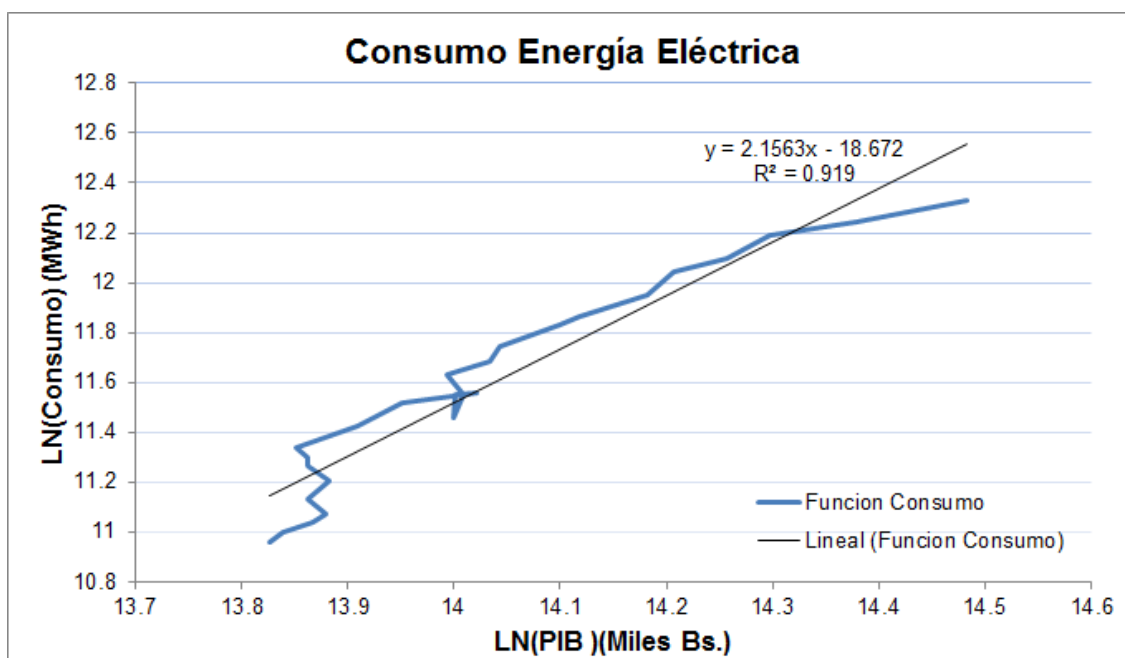


**Cuadro No. 17****Resultados de solución**

Variable	Coefficiente
$\alpha =$	-18.6723
$\beta_2 =$	2.1563
R =	0.9587
$R^2 =$	0.9190

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

El valor de la elasticidad ( $\epsilon$ ) entre C y PIB es de 2.1563, siendo este valor mayor que uno, implicando esto que la variación porcentual de C es mayor a la del PIB. En la Figura No. 21, se muestra la variación del C en función de PIB, donde se aprecia un comportamiento lineal con gran exactitud como lo muestra el valor  $R^2$  de 0.919 tomando como referencia que un valor igual a uno corresponde a un modelo exacto.

**Figura No. 21**

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Con el valor de elasticidad obtenido “ $\varepsilon$ ”, y considerando los valores de C y PIB, del año 2013, se obtiene los costos de interrupción por categoría empleando la ecuación (33), siendo los valores encontrados en cuadro No. 18:

**Cuadro No. 18**  
**Costos de Interrupción por Categoría**

<b>TOTAL SISTEMA (Dic. 2013)</b>			
<b>Datos</b>			
$\varepsilon$	2.156		Elasticidad
PIB	1948179	(Miles Bs)	Producto Interno Bruto
C	226859	(MWh)	Consumo
<b>Costo Energía No Suministrada</b>			
CENS= $(1/\varepsilon)*PIB/C$			
CENS =	3.983	(Bs/kWh)	
CENS =	0.572	(USD/kWh)	
<b>DOMICILIARIA (Dic. 2013)</b>			
<b>Datos</b>			
$\varepsilon$	2.156		Elasticidad
PIB	1948179	(Miles Bs)	Producto Interno Bruto
C	82767	(MWh)	Consumo
<b>Costo Energía No Suministrada</b>			
CENS= $(1/\varepsilon)*PIB/C$			
CENS =	10.916	(Bs/kWh)	
CENS =	1.568	(USD/kWh)	
<b>GENERAL (Dic. 2013)</b>			
<b>Datos</b>			
$\varepsilon$	2.156		Elasticidad
PIB	1948179	(Miles Bs)	Producto Interno Bruto
C	33331	(MWh)	Consumo
<b>Costo Energía No Suministrada</b>			
CENS= $(1/\varepsilon)*PIB/C$			
CENS =	27.106	(Bs/kWh)	
CENS =	3.895	(USD/kWh)	
<b>INDUSTRIAL* (Dic. 2013)</b>			
<b>Datos</b>			
$\varepsilon$	2.156		Elasticidad
PIB	1948179	(Miles Bs)	Producto Interno Bruto
C	99026	(MWh)	Consumo
<b>Costo Energía No Suministrada</b>			
CENS= $(1/\varepsilon)*PIB/C$			
CENS =	9.124	(Bs/kWh)	
CENS =	1.311	(USD/kWh)	

\*Categoría Industrial más Fancesa

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 19, se muestra el resumen de los valores de costos de interrupción encontrados, donde se puede apreciar que el costo de interrupción único de consumidores sin considerar categorías del sistema de distribución de CESSA es 0.572 (USD/kWh), siendo distinto este valor con la consideración de categorías de consumidores, donde el costo de interrupción de mayor consideración es para el consumidor en la categoría general, domiciliaria e industrial respectivamente.

**Cuadro No. 19**  
**Resumen costos de interrupción**

<b>CENS (USD/kWh) con Elasticidad 2.156 entre PIB (Suc) y Energía (CESSA)</b>			
Sistema	Domiciliaria	General	Industrial
0.572	1.568	3.895	1.311

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Estos valores de costos de interrupción indicados en cuadro No. 19, serán utilizados durante la evaluación económica de las inversiones realizadas para mejora de la continuidad del suministro por parte del Distribuidor, según lo indicado en algoritmo descrito en acápite 6.4.

### **7.3.2 Aplicación en Alimentador “A”**

El alimentador “A”, corresponde a la red de distribución trazado en color azul de la figura No. 19, el cual dispone de 7,340 consumidores, siendo el consumo facturado de 1,403,750 kWh y el importe facturado de 1,113,617.9 Bs, en el mes de diciembre de 2014.

Los datos utilizados para el análisis de fiabilidad, se muestran en Anexo A, es importante mencionar que los parámetros utilizados son el resultado del funcionamiento del sistema durante el mes de mayo del año 2014. Por otra parte los elementos de protección y maniobra se los puede considerar plenamente confiables, por ello son indicados únicamente los datos referentes a los tramos.

El resultado de la evaluación de los índices de fiabilidad para cada tramo modelado se muestra en cuadro No. 20, y donde la matriz de estado utilizada es mostrada en Anexo B.

**Cuadro No. 20**  
**Índices de fiabilidad, alimentador A**

<b>Pto. Carga</b>	$\lambda$ <b>falla/periodo</b>	<b>r</b> <b>hrs/falla</b>	<b>U</b> <b>hrs/periodo</b>	<b>Número</b> <b>Clientes</b>	<b>FEC</b> <b>falla/periodo</b>	<b>DEC</b> <b>hrs/periodo</b>
T01	4.509	1.200	5.410	0	0.00	0.00
T02	4.509	1.137	5.125	264	1190.24	1353.13
T03	5.857	0.861	5.044	126	738.04	635.52
T04	5.995	1.036	6.208	189	1132.96	1173.36
T05	5.995	1.030	6.174	245	1468.66	1512.62
T06	5.995	1.024	6.137	1	5.99	6.14
T07	6.208	1.059	6.572	4	24.83	26.29
T08	5.995	1.023	6.132	3	17.98	18.40
T09	5.995	1.030	6.177	38	227.79	234.71
T10	6.758	1.216	8.218	280	1892.12	2301.12
T11	6.758	1.185	8.006	279	1885.36	2233.54
T12	7.186	1.232	8.856	78	560.48	690.77
T13	6.928	1.201	8.320	1	6.93	8.32
T14	7.742	1.162	9.000	374	2895.43	3365.87
T15	8.312	1.208	10.038	313	2601.70	3141.75
T16	9.087	1.282	11.651	1081	9822.88	12595.26
T17	7.940	1.173	9.311	194	1540.30	1806.34
T18	9.111	1.218	11.097	275	2505.64	3051.54
T19	9.111	1.218	11.097	209	1904.29	2319.17
T20	9.798	1.201	11.772	685	6711.74	8063.71
T21	10.731	1.182	12.689	732	7854.83	9288.18
T22	8.739	1.115	9.745	44	384.51	428.79
T23	8.833	1.120	9.895	1	8.83	9.89
T24	9.458	1.243	11.754	407	3849.42	4783.83
T25	10.310	1.243	12.819	724	7464.67	9281.14

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Los índices de fiabilidad obtenidos en cuadro No. 20, muestran que mientras más alejadas estén los puntos de carga, mayor es la probabilidad de falla e inclusive el tiempo que se requiere para su transferencia, reparación, lo cual afecta y hace que la indisponibilidad del sistema de distribución se vaya incrementando.

Por otro lado los índices generales de fiabilidad del sistema del alimentador A, mostrado en cuadro No. 21, muestran que un consumidor de éste alimentador ha experimentado

8.66 interrupciones del servicio con una duración promedio de 10.437 horas, por efecto de alguna falla, y donde la energía no suministrada en el sistema de distribución es de 32, 875.76 kWh.

### **Cuadro No. 21**

#### **Índices de fiabilidad general de alimentador A**

<b>Sistema</b>	<b>FEC= SAIFI</b>	<b>DEC = SAIDI</b>	<b>CAIDI=SAIDI/SAIFI</b>	<b>ENS (kWh)</b>
Alimentador A	8.660	10.437	1.205	32,875.76

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 22, se muestra los resultados obtenidos para el caso de optimización para la localización óptima de recursos en el alimentador, tomando para ello solo los casos críticos. Los resultados obtenidos dependen en gran medida de los costos involucrados, ya sean estos debidos a mantenimiento, cambio de equipos o cualquier otro tipo de inversión, pero si se toma en cuenta solo el caso reducido y además si se considera que los costos unitarios invertidos en cada tramo son iguales se puede observar que un tramo afecta a la fiabilidad de los demás por lo que se hace imperativo comenzar a mejorar los tiempos de reparación y/o los de transferencia en este tramo.

Para todos los casos analizados, se tiene que el tramo T01, es aquel en el cual se necesita mejorar, es decir reducir el tiempo que se invierte en la reparación o en la transferencia según sea el caso, pero si se desea reducir aún más los tiempos, también se debe trabajar en el tramo T10, especialmente en lo que se refiere tiempo de reparación.

**Cuadro No. 22**  
**Resultado de análisis de optimización de ubicación de equipos en alimentador A**

Tramo Analizado	U Inicial	Trabajo de Automatización	Disminución indisponibilidad	U Deseado	$\Delta U$ (variación)	Tramos a Mejorar		Tiempo Inicial (hrs) tramos a mejorar		Tiempo Optimo $\Delta r$ (hrs) tramos a mejorar		Tiempo a Reducir (hrs)	
T05	5.012	Parcial	10.00%	4.5108	0.5012	1		1.083		0.191		0.892	
	5.012	Total	45.00%	2.7566	2.2554	1		1.083		0.859		0.224	
T10	6.43	Parcial	10.00%	5.787	0.643	1		1.083		0.245		0.838	
	6.43	Total	45.00%	3.5365	2.8935	1	10	1.083	2.333	1.083	0.050	0.000	2.283
T11	6.52	Parcial	10.00%	5.868	0.652	1		1.083		0.248		0.835	
	6.52	Total	45.00%	3.586	2.934	1	10	1.083	2.083	1.083	0.090	0.000	1.993
T14	7.313	Parcial	10.00%	6.5817	0.7313	1		1.083		0.279		0.804	
	7.313	Total	45.00%	4.02215	3.29085	1	10	1.083	1.083	1.083	0.220	0.000	0.863
T15	7.938	Parcial	10.00%	7.1442	0.7938	1		1.083		0.302		0.781	
	7.938	Total	45.00%	4.3659	3.5721	1	10	1.083	1.083	1.083	0.359	0.000	0.724
T16	9.552	Parcial	10.00%	8.5968	0.9552	1		1.083		0.364		0.719	
	9.552	Total	45.00%	5.2536	4.2984	1	10	1.083	1.083	1.083	0.716	0.000	0.367
T19	8.997	Parcial	10.00%	8.0973	0.8997	1		1.083		0.343		0.740	
	8.997	Total	45.00%	4.94835	4.04865	1	10	1.083	1.083	1.083	0.593	0.000	0.490
T20	8.474	Parcial	10.00%	7.6266	0.8474	1		1.083		0.323		0.760	
	8.474	Total	45.00%	4.6607	3.8133	1	10	1.083	1.083	1.083	0.477	0.000	0.606
T21	9.391	Parcial	10.00%	8.4519	0.9391	1		1.083		0.358		0.725	
	9.391	Total	45.00%	5.16505	4.22595	1	10	1.083	1.083	1.083	0.680	0.000	0.403
T24	9.638	Parcial	10.00%	8.6742	0.9638	1		1.083		0.367		0.716	
	9.638	Total	45.00%	5.3009	4.3371	1	10	1.083	1.083	1.083	0.735	0.000	0.348
T25	10.704	Parcial	10.00%	9.6336	1.0704	1		1.083		0.408		0.675	
	10.704	Total	45.00%	5.8872	4.8168	1	10	1.083	1.083	1.083	0.971	0.000	0.112

Fuente: Elaboración de la Tesis

Los equipos a ser considerados para la instalación en los tramos a mejorar identificados en cuadro No. 22, son determinados según la mejora seleccionada, el cual implica inversiones por parte de la distribuidora, a continuación se listan precios de los equipos utilizados:

- Seccionador unipolar tipo cut out: 293.63 USD
- Seccionador automático bajo carga: 10,700.00 USD
- Interruptor automático bajo carga: 16,500.00 USD
- Mejora en sistema de comunicación de equipos: 4,000.00 USD

Por otra parte, al momento de tomar en cuenta los recursos que se utilizarán para mejorar el sistema de distribución se tomará un +/- 10%, para evitar posibles errores y determinar la conveniencia de una determinada acción.

Tomando por separado cada uno de los casos analizados de cuadro No. 22, se obtuvieron los resultados mostrados en cuadro No. 23, correspondiendo a la reducción del índice DEC, ahorro e inversión en el alimentador A. En este cuadro, se observa que para realizar una reducción en el tiempo de indisponibilidad del sistema, es necesaria una inversión, la cual varía dependiendo del porcentaje que se desee mejorar. Tomando en cuenta el costo de la ENS, se ha determinado la pérdida social en dólares, si se compara con la inversión y el daño causado se puede observar que las inversiones para mejora del sistema se justifican ampliamente. Si bien es cierto que la empresa recupera esta inversión en un periodo de dos a cuatro años, los beneficios sociales son grandes y se los puede apreciar a partir del primer año de la inversión.

**Cuadro No. 23**  
**Reducción del DEC, ahorro e inversión en alimentador A**

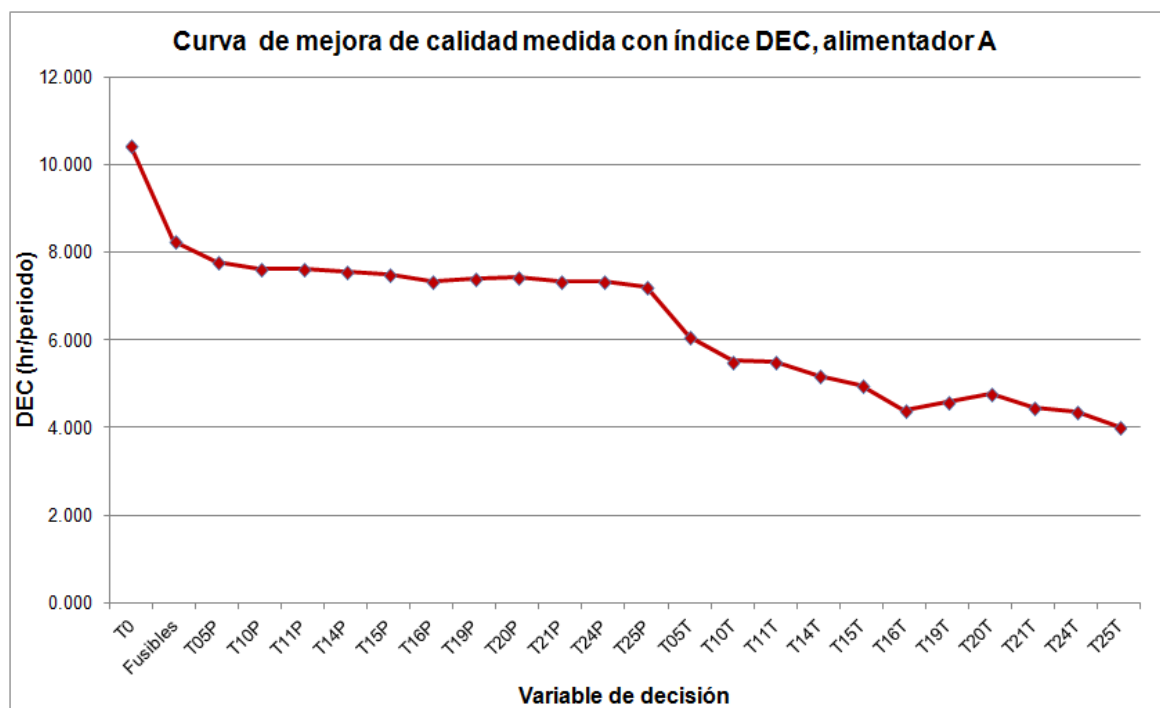
Tramo Analizado	DEC	10.44	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (kWh)			COSTO ENERGÍA NO SUMINISTRADA (USD/kWh)				RECURSOS INVERTIDOS (USD)		
	FEC	8.66				Sistema	Domiciliaria	General	Industrial	-10.00%	Inversión	10.00%
	kW Inst	3,150.00	ENS <sub>o</sub>	ENS <sub>i</sub>	ΔENS	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD	USD	USD
	DEC (d)	% mejora	ENS <sub>o</sub>	ENS <sub>i</sub>	ΔENS	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD	USD	USD
T0	10.437	0	32,875.76	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fusibles	8.249	20.96%	32,875.76	25,985.16	6,890.60	3,941.42	10,804.46	26,838.87	9,033.57	2,114.14	2,349.04	2,583.94
T05P	7.767	25.58%	32,875.76	24,467.17	8,408.58	4,809.71	13,184.66	32,751.43	11,023.65	12,664.84	14,072.04	15,479.24
T10P	7.631	26.88%	32,875.76	24,038.42	8,837.34	5,054.96	13,856.95	34,421.43	11,585.75	12,711.64	14,124.04	15,536.44
T11P	7.623	26.96%	32,875.76	24,011.21	8,864.55	5,070.52	13,899.61	34,527.42	11,621.42	12,715.24	14,128.04	15,540.84
T14P	7.546	27.69%	32,875.76	23,771.44	9,104.31	5,207.67	14,275.56	35,461.29	11,935.75	12,741.34	14,157.04	15,572.74
T15P	7.487	28.27%	32,875.76	23,093.58	9,782.18	5,595.40	15,338.45	38,101.57	12,824.43	12,762.04	14,180.04	15,598.04
T16P	7.331	29.75%	32,875.76	23,093.58	9,782.18	5,595.40	15,338.45	38,101.57	12,824.43	12,815.14	14,239.04	15,662.94
T19P	7.384	29.25%	32,875.76	23,260.25	9,615.51	5,500.07	15,077.11	37,452.40	12,605.93	12,797.14	14,219.04	15,640.94
T20P	7.435	28.76%	32,875.76	23,420.42	9,455.34	5,408.45	14,825.97	36,828.54	12,395.95	12,779.14	14,199.04	15,618.94
T21P	7.347	29.60%	32,875.76	23,143.16	9,732.59	5,567.04	15,260.70	37,908.44	12,759.43	12,809.74	14,233.04	15,656.34
T24P	7.324	29.83%	32,875.76	23,069.77	9,805.99	5,609.02	15,375.79	38,194.31	12,855.65	12,817.84	14,242.04	15,666.24
T25P	7.220	30.82%	32,875.76	22,744.37	10,131.39	5,795.15	15,886.02	39,461.75	13,282.25	12,853.84	14,282.04	15,710.24
T05T	6.084	41.71%	32,875.76	19,163.36	13,712.39	7,843.49	21,501.04	53,409.78	17,976.95	13,245.34	14,717.04	16,188.74
T10T	5.518	47.13%	32,875.76	17,380.28	15,495.48	8,863.41	24,296.91	60,354.88	20,314.57	13,719.64	15,244.04	16,768.44
T11T	5.515	47.16%	32,875.76	17,371.39	15,504.36	8,868.49	24,310.84	60,389.48	20,326.22	18,940.54	21,045.04	23,149.54
T14T	5.174	50.42%	32,875.76	16,299.36	16,576.40	9,481.70	25,991.79	64,565.07	21,731.66	28,409.44	31,566.04	34,722.64
T15T	4.957	52.50%	32,875.76	15,615.94	17,259.81	9,872.61	27,063.39	67,226.97	22,627.61	28,484.14	31,649.04	34,813.94
T16T	4.399	57.85%	32,875.76	13,856.24	19,019.51	10,879.16	29,822.59	74,080.99	24,934.58	28,676.74	31,863.04	35,049.34
T19T	4.591	56.01%	32,875.76	14,462.53	18,413.23	10,532.37	28,871.94	71,719.52	24,139.74	28,610.14	31,789.04	34,967.94
T20T	4.773	54.27%	32,875.76	15,034.31	17,841.45	10,205.31	27,975.39	69,492.44	23,390.14	28,548.04	31,720.04	34,892.04
T21T	4.455	57.31%	32,875.76	14,033.69	18,842.06	10,777.66	29,544.35	73,389.83	24,701.94	28,657.84	31,842.04	35,026.24
T24T	4.369	58.14%	32,875.76	13,762.59	19,113.16	10,932.73	29,969.44	74,445.77	25,057.36	28,687.54	31,875.04	35,062.54
T25T	4.000	61.68%	32,875.76	12,599.32	20,276.44	11,598.12	31,793.45	78,976.72	26,582.41	28,814.44	32,016.04	35,217.64

Fuente: Elaboración de la Tesis



En la Figura No. 22, se muestra la curva de mejora de la calidad, medida con el índice DEC, en función de las variables de decisión de la Distribuidora es decir, con instalación de equipos en tramos. El resultado del valor de DEC se ha normalizado tomando como referencia el índice DEC del alimentador cuando no se ha instalado ningún equipo, por otra parte se observa la mejora de calidad en el alimentador, cuando se realiza acciones en la variable de decisión T25T con la inserción de inversiones para la instalación de equipos.

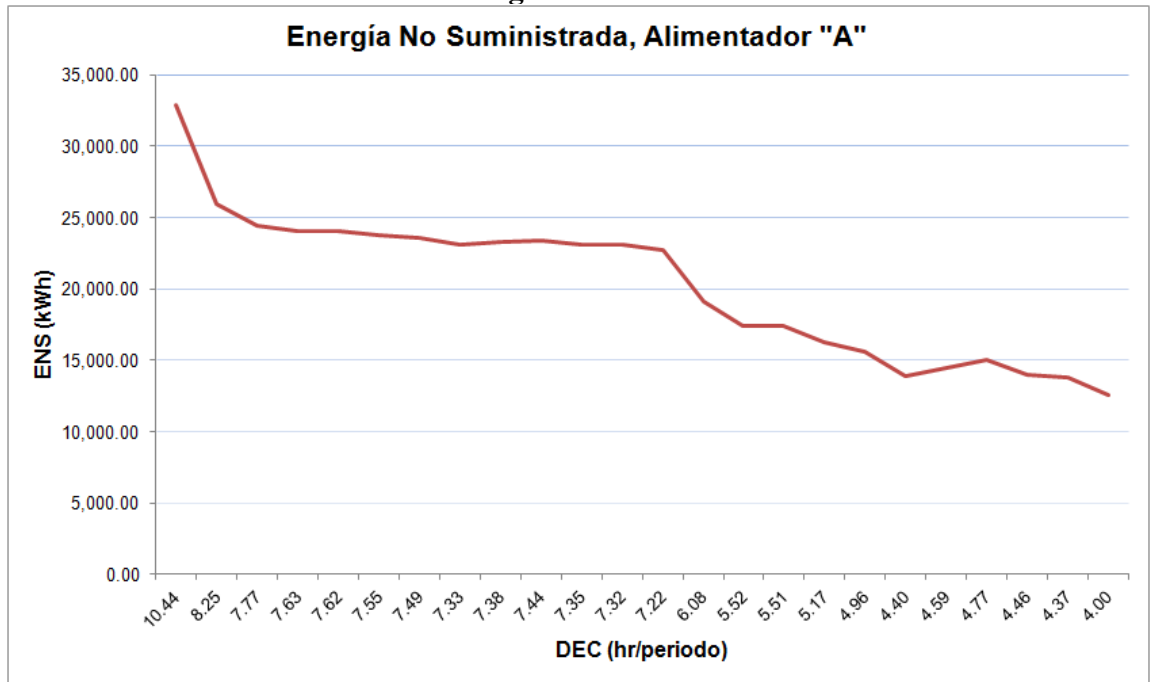
**Figura No. 22**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

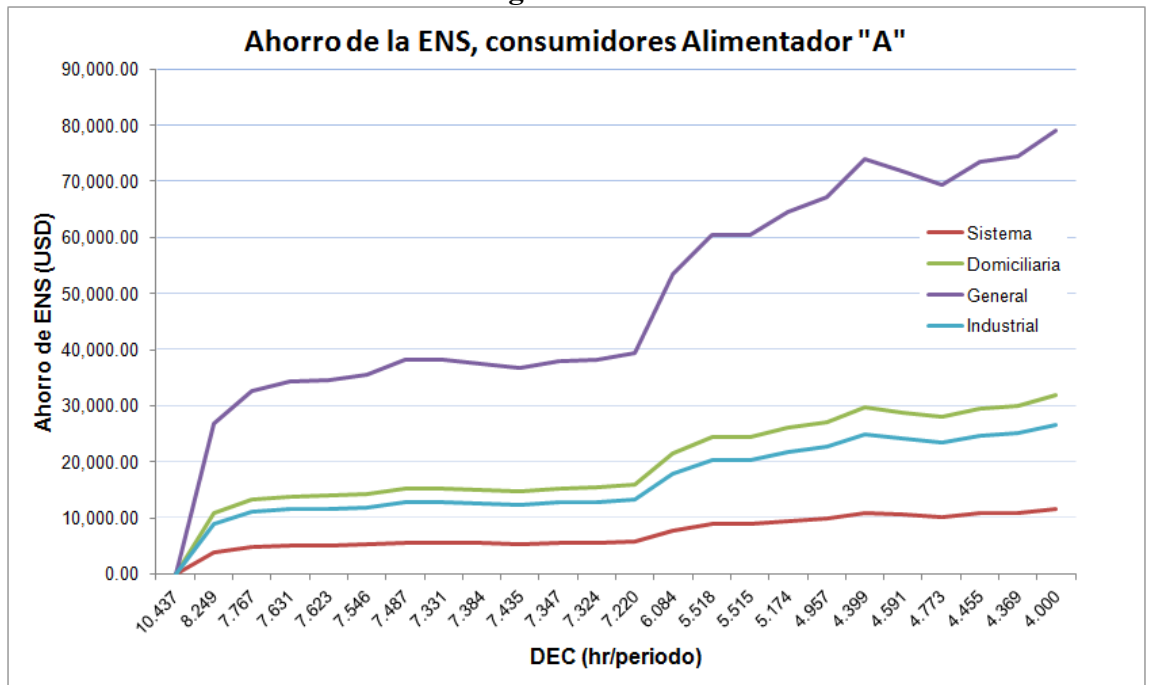
En figura No. 23, se muestra la curva de la Energía No Suministrada (ENS) en función del índice DEC, como se aprecia, existe una reducción de la ENS con la realización de mejoras en la calidad en el alimentador, donde la mayor reducción de la ENS obtenida es cuando el índice DEC llega al valor de 4, correspondiendo este índice a la variable de decisión T25T. En figura No. 24, se muestra el ahorro monetario de los consumidores, por la disminución de la ENS en función de la mejora de la calidad (índice DEC), donde el mayor ahorro es obtenido cuando el índice DEC corresponde a la variable de decisión de mejora de T25T.

**Figura No. 23**



Fuente: Elaboración de la Tesis

**Figura No. 24**



Fuente: Elaboración de la Tesis

En la Figura No. 24, se aprecia que el consumidor de la categoría General, obtiene un alto ahorro monetario por la mejora de la calidad en la disminución de la ENS, comprendiendo esta categoría a los comercios, de igual manera los consumidores de la Residenciales perciben este ahorro.

En cuadro No. 24, se muestra un resumen de los valores obtenidos para todas las variables de decisión de la mejora de la calidad del alimentador A.

**Cuadro No. 24**

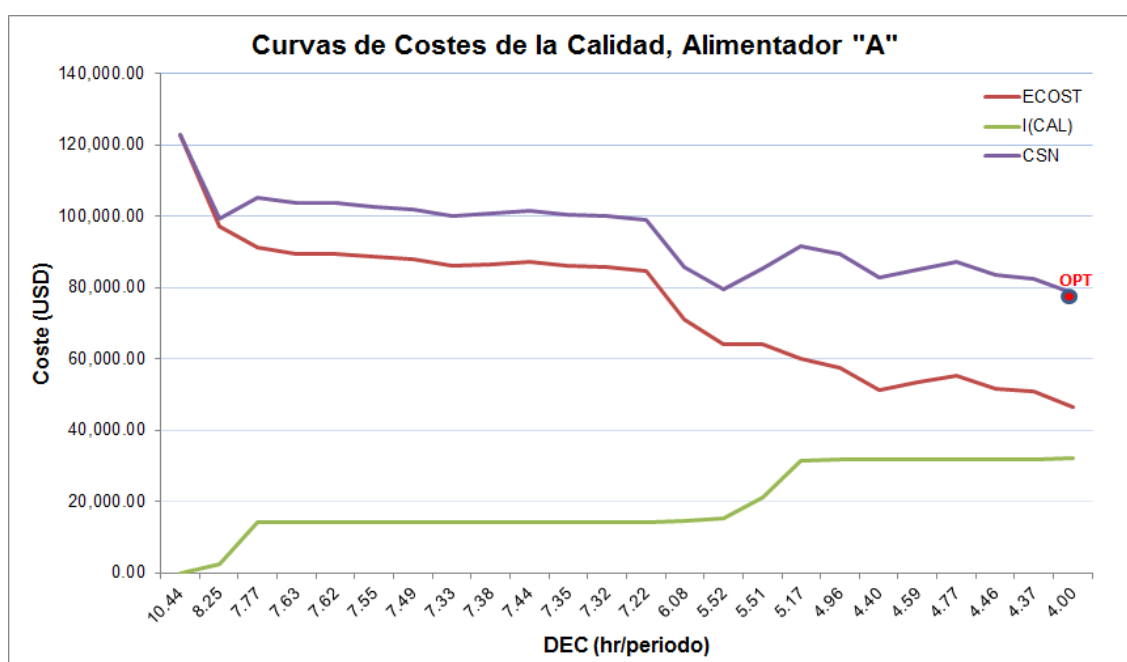
**Resumen: Indicadores de Calidad y Costos asociados a cada uno, en alimentador A**

Estado	SAIFI (f/p)	SAIDI (h/p)	CAIDI (h/p)	ENS (kWh)	CCDF (USD/kW)	ECOST (USD/p)	I (CAL) (USD)	CSN (USD)
T0	8.66	10.44	1.21	32,875.76	106.633	122,747.75	0.00	122,747.75
Fusibles	6.87	8.25	1.20	25,985.16	106.550	97,014.47	2,349.04	99,363.51
T05P	6.87	7.77	1.13	24,467.17	99.16	91,198.77	14,072.04	105,270.81
T10P	6.87	7.63	1.11	24,038.42	97.07	89,557.90	14,124.04	103,681.94
T11P	6.87	7.62	1.11	24,011.21	96.94	89,453.79	14,128.04	103,581.83
T14P	6.87	7.55	1.10	23,771.44	95.78	88,536.65	14,157.04	102,693.69
T15P	6.87	7.49	1.09	23,582.48	94.86	87,814.04	14,180.04	101,994.08
T16P	6.87	7.33	1.07	23,093.58	92.49	85,945.49	14,239.04	100,184.53
T19P	6.87	7.38	1.08	23,260.25	93.29	86,582.33	14,219.04	100,801.37
T20P	6.87	7.44	1.08	23,420.42	94.07	87,194.49	14,199.04	101,393.53
T21P	6.87	7.35	1.07	23,143.16	92.73	86,134.93	14,233.04	100,367.97
T24P	6.87	7.32	1.07	23,069.77	92.37	85,854.52	14,242.04	100,096.56
T25P	6.87	7.22	1.05	22,744.37	90.80	84,611.75	14,282.04	98,893.79
T05T	6.87	6.08	0.89	19,163.36	73.60	70,997.18	14,717.04	85,714.22
T10T	6.87	5.52	0.80	17,380.28	65.17	64,278.71	15,244.04	79,522.75
T11T	6.87	5.51	0.80	17,371.39	65.01	64,245.49	21,045.04	85,290.53
T14T	6.87	5.17	0.75	16,299.36	62.35	60,201.63	31,566.04	91,767.67
T15T	6.87	4.96	0.72	15,615.94	60.57	57,635.19	31,649.04	89,284.23
T16T	6.87	4.40	0.64	13,856.24	56.03	51,075.43	31,863.04	82,938.47
T19T	6.87	4.59	0.67	14,462.53	57.59	53,326.82	31,789.04	85,115.86
T20T	6.87	4.77	0.70	15,034.31	59.07	55,458.72	31,720.04	87,178.76
T21T	6.87	4.46	0.65	14,033.69	56.49	51,733.35	31,842.04	83,575.39
T24T	6.87	4.37	0.64	13,762.59	55.79	50,728.56	31,875.04	82,603.60
T25T	6.87	4.00	0.58	12,599.32	52.83	46,442.00	32,016.04	78,458.04

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Con los datos anteriores, se obtiene la Figura No. 25, donde se distinguen tres curvas, que representan la aplicación de la teoría de la calidad. Se aprecia la curva ECOST, que representa los costos estimados en que incurren los consumidores, cuando son víctimas de interrupción del suministro eléctrico, la curva I(CAL), que representa los costos en que incurre la empresa en una mejora de la calidad, y la curva CSN, que representa el costo social neto. En esta última se aprecia un mínimo para un DEC=SAIDI= 4 (h/periodo), el cual se obtiene para la variable de decisión T25T.

**Figura No. 25**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

La estrategia que contempla la variable de decisión T25T indica: Que para alcanzar el valor requerido de indisponibilidad en el elemento T25, es necesario que el tiempo de paralización por falta en el elemento T01 alcance 0 horas y que el tiempo de paralización por falta en el elemento T10 alcance a 0.112 horas (6.72 minutos). Según lo indicado por la matriz de estados el tramo T25 es del tipo transferible cuando ocurra una falla en el tramo T01 lo que sugiere que la disminución de tiempo puede lograrse abriendo el punto S621 y cerrando NA-1. Por otra parte el tramo T25 es del tipo transferible, cuando ocurra una falla en el tramo T10, se sugiere la disminución del tiempo abriendo el punto S603 y cerrando NA-3. Se requiere la instalación de un seccionador trifásico bajo carga de mando

remoto en el punto S621 y S603 definidos en diagrama unifilar del alimentador (Anexo A).

El Nivel óptimo de Calidad (NOC) del Costo Social Neto (CSN) encontrado en el sistema de distribución en análisis, corresponde a un SAIFI de 6.87 (fallas/periodo) y un SAIDI de 4.0 (horas/periodo).

Determinado el NOC, se procede a la evaluación económica para la optimizar las inversiones para la mejora de la calidad del alimentador, donde se debe maximizar la rentabilidad de las inversiones realizadas.

Se elige la opción de inversión que maximiza el VPN y proporciona una mejor RBC, para ello se considera una tasa de retorno de la inversión de 11.1% para un periodo de cuatro años, según lo determinado en estructura tarifaria periodo noviembre 2011 – octubre 2015 de CESSA aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE, 2011).

En cuadro No. 25, se muestra los resultados del VPN y RBC, donde se observa que todas las inversiones se justifican, con excepción de las inversiones en las variables de decisión T14T y T15T para el costo de interrupción del Sistema. Se observa, que la maximización del VPN es obtenida con la variable de decisión T25T donde es obtenido el NOC, por otra parte la RBC para todas las variables de decisión es mayor que uno, condición necesaria para que un proyecto sea viable.

Los resultados encontrados en Cuadro No. 24 y No. 25, muestran que la inversión óptima es realizada para la variable de decisión T25T, donde se obtiene un NOC y una máxima rentabilidad de la inversión, donde además se podrá recolectar ingresos extras debido a las mejoras del sistema, en función de las inversiones como es mostrado en la Figura No. 24.

**Cuadro No. 25**  
**Resultado de la Optimización de Inversiones en alimentador A**

TR	11.10%	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO Y VALOR PRESENTE NETO PARA CADA VALOR DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA							
AÑOS	4	Sistema		Domiciliaria		General		Industrial	
Tramo Analizado	0.572 (USD/kWh)		1.568 (USD/kWh)		3.895 (USD/kWh)		1.311 (USD/kWh)		
	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	
Fusibles	5.19	9,852.94	14.24	31,099.75	35.37	80,739.64	11.91	25,617.39	
T05P	1.06	818.02	2.90	26,745.46	7.21	87,320.93	2.43	20,055.35	
T10P	1.11	1,525.27	3.04	28,774.76	7.54	92,438.98	2.54	21,743.51	
T11P	1.11	1,569.45	3.05	28,902.85	7.57	92,763.10	2.55	21,849.95	
T14P	1.14	1,965.03	3.12	30,037.72	7.75	95,625.21	2.61	22,794.06	
T15P	1.22	3,142.40	3.35	33,305.25	8.32	103,776.08	2.80	25,522.26	
T16P	1.22	3,083.40	3.33	33,246.25	8.28	103,717.08	2.79	25,463.26	
T19P	1.20	2,808.26	3.28	32,457.19	8.15	101,727.34	2.74	24,806.81	
T20P	1.18	2,544.63	3.23	31,699.69	8.03	99,815.98	2.70	24,176.75	
T21P	1.21	3,001.59	3.32	33,011.55	8.25	103,125.17	2.78	25,268.02	
T24P	1.22	3,122.56	3.34	33,358.83	8.30	104,001.19	2.79	25,556.90	
T25P	1.26	3,658.79	3.44	34,898.41	8.55	107,884.97	2.88	26,837.59	
T05T	1.65	9,565.10	4.52	51,846.58	11.24	150,630.73	3.78	40,936.60	
T10T	1.80	12,195.61	4.93	59,975.13	12.26	171,604.60	4.13	47,646.48	
T11T	1.30	6,410.34	3.58	54,217.26	8.88	165,910.73	2.99	41,881.54	
T14T	0.93	-2,212.28	2.55	48,900.21	6.33	168,316.64	2.13	35,711.55	
T15T	0.97	-1,085.08	2.65	52,134.69	6.58	176,474.45	2.21	38,402.28	
T16T	1.06	1,817.03	2.90	60,462.73	7.20	197,479.36	2.42	45,330.26	
T19T	1.03	817.41	2.81	57,593.68	6.98	190,242.64	2.35	42,943.58	
T20T	1.00	-126.11	2.73	54,887.11	6.78	183,416.98	2.28	40,691.93	
T21T	1.05	1,523.80	2.87	59,622.35	7.14	195,360.64	2.40	44,631.06	
T24T	1.06	1,970.87	2.91	60,905.35	7.23	198,596.66	2.43	45,698.36	
T25T	1.12	3,889.81	3.07	66,411.19	7.64	212,482.73	2.57	50,278.67	

Fuente: Elaboración de la Tesis

Cuadro No. 26

CATEGORIAS	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	Total MWh
BOMBAS DE AGUA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DOMICILIARIA	6,272.68	6,381.71	6,329.19	6,630.16	6,203.54	6,108.30	37,925.58
GENERAL 1	1,711.70	1,726.55	1,595.44	1,737.85	1,644.76	1,645.19	10,061.49
GENERAL 2	847.31	837.25	778.26	824.69	785.39	774.49	4,847.39
INDUSTRIAL 1	67.04	72.54	68.28	74.64	64.78	66.15	413.43
INDUSTRIAL 2	428.26	406.29	413.34	403.30	396.33	411.32	2,458.84
SEGURIDAD CIUDADANA	0.02	0.11	0.10	0.09	0.12	0.11	0.55
ALUM. PUB. URBANO	841.42	835.20	895.87	840.34	887.14	992.06	5,292.03
<b>TOTAL</b>	<b>10,168.43</b>	<b>10,259.65</b>	<b>10,080.48</b>	<b>10,511.07</b>	<b>9,982.06</b>	<b>9,997.62</b>	<b>60,999.31</b>

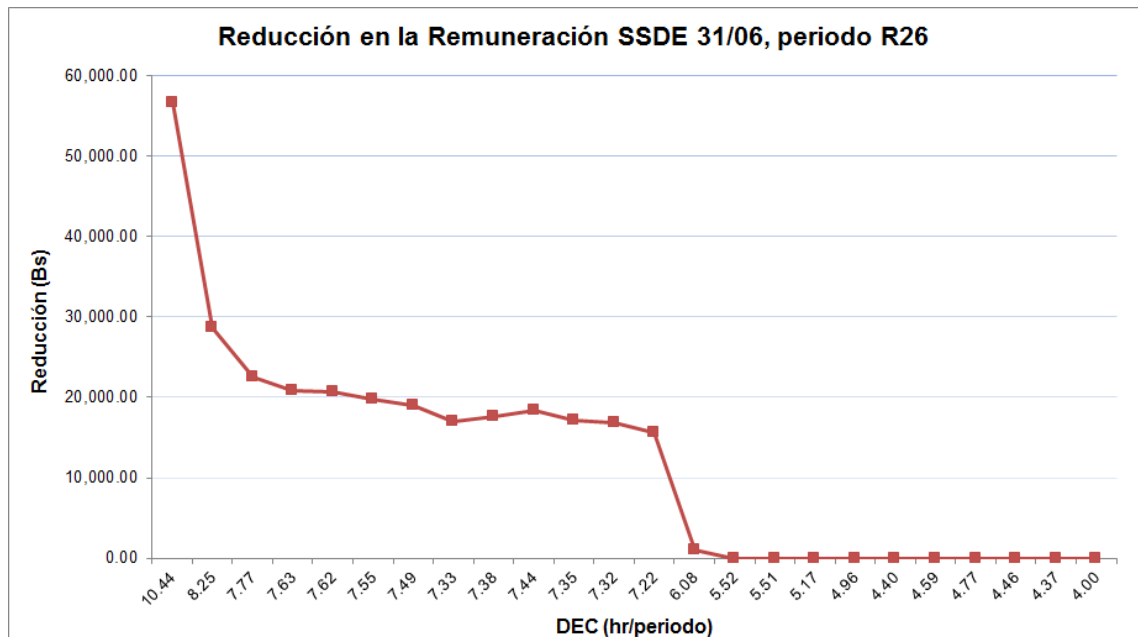
CALCULO DE LA REDUCCION		
Energia Facturada	kWh	60,999,310.00
Precio basico de la energia indexado a Abril 2014	Bs/kWh	0.130653
Cens	Bs/kWh	0.914571
Costo de la energia no suministrada (7 veces el costo del precio basico indexado)		
F <sub>s</sub>		8.66
T <sub>s</sub>		10.437
F <sub>c</sub>		7
T <sub>c</sub>		6
T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub>		1.21
T <sub>c</sub> /F <sub>c</sub>		0.86
1) Si F <sub>s</sub> >F <sub>c</sub> y T <sub>s</sub> <T <sub>c</sub>	$ENSUC=(F_s-F_c)*T_s/F_s*ETF_c/(4380-T_s)$ (kWh)	0.00
2) Si F <sub>s</sub> <F <sub>c</sub> y T <sub>s</sub> >T <sub>c</sub>	$ENSUC=(T_s-T_c)*ETF_c/(4380-T_s)$ (kWh)	0.00
3) Si F <sub>s</sub> >F <sub>c</sub> y T <sub>s</sub> >T <sub>c</sub>		
Si T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> ≤ T <sub>c</sub> /F <sub>c</sub>	$ENSUC=(F_s-F_c)*T_s/F_s*ETF_c/(4380-T_s)$ (kWh)	0.00
Si T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> > T <sub>c</sub> /F <sub>c</sub>	$ENSUC=(T_s-T_c)*ETF_c/(4380-T_s)$ (kWh)	61,940.73
Reduccion inicial	(Bs)	56,649.20
Indexacion IPC		
IPC Abr-14		150.21
IPC Abr-14		150.21
<b>REDUCCION TOTAL Bs.</b>		
Reduccion =	Reduccion ini*(IPC Abr-14/IPC Abr-14) (Bs)	<b>56,649.20</b>

Fuente: Elaboración de la Tesis

Ahora de acuerdo a la metodología de reducción de la remuneración del Distribuidor indicado en RCDE, en cuadro No. 26 se muestra el importe calculado de reducción, determinado con los valores iniciales encontrados de los índices FEC y DEC del alimentador (cuadro No. 21), este cálculo es realizado con datos del periodo R26 (cuadro No. 15). Siendo el valor de la reducción de 56,649.20 Bs.

En la Figura No. 26, se muestra la curva de la reducción en la remuneración en función del índice DEC, donde se observa que esta reducción va disminuyendo con la mejora de la calidad, siendo esta disminución un ahorro para la distribuidora y la no afectación a los ingresos percibidos por la facturación de la energía vendida.

**Figura No. 26**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Del análisis efectuado en el sistema de distribución del alimentador A, la inversión óptima de recursos para la mejora de la continuidad del suministro, es obtenida en la variable de decisión T25T, donde se alcanza el NOC y una rentabilidad de la inversión como es indicado por el VPN y RBC.



### 7.3.3 Aplicación en Alimentador “B”

Al igual que el análisis del alimentador “A”, se tomara algunas consideraciones similares en el análisis del alimentador “B”, y donde los costos de inversión de equipos serán idénticos.

El alimentador “B”, corresponde a la red de distribución trazado en color verde de la Figura No. 19, el cual dispone de 6,805 consumidores, siendo el consumo facturado de 1,345,936 kWh y el importe facturado de 926,654.2 Bs, en el mes de diciembre de 2014.

Los datos utilizados para el análisis de fiabilidad, se muestran en Anexo A, es importante mencionar que los parámetros utilizados son el resultado del funcionamiento del sistema durante el mes de mayo del año 2014. Por otra parte los elementos de protección y maniobra se los considera plenamente confiables, por ello son indicados únicamente los datos referentes a los tramos.

El resultado de la evaluación de los índices de fiabilidad para cada tramo modelado se muestra en cuadro No. 27, y donde la matriz de estado utilizada es mostrada en Anexo B.

Estos índices de fiabilidad obtenidos, muestran que mientras más alejada estén los puntos de carga, mayor es la probabilidad de falla e inclusive el tiempo que se requiere para su transferencia, reparación, lo cual afecta y hace que la indisponibilidad del sistema de distribución se vaya incrementando, como es mostrado en los resultados de cuadro No. 27.

**Cuadro No. 27**  
**Índices de fiabilidad, alimentador B**

<b>Pto. Carga</b>	$\lambda$ <b>falla/periodo</b>	<b>r</b> <b>hrs/falla</b>	<b>U</b> <b>hrs/periodo</b>	<b>Número</b> <b>Clientes</b>	<b>FEC</b> <b>falla/periodo</b>	<b>DEC</b> <b>hrs/periodo</b>
T01	9.697	0.650	6.299	129	1250.87	812.56
T02	10.048	1.452	14.585	901	9053.04	13140.88
T03	10.190	1.348	13.735	23	234.38	315.91
T04	10.151	1.345	13.654	1	10.15	13.65
T05	10.151	1.345	13.654	23	233.47	314.03
T06	10.048	1.343	13.497	287	2883.71	3873.52
T07	14.865	0.946	14.064	645	9588.07	9071.07
T08	14.993	1.006	15.087	301	4512.92	4541.24
T09	14.993	1.005	15.062	215	3223.51	3238.25
T10	15.907	1.002	15.939	685	10896.29	10918.49
T11	14.993	1.120	16.797	391	5862.29	6567.54
T12	15.037	1.106	16.632	1	15.04	16.63
T13	15.194	1.099	16.697	2	30.39	33.39
T14	14.993	1.204	18.052	306	4587.88	5523.92
T15	14.993	1.310	19.636	159	2383.90	3122.14
T16	14.993	1.353	20.281	280	4198.06	5678.67
T17	14.993	1.293	19.382	1	14.99	19.38
T18	15.014	1.289	19.358	2	30.03	38.72
T19	15.004	1.289	19.339	1	15.00	19.34
T20	15.034	1.290	19.401	14	210.48	271.62
T21	15.034	1.343	20.195	2	30.07	40.39
T22	15.910	1.241	19.746	46	731.86	908.33
T23	17.196	1.228	21.118	975	16765.89	20589.84
T24	19.330	1.323	25.565	1164	22500.50	29757.38
T25	21.006	1.411	29.643	65	1365.41	1926.80

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 28, se muestra los índices generales de fiabilidad del sistema de distribución del alimentador, donde se observa que un consumidor de éste alimentador ha experimentado 15.20 interrupciones del servicio con una duración promedio de 18.24 horas, por efecto de alguna falla en el periodo de control, y donde la energía no suministrada en el sistema de distribución es de 59,751.10 kWh.

**Cuadro No. 28**

**Índices de fiabilidad general de alimentador B**

<b>Sistema</b>	<b>FEC= SAIFI</b>	<b>DEC = SAIDI</b>	<b>CAIDI=SAIDI/SAIFI</b>	<b>ENS (kWh)</b>
Alimentador B	15.20	18.24	1.20	59,751.10

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 29, se muestra los resultados obtenidos para el caso de optimización para la localización óptima de recursos en el alimentador, tomando para ello solo los casos críticos. Los resultados obtenidos dependen en gran medida de los costos involucrados, ya sean estos debidos a mantenimiento, cambio de equipos o cualquier otro tipo de inversión, pero si se toma en cuenta solo el caso reducido y además si se considera que los costos unitarios invertidos en cada tramo son iguales se puede observar que un tramo afecta a la fiabilidad de los demás por lo que se hace imperativo comenzar a mejorar los tiempos de reparación y/o los de transferencia en este tramo. Para todos los casos analizados, se tiene que el tramo T02, es aquel en el cual se necesita mejorar, es decir reducir el tiempo que se invierte en la reparación o en la transferencia según sea el caso, pero si se desea reducir aún más los tiempos, también se debe mejorar el tramo T24, especialmente en lo que se refiere tiempo de reparación.

Ahora, tomando por separado cada uno de los casos analizados de cuadro No. 29, se obtuvieron los resultados mostrados en cuadro No. 30, correspondiendo a la reducción del índice DEC, ahorro e inversión en el alimentador. En este cuadro, se observa que para realizar una reducción en el tiempo de indisponibilidad del sistema, es necesaria una inversión, la cual varía dependiendo del porcentaje que se desee mejorar. Tomando en cuenta el costo de la ENS, se ha determinado la pérdida social en dólares, si se compara con la inversión y el daño causado se puede observar que las inversiones para mejora del sistema se justifican. Si bien la empresa recupera esta inversión en un periodo de dos a cuatro años, los beneficios sociales son grandes y se los puede apreciar a partir del primer año de la inversión.

**Cuadro No. 29**  
**Resultado de análisis de optimización de ubicación de equipos en alimentador B**

Tramo Analizado	U	Trabajo de Automatización	Disminución indisponibilidad	U	$\Delta U$ (variación)	Tramos a Mejorar	Tiempo Inicial (hrs)		Tiempo Óptimo $\Delta r$ (hrs)		Tiempo a Reducir (hrs)		
	Inicial			Deseado			tramos a mejorar	tramos a mejorar	tramos a mejorar	tramos a mejorar			
T02	13.79	Parcial	10.00%	12.411	1.379	2		2.333		0.301		2.032	
	13.79	Total	45.00%	7.585	6.206	2		2.333		1.354		0.980	
T7	13.249	Parcial	10.00%	11.924	1.325	2		1.083		0.145		0.939	
	13.249	Total	45.00%	7.287	5.962	2		1.083		0.650		0.433	
T10	15.281	Parcial	10.00%	13.753	1.528	2		1.083		0.167		0.916	
	15.281	Total	45.00%	8.405	6.876	2		1.083		0.750		0.333	
T11	15.583	Parcial	10.00%	14.025	1.558	2		1.083		0.170		0.913	
	15.583	Total	45.00%	8.571	7.012	2		1.083		0.765		0.318	
T14	16.838	Parcial	10.00%	15.154	1.684	2		1.083		0.184		0.899	
	16.838	Total	45.00%	9.261	7.577	2		1.083		0.826		0.257	
T16	18.667	Parcial	10.00%	16.800	1.867	2		1.083		0.204		0.879	
	18.667	Total	45.00%	10.267	8.400	2		1.083		0.916		0.167	
T23	19.904	Parcial	10.00%	17.914	1.990	2		1.083		0.217		0.866	
	19.904	Total	45.00%	10.947	8.957	2		1.083		0.977		0.106	
T24	24.351	Parcial	10.00%	21.916	2.435	2		1.083		0.266		0.817	
	24.351	Total	45.00%	13.393	10.958	2	24	1.083	2.083	1.083	0.481	0.000	1.602

Fuente: Elaboración de la Tesis

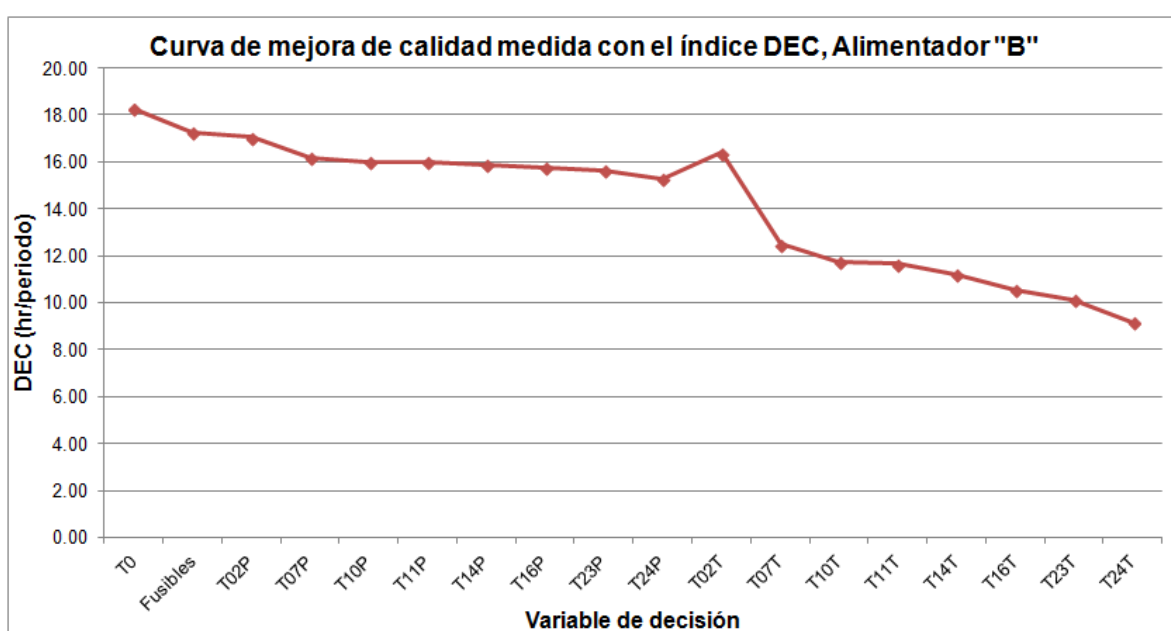
**Cuadro No. 30**  
**Reducción del DEC, ahorro e inversión en alimentador B**

Tramo Analizado	DEC	18.24	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (kWh)			COSTO ENERGÍA NO SUMINISTRADA (USD/kWh)				RECURSOS INVERTIDOS (USD)		
	FEC	15.20				Sistema	Domiciliaria	General	Industrial	-10.00%	Inversión	10.00%
	kW Inst	3,275.20	0.572	1.568	3.895	1.311						
	DEC (d)	% mejora	ENSo	ENSi	ΔENS	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD	USD	USD
T0	18.24	0	59,751.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fusibles	17.23	5.58%	59,751.10	56,418.78	3,332.32	1,906.09	5,225.08	12,979.38	4,368.67	792.80	880.89	968.98
T02P	17.04	6.61%	59,751.10	55,802.80	3,948.30	2,258.43	6,190.93	15,378.63	5,176.22	1,309.40	1,454.89	1,600.38
T07P	16.18	11.34%	59,751.10	52,977.16	6,773.95	3,874.70	10,621.55	26,384.52	8,880.64	10,830.50	12,033.89	13,237.28
T10P	16.01	12.25%	59,751.10	52,428.72	7,322.38	4,188.40	11,481.49	28,520.67	9,599.64	10,863.80	12,070.89	13,277.98
T11P	15.99	12.37%	59,751.10	52,357.19	7,393.92	4,229.32	11,593.66	28,799.30	9,693.42	10,868.30	12,075.89	13,283.48
T14P	15.88	12.93%	59,751.10	52,023.36	7,727.75	4,420.27	12,117.10	30,099.57	10,131.07	10,888.10	12,097.89	13,307.68
T16P	15.74	13.73%	59,751.10	51,546.46	8,204.64	4,693.06	12,864.88	31,957.09	10,756.29	10,916.90	12,129.89	13,342.88
T23P	15.64	14.25%	59,751.10	51,236.47	8,514.63	4,870.37	13,350.94	33,164.48	11,162.68	10,935.80	12,150.89	13,365.98
T24P	15.29	16.21%	59,751.10	50,068.07	9,683.03	5,538.70	15,183.00	37,715.42	12,694.46	11,006.00	12,228.89	13,451.78
T02T	16.38	10.21%	59,751.10	53,652.33	6,098.78	3,488.50	9,562.88	23,754.73	7,995.50	1,700.00	1,888.89	2,077.78
T07T	12.49	31.53%	59,751.10	40,911.60	18,839.51	10,776.20	29,540.35	73,379.88	24,698.59	11,557.70	12,841.89	14,126.08
T10T	11.76	35.52%	59,751.10	38,527.10	21,224.01	12,140.13	33,279.24	82,667.51	27,824.67	11,701.70	13,001.89	14,302.08
T11T	11.65	36.12%	59,751.10	38,169.42	21,581.68	12,344.72	33,840.08	84,060.65	28,293.58	11,723.30	13,025.89	14,328.48
T14T	11.21	38.55%	59,751.10	36,714.88	23,036.23	13,176.72	36,120.80	89,726.10	30,200.49	11,810.60	13,122.89	14,435.18
T16T	10.55	42.15%	59,751.10	34,568.83	25,182.27	14,404.26	39,485.81	98,084.96	33,013.96	11,940.20	13,266.89	14,593.58
T23T	10.11	44.58%	59,751.10	33,114.29	26,636.82	15,236.26	41,766.53	103,750.41	34,920.87	17,247.50	19,163.89	21,080.28
T24T	9.15	49.86%	59,751.10	29,961.91	29,789.20	17,039.42	46,709.46	116,028.93	39,053.64	21,037.40	23,374.89	25,712.38

Fuente: Elaboración de la Tesis

En la Figura No. 27, se muestra la curva de mejora de la calidad, medida con el índice DEC, en función de las variables de decisión (tramos analizados cuadro No. 30) de la Distribuidora, es decir, con instalación de equipos en tramos. El resultado del valor de DEC se ha normalizado tomando como referencia el índice DEC del alimentador cuando no se ha instalado ningún equipo, por otra parte se observa la mejora de calidad en el alimentador, cuando se realiza acciones en la variable de decisión T24T con la inserción de inversiones.

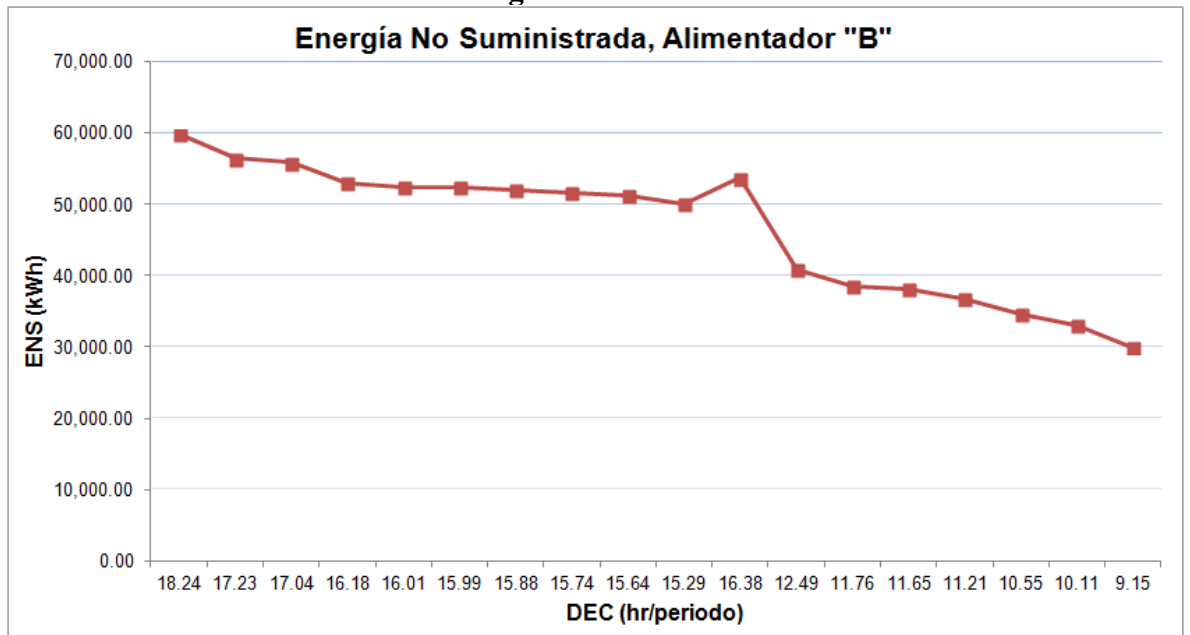
**Figura No. 27**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

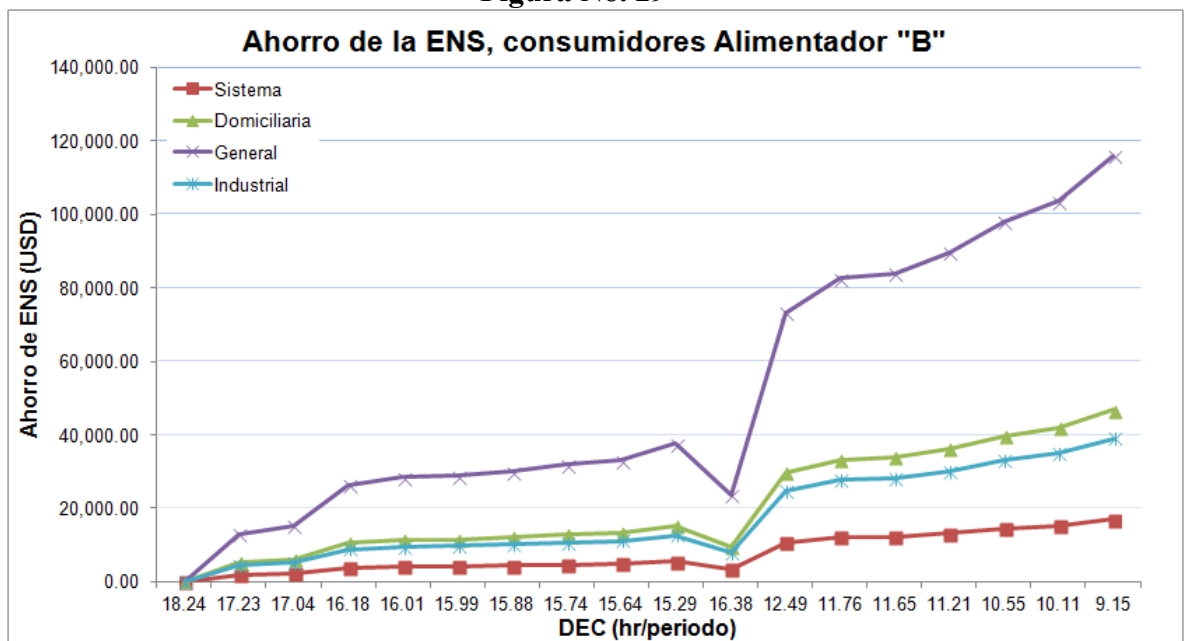
En figura No. 28, se muestra la curva de la Energía No Suministrada (ENS) en el alimentador en función del índice DEC, como se aprecia, existe una reducción de la ENS con la realización de mejoras en la calidad, donde la mayor reducción de la ENS obtenida es cuando el índice DEC llega al valor de 9.15, correspondiendo este índice a la variable de decisión T24T. En figura No. 29, se muestra el ahorro monetario de los consumidores, por la disminución de la ENS en función de la mejora de la calidad (índice DEC), donde el mayor ahorro es obtenido cuando el índice DEC corresponde a la variable de decisión de mejora de T24T.

Figura No. 28



Fuente: Elaboración de la Tesis

Figura No. 29



Fuente: Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 31, se muestra un resumen de los valores obtenidos para todas las variables de decisión de la mejora de la calidad del alimentador B.

**Cuadro No. 31**

**Resumen: Indicadores de Calidad y Costos asociados a cada uno, en alimentador B**

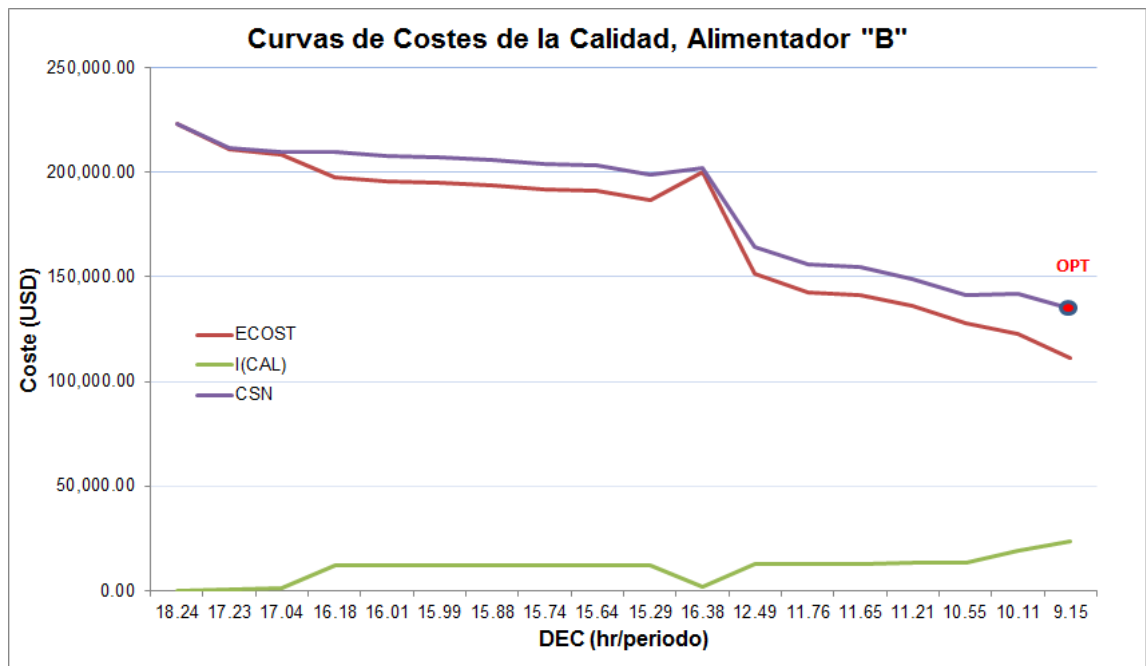
Estado	SAIFI (f/p)	SAIDI (h/p)	CAIDI (h/p)	ENS (kWh)	CCDF (USD/kW)	ECOST (USD/p)	I (CAL) (USD)	CSN (USD)
T0	15.20	18.24	1.20	59,751.10	113.334	223,106.81	0.00	223,106.81
Fusibles	14.30	17.23	1.20	56,418.78	113.458	210,685.58	880.89	211,566.47
T02P	14.30	17.04	1.19	55,802.80	112.89	208,320.17	1,454.89	209,775.06
T07P	14.30	16.18	1.13	52,977.16	106.905	197,517.63	12,033.89	209,551.52
T10P	14.30	16.01	1.12	52,428.72	105.862	195,422.24	12,070.89	207,493.13
T11P	14.30	15.99	1.12	52,357.19	105.726	195,148.99	12,075.89	207,224.88
T14P	14.30	15.88	1.11	52,023.36	105.091	193,874.09	12,097.89	205,971.98
T16P	14.30	15.74	1.10	51,546.46	104.185	192,053.45	12,129.89	204,183.34
T23P	14.30	15.64	1.09	51,236.47	103.596	190,870.46	12,150.89	203,021.35
T24P	14.30	15.29	1.07	50,068.07	101.378	186,414.76	12,228.89	198,643.65
T02T	14.30	16.38	1.15	53,652.33	110.90	200,102.15	1,888.89	201,991.04
T07T	14.30	12.49	0.87	40,911.60	84.117	151,751.90	12,841.89	164,593.79
T10T	14.30	11.76	0.82	38,527.10	79.674	142,831.79	13,001.89	155,833.68
T11T	14.30	11.65	0.81	38,169.42	79.010	141,498.87	13,025.89	154,524.76
T14T	14.30	11.21	0.78	36,714.88	76.318	136,093.43	13,122.89	149,216.32
T16T	14.30	10.55	0.74	34,568.83	72.369	128,166.81	13,266.89	141,433.70
T23T	14.30	10.11	0.71	33,114.29	69.712	122,831.11	19,163.89	141,995.00
T24T	14.30	9.15	0.64	29,961.91	64.729	111,287.58	23,374.89	134,662.47

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Con los datos anteriores, se obtiene la Figura No. 30, donde se distinguen tres curvas, que representan la aplicación de la teoría de la calidad. Se aprecia la curva ECOST, que representa los costos estimados en que incurren los consumidores, cuando son víctimas de interrupción del suministro eléctrico, la curva I(CAL), que representa los costos en que incurre la empresa en una mejora de la calidad, y la curva CSN, que representa el costo social neto. En esta última se aprecia un mínimo para un DEC=SAIDI= 9.15 (h/periodo), el cual se obtiene para la variable de decisión T24T.



Figura No. 30



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

La estrategia que contempla la variable de decisión T24T indica: que para alcanzar el valor requerido de indisponibilidad en el elemento T24, es necesario que el tiempo de paralización por falta en el elemento T02 alcance 0.0 horas (0.0 minutos) y que el tiempo de paralización por falta en el elemento T24 alcance a 1.602 horas (96.12 minutos). Según lo indicado por la matriz de estados el tramo T24 es del tipo transferible cuando ocurra una falla en el tramo T02, lo que sugiere que la disminución de tiempo puede lograrse abriendo el punto S702 y cerrando NA-BD2 en el diagrama, para ello se requiere la instalación de un seccionador trifásico bajo carga de mando remoto con bondades de protección en el punto S702 lo que permitirá la automatización del punto mediante un SCADA. Por otra parte el tramo T24 es del tipo irrestablecible de acuerdo a lo indicado en la matriz de estados, lo que sugiere la disminución de tiempo puede lograrse disminuyendo el tiempo de reparación del mismo tramo, como también se ve la necesidad de instalar un indicador de falla con capacidad de comunicación en el punto F726, definido en diagrama unifilar del alimentador (Anexo A).

El Nivel óptimo de Calidad (NOC) del Costo Social Neto (CSN) encontrado en el sistema de distribución en análisis, corresponde a un SAIFI de 14.3 (fallas/periodo) y un SAIDI de 9.15 (horas/periodo).

Determinado el NOC, se procede a la evaluación económica para optimizar las inversiones para la mejora de la calidad del alimentador, donde se debe maximizar la rentabilidad de las inversiones realizadas.

Se elige la opción de inversión que maximiza el VPN y proporciona una mejor RBC, para ello se considera una tasa de retorno de la inversión de 11.1% para un periodo de cuatro años, según lo determinado en estructura tarifaria periodo noviembre 2011 – octubre 2015 de CESSA aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE, 2011).

En cuadro No. 32, se muestra los resultados del VPN y RBC, donde se observa que todas las inversiones se justifican, con excepción de las inversiones en la variable de decisión T07P para el costo de interrupción del Sistema. Se observa, que la maximización del VPN es obtenida con la variable de decisión T24T donde es obtenido el NOC, por otra parte la RBC para todas las variables de decisión es mayor que uno, condición necesaria para que un proyecto sea viable.


Los resultados encontrados en Cuadro No. 31 y No. 32, muestran que la inversión óptima es realizada para la variable de decisión T24T, donde se obtiene un NOC y una máxima rentabilidad de la inversión, donde además se podrá recolectar ingresos extras debido a las mejoras del sistema, en función de las inversiones como es mostrado en la Figura No. 29.

**Cuadro No. 32**  
**Resultado de la Optimización de Inversiones en alimentador B**

TR	11.10%	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO Y VALOR PRESENTE NETO PARA CADA VALOR DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA							
AÑOS	4	Sistema		Domiciliaria		General		Industrial	
Tramo Analizado	0.572 (USD/kWh)		1.568 (USD/kWh)		3.895 (USD/kWh)		1.311 (USD/kWh)		
	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	
Fusibles	6.70	5,020.04	18.36	15,295.08	45.62	39,301.12	15.35	12,643.79	
T02P	4.81	5,536.82	13.17	17,711.21	32.72	46,154.77	11.01	14,569.82	
T07P	1.00	-38.47	2.73	20,848.65	6.79	69,648.18	2.28	15,459.10	
T10P	1.07	895.70	2.94	23,473.90	7.31	76,224.35	2.46	17,648.00	
T11P	1.08	1,017.38	2.97	23,816.15	7.38	77,081.94	2.49	17,933.33	
T14P	1.13	1,586.53	3.10	25,414.64	7.70	81,085.35	2.59	19,266.23	
T16P	1.20	2,399.03	3.28	27,697.64	8.16	86,803.94	2.75	21,169.79	
T23P	1.24	2,926.96	3.40	29,181.39	8.45	90,520.82	2.84	22,406.90	
T24P	1.40	4,917.99	3.84	34,775.14	9.55	104,531.75	3.21	27,071.03	
T02T	5.72	8,910.92	15.67	27,716.20	38.93	71,651.81	13.10	22,863.83	
T07T	2.60	20,519.42	7.12	78,610.10	17.69	214,330.00	5.95	63,620.84	
T10T	2.89	24,581.93	7.92	90,025.10	19.68	242,922.92	6.63	73,138.66	
T11T	2.93	25,191.31	8.04	91,737.34	19.98	247,211.86	6.72	74,566.33	
T14T	3.11	27,670.04	8.52	98,701.09	21.17	264,654.15	7.12	80,372.80	
T16T	3.36	31,326.30	9.21	108,974.58	22.89	290,387.78	7.70	88,938.83	
T23T	2.46	28,005.03	6.75	110,138.33	16.76	302,030.07	5.64	88,945.30	
T24T	2.26	29,376.32	6.19	121,229.82	15.37	335,831.33	5.17	97,528.67	

Fuente: Elaboración de la Tesis

Cuadro No. 33

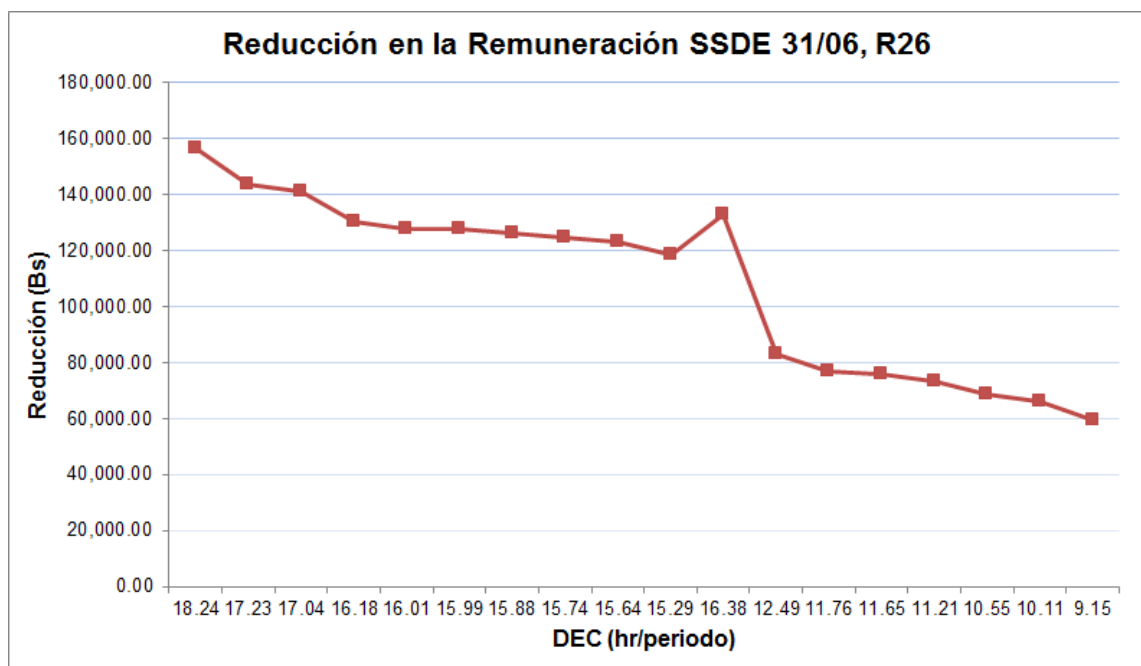
		<b>CALCULO DE LA REDUCCION RESOLUCION SSDE 31/2006</b> <b>CONSUMIDORES EN BAJA TENSION</b> <b>CALIDAD 1</b>					
<b>Energia Facturada en el periodo Noviembre 2013 - Abril 2014 (MWh)</b>							
CATEGORIAS	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	Total MWh
BOMBAS DE AGUA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DOMICILIARIA	6,272.68	6,381.71	6,329.19	6,630.16	6,203.54	6,108.30	37,925.58
GENERAL 1	1,711.70	1,726.55	1,595.44	1,737.85	1,644.76	1,645.19	10,061.49
GENERAL 2	847.31	837.25	778.26	824.69	785.39	774.49	4,847.39
INDUSTRIAL 1	67.04	72.54	68.28	74.64	64.78	66.15	413.43
INDUSTRIAL 2	428.26	406.29	413.34	403.30	396.33	411.32	2,458.84
SEGURIDAD CIUDADANA	0.02	0.11	0.10	0.09	0.12	0.11	0.55
ALUM. PUB. URBANO	841.42	835.20	895.87	840.34	887.14	992.06	5,292.03
<b>TOTAL</b>	<b>10,168.43</b>	<b>10,259.65</b>	<b>10,080.48</b>	<b>10,511.07</b>	<b>9,982.06</b>	<b>9,997.62</b>	<b>60,999.31</b>
<b>CALCULO DE LA REDUCCION</b>							
Energia Facturada				kWh			60,999,310.00
Precio basico de la energia indexado a Abril 2014				Bs/kWh			0.130653
Cens				Bs/kWh			0.914571
Costo de la energia no suministrada (7 veces el costo del precio basico indexado)							
Fs							15.203
Ts							18.243
Fc							7
Tc							6
Ts/Fs							1.20
Tc/Fc							0.86
1) Si $F_s > F_c$ y $T_s < T_c$							
					ENSUC=(Fs-Fc)*Ts/Fs*ETFc/(4380-Ts)	(kWh)	<b>0.00</b>
2) Si $F_s < F_c$ y $T_s > T_c$							
					ENSUC=(Ts-Tc)*ETFc/(4380-Ts)	(kWh)	<b>0.00</b>
3) Si $F_s > F_c$ y $T_s > T_c$							
Si $T_s/F_s \leq T_c/F_c$							
					ENSUC=(Fs-Fc)*Ts/Fs*ETFc/(4380-Ts)	(kWh)	<b>0.00</b>
Si $T_s/F_s > T_c/F_c$							
					ENSUC=(Ts-Tc)*ETFc/(4380-Ts)	(kWh)	<b>171,218.74</b>
Reduccion inicial					(Bs)		156,591.69
Indexacion IPC							
IPC Abr-14							150.21
IPC Abr-14							150.21
<b>REDUCCION TOTAL Bs.</b>							
Reduccion =					Reduccion ini*(IPC Abr-14/IPC Abr-14)	(Bs)	<b>156,591.69</b>

Fuente: Elaboración de la Tesis

Ahora de acuerdo a la metodología de reducción de la remuneración del Distribuidor indicado en RCDE, en cuadro No. 33 se muestra el importe calculado de reducción, determinado con los valores iniciales encontrados de los índices FEC y DEC del alimentador, este cálculo es realizado con datos del periodo R26 (cuadro No. 15). Siendo el valor de la reducción de 156,591.69 Bs.

En la Figura No. 31, se muestra la curva de la reducción en la remuneración en función del índice DEC, donde se observa que esta reducción va disminuyendo con la mejora de la calidad, siendo esta disminución un ahorro para la distribuidora, pero se observa también que esta reducción no es extendida hasta un valor de cero, por ello se deben realizar mejoras de rediseño del alimentador, como ser, incorporación de sistemas de protección, maniobras, para la minimización de zonas de afectación por una falla en el alimentador.

**Figura No. 31**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Del análisis efectuado en el sistema de distribución del alimentador B, la inversión óptima de recursos para la mejora de la continuidad del suministro, es obtenida en la variable de decisión T24T, donde se alcanza el NOC y una rentabilidad de la inversión como es indicado por el VPN y RBC.

#### **7.3.4 Aplicación en Alimentador “C”**

El alimentador “C”, corresponde a la red de distribución trazado en color rojo de la Figura No. 19, el cual dispone de 7,762 consumidores, siendo el consumo facturado de 1,262,409 kWh y el importe facturado de 1,043,901 Bs, en el mes de diciembre de 2014.

Los datos utilizados para el análisis de fiabilidad, se muestran en Anexo A, es importante mencionar que los parámetros utilizados son el resultado del funcionamiento del sistema durante el año 2014. Por otra parte los elementos de protección y maniobra se los puede considerar plenamente confiables, por ello son indicados únicamente los datos referentes a los tramos.

El resultado de la evaluación de los índices de fiabilidad para cada tramo modelado se muestra en cuadro No. 34, y donde la matriz de estado utilizada es mostrada en Anexo B.

Los índices de fiabilidad obtenidos, muestran que mientras más alejadas estén los puntos de carga, mayor es la probabilidad de falla e inclusive el tiempo que se requiere para su transferencia, reparación, lo cual afecta y hace que la indisponibilidad del sistema de distribución se vaya incrementando.

**Cuadro No. 34**  
**Índices de fiabilidad, alimentador C**

<b>Pto. Carga</b>	<b><math>\lambda</math> falla/periodo</b>	<b>r hrs/falla</b>	<b>U hrs/periodo</b>	<b>Número Clientes</b>	<b>FEC falla/periodo</b>	<b>DEC hrs/periodo</b>
T01	6.232	1.013	6.314	133	828.81	839.78
T02	6.658	1.039	6.915	225	1498.05	1555.86
T03	6.336	0.990	6.270	84	532.21	526.67
T04	7.524	1.044	7.852	497	3739.55	3902.22
T05	7.606	1.020	7.755	13	98.87	100.81
T06	7.590	1.020	7.738	105	796.94	812.54
T07	7.600	1.018	7.734	235	1786.08	1817.41
T08	7.725	1.036	8.004	2	15.45	16.01
T09	7.590	1.025	7.779	3	22.77	23.34
T10	7.757	1.040	8.070	3	23.27	24.21
T11	7.720	1.035	7.994	19	146.68	151.88
T12	9.870	1.026	10.122	298	2941.17	3016.42
T13	10.104	1.042	10.530	1	10.10	10.53
T14	10.104	1.042	10.530	1	10.10	10.53
T15	10.104	1.047	10.575	2	20.21	21.15
T16	8.570	1.046	8.967	852	7301.46	7639.92
T17	9.055	1.081	9.784	201	1819.96	1966.49
T18	8.950	1.074	9.609	339	3034.14	3257.48
T19	8.950	1.075	9.619	151	1351.49	1452.43
T20	9.667	1.110	10.732	500	4833.73	5366.07
T21	10.104	1.132	11.436	130	1313.55	1486.64
T22	10.104	1.130	11.419	190	1919.81	2169.61
T23	10.104	1.130	11.421	209	2111.79	2386.95
T24	11.298	1.054	11.906	0	0.00	0.00
T25	11.209	1.092	12.237	218	2443.61	2667.75
T26	11.500	1.114	12.810	409	4703.52	5239.16
T27	11.500	1.113	12.797	124	1426.01	1586.82
T28	13.658	1.364	18.628	2436	33270.58	45378.58
T29	14.279	1.352	19.301	562	8024.89	10847.37

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Por otro lado los índices generales de fiabilidad del sistema del alimentador C, mostrado en cuadro No. 35, muestran que un consumidor de éste alimentador ha experimentado 10.832 interrupciones del servicio con una duración promedio de 13.13 horas, por efecto de alguna falla, y donde la energía no suministrada en el sistema de distribución es de 44,115.18 kWh.

**Cuadro No. 35**  
**Índices de fiabilidad general de alimentador C**

<b>Sistema</b>	<b>FEC= SAIFI</b>	<b>DEC = SAIDI</b>	<b>CAIDI=SAIDI/SAIFI</b>	<b>ENS (kWh)</b>
Alimentador C	10.832	13.13	1.212	44,115.18

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 36, se muestra los resultados obtenidos para el caso de optimización para la localización óptima de recursos en el alimentador, tomando para ello solo los casos críticos. Los resultados obtenidos dependen en gran medida de los costos involucrados, ya sean estos debidos a mantenimiento, cambio de equipos o cualquier otro tipo de inversión, pero si se toma en cuenta solo el caso reducido y además si se considera que los costos unitarios invertidos en cada tramo son iguales se puede observar que un tramo afecta a la fiabilidad de los demás por lo que se hace imperativo comenzar a mejorar los tiempos de reparación y/o los de transferencia en este tramo. Para todos los casos analizados, se tiene que el tramo T01, es aquel en el cual se necesita mejorar, es decir reducir el tiempo que se invierte en la reparación o en la transferencia según sea el caso, pero si se desea reducir aún más los tiempos, también se debe trabajar en el tramo T04 y T28, especialmente en lo que se refiere tiempo de reparación.

Tomando por separado cada uno de los casos analizados de cuadro No. 36, se obtuvieron los resultados mostrados en cuadro No. 37, correspondiendo a la reducción del índice DEC, ahorro e inversión en el alimentador. En este cuadro, se observa que para realizar una reducción en el tiempo de indisponibilidad del sistema, es necesaria una inversión, la cual varía dependiendo del porcentaje que se desee mejorar. Tomando en cuenta el costo de la ENS, se ha determinado la pérdida social en dólares, si se compara con la inversión y el daño causado se puede observar que las inversiones para mejora del sistema se justifican. Si bien la empresa recupera esta inversión en un periodo de dos a cuatro años, los beneficios sociales son grandes y se los puede apreciar a partir del primer año de la inversión.



**Cuadro No. 36**  
**Resultado de análisis de optimización de ubicación de equipos en alimentador C**

Tramo Analizado	U Inicial	Trabajo de Automatización	Disminución indisponibilidad	U Deseado	$\Delta U$ (variación)	Tramos a Mejorar		Tiempo Inicial (hrs) tramos a mejorar		Tiempo Optimo $\Delta r$ (hrs) tramos a mejorar		Tiempo a Reducir (hrs)	
T04	6.365	Parcial	10.00%	5.729	0.637	1		1.083		0.277		0.806	
	6.365	Total	45.00%	3.501	2.864	1	4	1.083	2.333	1.083	0.350	0.000	1.983
T07	6.247	Parcial	10.00%	5.622	0.625	1		1.083		0.272		0.811	
	6.247	Total	45.00%	3.436	2.811	1	4	1.083	2.083	1.083	0.301	0.000	1.782
T12	8.008	Parcial	10.00%	7.207	0.801	1		1.083		0.348		0.735	
	8.008	Total	45.00%	4.404	3.604	1	4	1.083	1.083	1.083	0.522	0.000	0.561
T16	7.541	Parcial	10.00%	6.787	0.754	1		1.083		0.328		0.755	
	7.541	Total	45.00%	4.148	3.393	1	4	1.083	1.083	1.083	0.423	0.000	0.660
T18	7.704	Parcial	10.00%	6.934	0.770	1		1.083		0.335		0.748	
	7.704	Total	45.00%	4.237	3.467	1	4	1.083	1.083	1.083	0.458	0.000	0.625
T20	8.736	Parcial	10.00%	7.862	0.874	1		1.083		0.380		0.703	
	8.736	Total	45.00%	4.805	3.931	1	4	1.083	1.083	1.083	0.676	0.000	0.407
T23	8.75	Parcial	10.00%	7.875	0.875	1		1.083		0.380		0.703	
	8.75	Total	45.00%	4.813	3.938	1	4	1.083	1.083	1.083	0.679	0.000	0.404
T25	9.465	Parcial	10.00%	8.519	0.947	1		1.083		0.412		0.671	
	9.465	Total	45.00%	5.206	4.259	1	4	1.083	1.083	1.083	0.830	0.000	0.253
T26	9.745	Parcial	10.00%	8.771	0.975	1		1.083		0.424		0.659	
	9.745	Total	45.00%	5.360	4.385	1	4	1.083	1.083	1.083	0.889	0.000	0.194
T28	15.25	Parcial	10.00%	13.725	1.525	1		1.083		0.663		0.420	
	15.25	Total	45.00%	8.388	6.863	1	28	1.083	2.716	1.083	2.026	0.000	0.690
T29	15.923	Parcial	10.00%	14.331	1.592	1		1.083		0.692		0.391	
	15.923	Total	45.00%	8.758	7.165	1	28	1.083	2.716	1.083	2.166	0.000	0.550

Fuente: Elaboración de la Tesis

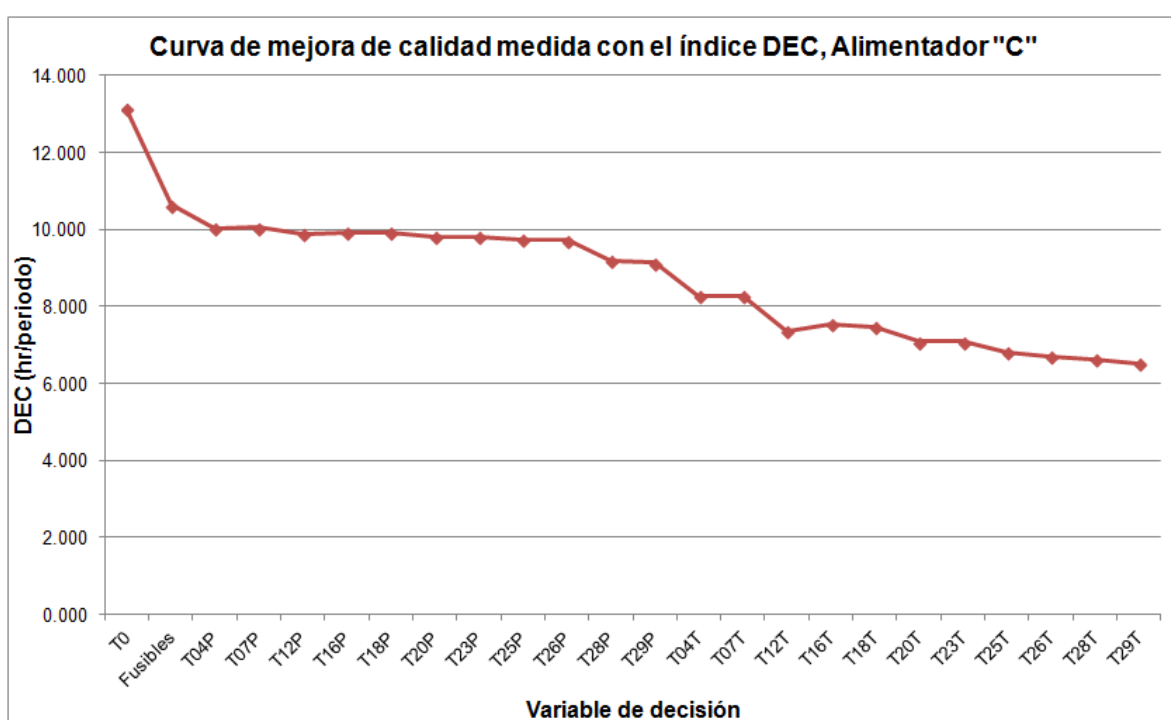
**Cuadro No. 37**  
**Reducción del DEC, ahorro e inversión en alimentador C**

Tramo Analizado	DEC	13.13	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (kWh)			COSTO ENERGÍA NO SUMINISTRADA (USD/kWh)				RECURSOS INVERTIDOS (USD)		
	FEC	8.42				Sistema	Domiciliari	General	Industrial	-10.00%	Inversión	10.00%
	kW Inst	3,150.00										
	DEC (d)	% mejora	ENSo	ENSi	ΔENS	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD	USD	USD
T0	13.130	0	44,115.18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fusibles	10.641	18.95%	44,115.18	35,754.22	8,360.96	4,782.47	13,109.99	32,565.94	10,961.22	2,906.94	3,229.93	3,552.92
T04P	10.039	23.54%	44,115.18	33,730.62	10,384.56	5,939.97	16,282.98	40,447.85	13,614.15	13,384.74	14,871.93	16,359.12
T07P	10.050	23.46%	44,115.18	33,767.11	10,348.07	5,919.10	16,225.78	40,305.75	13,566.32	13,381.14	14,867.93	16,354.72
T12P	9.884	24.72%	44,115.18	33,210.38	10,904.81	6,237.55	17,098.73	42,474.22	14,296.20	13,427.04	14,918.93	16,410.82
T16P	9.929	24.38%	44,115.18	33,359.96	10,755.22	6,151.99	16,864.19	41,891.60	14,100.10	13,414.44	14,904.93	16,395.42
T18P	9.913	24.50%	44,115.18	33,307.42	10,807.76	6,182.04	16,946.57	42,096.23	14,168.97	13,418.94	14,909.93	16,400.92
T20P	9.815	25.24%	44,115.18	32,979.07	11,136.11	6,369.85	17,461.42	43,375.14	14,599.44	13,445.94	14,939.93	16,433.92
T23P	9.815	25.24%	44,115.18	32,979.07	11,136.11	6,369.85	17,461.42	43,375.14	14,599.44	13,445.94	14,939.93	16,433.92
T25P	9.746	25.77%	44,115.18	32,745.58	11,369.60	6,503.41	17,827.53	44,284.59	14,905.55	13,464.84	14,960.93	16,457.02
T26P	9.720	25.97%	44,115.18	32,658.02	11,457.16	6,553.50	17,964.83	44,625.64	15,020.34	13,472.04	14,968.93	16,465.82
T28P	9.201	29.92%	44,115.18	30,914.13	13,201.05	7,551.00	20,699.25	51,418.10	17,306.58	13,614.24	15,126.93	16,639.62
T29P	9.138	30.40%	44,115.18	30,702.53	13,412.65	7,672.04	21,031.04	52,242.29	17,583.99	13,631.34	15,145.93	16,660.52
T04T	8.265	37.05%	44,115.18	27,771.07	16,344.11	9,348.83	25,627.56	63,660.31	21,427.13	19,090.74	21,211.93	23,333.12
T07T	8.273	36.99%	44,115.18	27,797.94	16,317.24	9,333.46	25,585.44	63,555.66	21,391.90	19,088.94	21,209.93	23,330.92
T12T	7.360	43.94%	44,115.18	24,729.31	19,385.87	11,088.72	30,397.04	75,507.96	25,414.88	28,969.14	32,187.93	35,406.72
T16T	7.536	42.60%	44,115.18	25,320.36	18,794.82	10,750.64	29,470.27	73,205.81	24,640.01	28,920.54	32,133.93	35,347.32
T18T	7.474	43.07%	44,115.18	25,113.20	19,001.98	10,869.14	29,795.11	74,012.73	24,911.60	28,937.64	32,152.93	35,368.22
T20T	7.087	46.02%	44,115.18	23,811.69	20,303.49	11,613.60	31,835.88	79,082.11	26,617.88	29,043.84	32,270.93	35,498.02
T23T	7.081	46.06%	44,115.18	23,793.78	20,321.40	11,623.84	31,863.96	79,151.87	26,641.36	29,045.64	32,272.93	35,500.22
T25T	6.813	48.11%	44,115.18	22,892.27	21,222.91	12,139.50	33,277.52	82,663.23	27,823.23	29,118.54	32,353.93	35,589.32
T26T	6.708	48.91%	44,115.18	22,540.03	21,575.15	12,340.99	33,829.84	84,035.21	28,285.02	29,147.34	32,385.93	35,624.52
T28T	6.638	49.44%	44,115.18	22,303.70	21,811.48	12,476.17	34,200.40	84,955.71	28,594.85	23,137.14	25,707.93	28,278.72
T29T	6.524	50.31%	44,115.18	21,920.54	22,194.64	12,695.34	34,801.20	86,448.13	29,097.18	23,167.74	25,741.93	28,316.12

Fuente: Elaboración de la Tesis

En la Figura No. 32, se muestra la curva de mejora de la calidad, medida con el índice DEC, en función de las variables de decisión (tramos analizados cuadro No. 37) de la Distribuidora, es decir, con instalación de equipos en tramos. El resultado del valor de DEC se ha normalizado tomando como referencia el índice DEC del alimentador cuando no se ha instalado ningún equipo, por otra parte se observa la mejora de calidad en el alimentador, cuando se realiza acciones en la variable de decisión T29T con la inserción de inversiones.

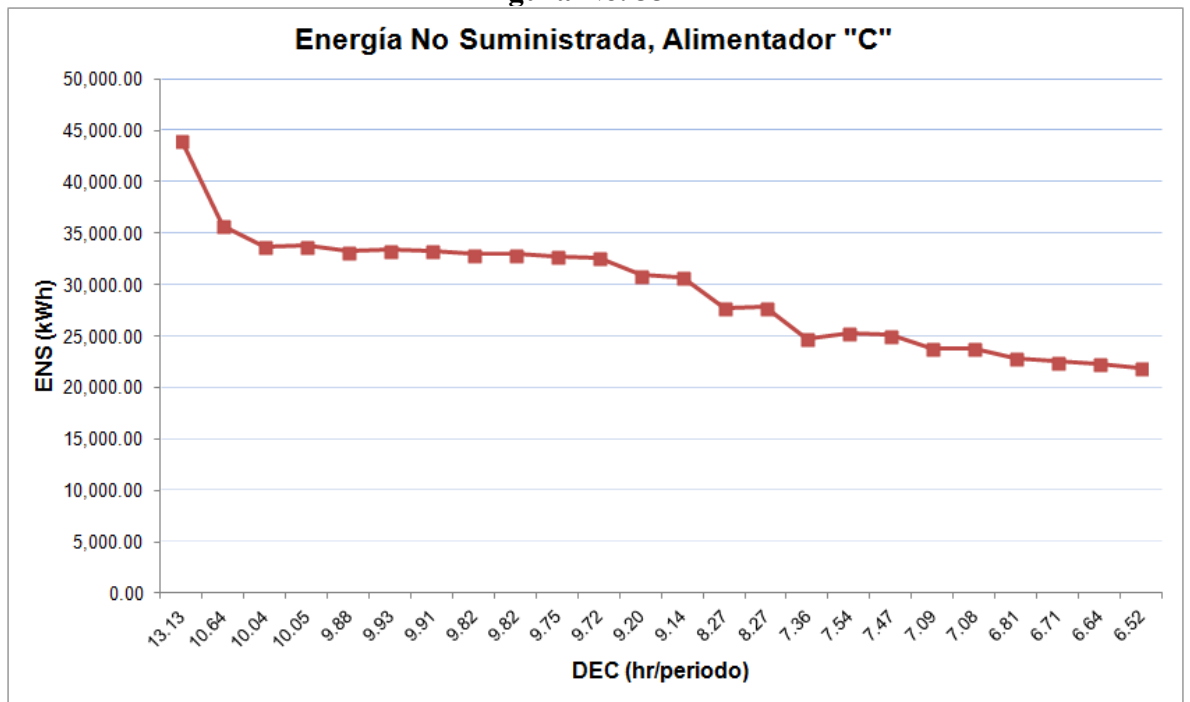
**Figura No. 32**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

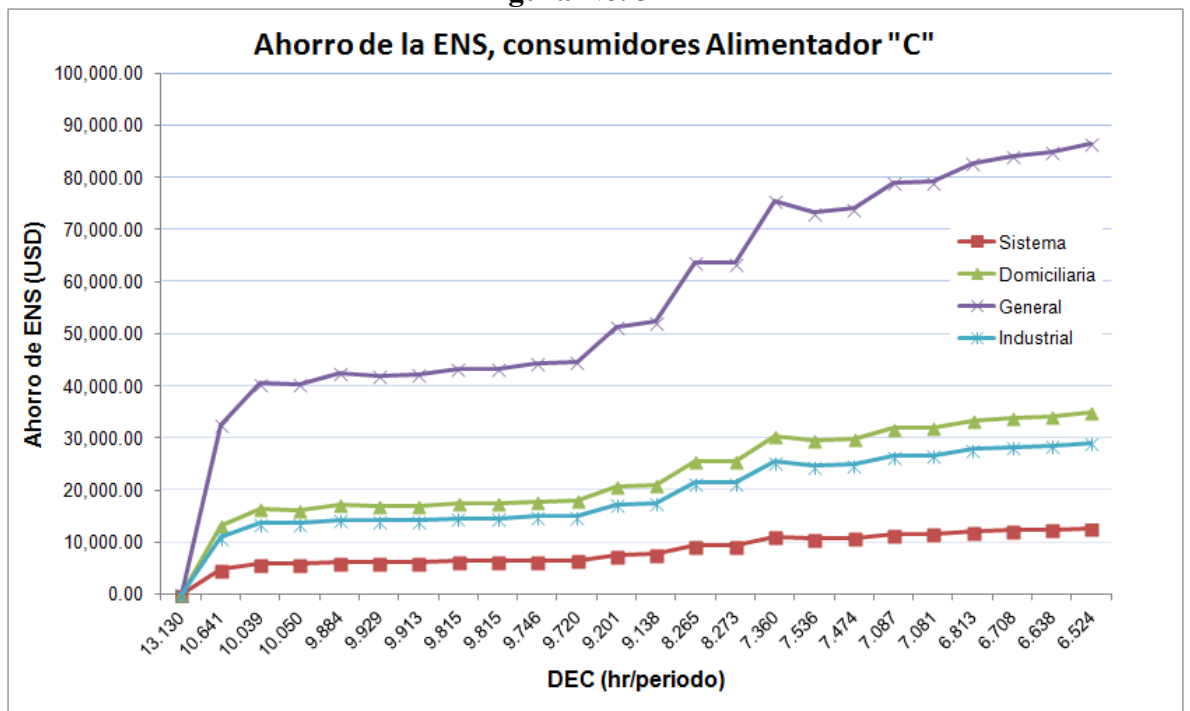
En figura No. 33, se muestra la curva de la Energía No Suministrada (ENS) en el alimentador en función del índice DEC, como se aprecia, existe una reducción de la ENS con la realización de mejoras en la calidad, donde la mayor reducción de la ENS obtenida es cuando el índice DEC llega al valor de 6.524, correspondiendo este índice a la variable de decisión T29T. En figura No. 34, se muestra el ahorro monetario de los consumidores, por la disminución de la ENS en función de la mejora de la calidad (índice DEC), donde el mayor ahorro es obtenido cuando el índice DEC corresponde a la variable de decisión de mejora de T29T.

Figura No. 33



Fuente: Elaboración de la Tesis

Figura No. 34



Fuente: Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 38, se muestra un resumen de los valores obtenidos para todas las variables de decisión de la mejora de la calidad del alimentador C.

**Cuadro No. 38**

**Resumen: Indicadores de Calidad y Costos asociados a cada uno, en alimentador C**

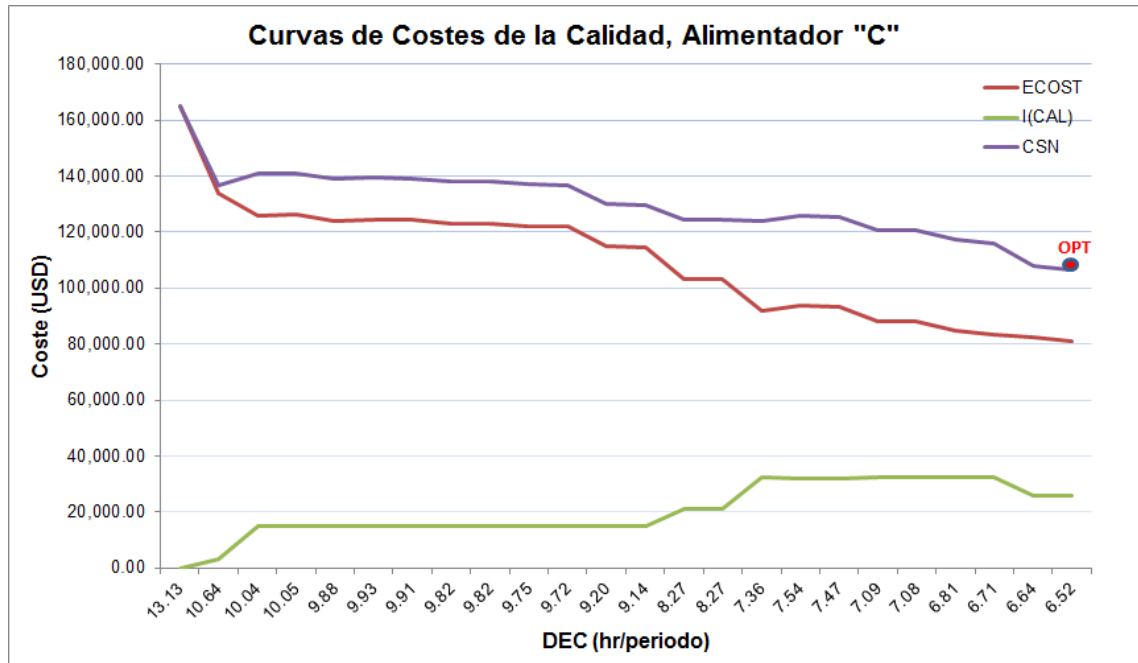
Estado	SAIFI (f/p)	SAIDI (h/p)	CAIDI (h/p)	ENS (kWh)	CCDF (USD/kW)	ECOST (USD/p)	I (CAL) (USD)	CSN (USD)
T0	10.83	13.13	1.21	44,115.18	116.507	164,750.85	0.00	164,750.85
Fusibles	8.42	10.64	1.26	35,754.22	121.635	133,672.32	3,229.93	136,902.25
T04P	8.42	10.04	1.19	33,730.62	112.78	125,918.98	14,871.93	140,790.91
T07P	8.42	10.05	1.19	33,767.11	112.935	126,058.65	14,867.93	140,926.58
T12P	8.42	9.88	1.17	33,210.38	110.502	123,927.83	14,918.93	138,846.76
T16P	8.42	9.93	1.18	33,359.96	111.156	124,500.21	14,904.93	139,405.14
T18P	8.42	9.91	1.18	33,307.42	110.926	124,299.17	14,909.93	139,209.10
T20P	8.42	9.82	1.17	32,979.07	109.492	123,042.91	14,939.93	137,982.84
T23P	8.42	9.82	1.17	32,979.07	109.492	123,042.91	14,939.93	137,982.84
T25P	8.42	9.75	1.16	32,745.58	108.473	122,149.85	14,960.93	137,110.78
T26P	8.42	9.72	1.15	32,658.02	108.091	121,815.01	14,968.93	136,783.94
T28P	8.42	9.20	1.09	30,914.13	100.497	115,154.22	15,126.93	130,281.15
T29P	8.42	9.14	1.08	30,702.53	99.578	114,347.18	15,145.93	129,493.11
T04T	8.42	8.27	0.98	27,771.07	87.01	103,207.21	21,211.93	124,419.14
T07T	8.42	8.27	0.98	27,797.94	85.834	103,307.58	21,209.93	124,517.51
T12T	8.42	7.36	0.87	24,729.31	77.781	91,697.86	32,187.93	123,885.79
T16T	8.42	7.54	0.89	25,320.36	79.563	93,924.14	32,133.93	126,058.07
T18T	8.42	7.47	0.89	25,113.20	78.938	93,143.27	32,152.93	125,296.20
T20T	8.42	7.09	0.84	23,811.69	75.026	88,251.65	32,270.93	120,522.58
T23T	8.42	7.08	0.84	23,793.78	74.972	88,184.52	32,272.93	120,457.45
T25T	8.42	6.81	0.81	22,892.27	72.283	84,812.51	32,353.93	117,166.44
T26T	8.42	6.71	0.80	22,540.03	71.236	83,498.94	32,385.93	115,884.87
T28T	8.42	6.64	0.79	22,303.70	84.219	82,358.47	25,707.93	108,066.40
T29T	8.42	6.52	0.77	21,920.54	84.012	80,915.33	25,741.93	106,657.26

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

A partir de resultados de cuadro No. 38, se obtiene la Figura No. 35, donde se distinguen tres curvas, que representan la aplicación de la teoría de la calidad. Se aprecia la curva ECOST, que representa los costos estimados en que incurren los consumidores, cuando son víctimas de interrupción del suministro eléctrico, la curva I(CAL), que representa los costos en que incurre la empresa en una mejora de la calidad, y la curva CSN, que

representa el costo social neto. En esta última se aprecia un mínimo para un  $DEC=SAIDI=6.52$  (h/periodo), el cual se obtiene para la variable de decisión T29T.

**Figura No. 35**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

La estrategia que contempla la variable de decisión T29T indica: que para alcanzar el valor requerido de indisponibilidad en el elemento T29, es necesario que el tiempo de paralización por falta en el elemento T01 alcance 0 horas y que el tiempo de paralización por falta en el elemento T28 alcance a 0.55 horas (33 minutos). Según lo indicado por la matriz de estados el tramo T28 es del tipo transferible cuando ocurra una falla en el tramo T01, lo que sugiere que la disminución de tiempo puede lograrse abriendo el punto S802 y cerrando NA-CD8. Por otra parte el tramo T29 es del tipo irrestablecible, cuando ocurra una falla en el tramo T28, se sugiere la disminución del tiempo de reparación de este tramo. Se requiere la instalación de un seccionador trifásico bajo carga de mando remoto en el punto S802 y la instalación de indicadores de falla con capacidad de comunicación en el punto F815 o equipo de protección, definido en diagrama unifilar del alimentador (Anexo A).

El Nivel óptimo de Calidad (NOC) o mínimo Costo Social Neto (CSN) encontrado en el sistema de distribución en análisis, corresponde a un SAIFI de 8.42 (fallas/periodo) y un SAIDI de 6.52 (horas/periodo).

Determinado el NOC, se procede con la evaluación económica para optimizar las inversiones en la mejora de la calidad del alimentador, donde se debe maximizar la rentabilidad de las inversiones realizadas.

Se elige la opción de inversión que maximiza el VPN y proporciona una mejor RBC, para ello se considera una tasa de retorno de la inversión de 11.1% para un periodo de cuatro años, según lo determinado en estructura tarifaria periodo noviembre 2011 – octubre 2015 de CESSA aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE, 2011).

En cuadro No. 39, se muestra los resultados del VPN y RBC, donde se observa que todas las inversiones se justifican. Se observa, que la maximización del VPN es obtenida con la variable de decisión T29T donde se obtiene el NOC, por otra parte la RBC para todas las variables de decisión es mayor que uno, condición necesaria para que un proyecto sea viable.

Los resultados encontrados en Cuadro No. 38 y No. 39, muestran que la inversión óptima es realizada para la variable de decisión T29T, donde se obtiene un NOC y una máxima rentabilidad de la inversión, donde además se podrá recolectar ingresos extras debido a las mejoras del sistema, en función de las inversiones como es mostrado en la Figura No. 34.


**Cuadro No. 39**  
**Resultado de la Optimización de Inversiones en alimentador C**

TR	11.10%	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO Y VALOR PRESENTE NETO PARA CADA VALOR DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA							
AÑOS	4	Sistema		Domiciliaria		General		Industrial	
Tramo Analizado	0.572 (USD/kWh)		1.568 (USD/kWh)		3.895 (USD/kWh)		1.311 (USD/kWh)		
	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	
Fusibles	4.58	11,575.80	12.57	37,356.40	31.21	97,588.79	10.51	30,704.18	
T04P	1.24	3,517.22	3.39	35,537.47	8.42	110,347.86	2.83	27,275.22	
T07P	1.23	3,456.61	3.38	35,364.38	8.39	109,911.94	2.82	27,131.15	
T12P	1.29	4,391.48	3.55	38,015.90	8.81	116,574.16	2.97	29,339.72	
T16P	1.28	4,140.60	3.50	37,303.80	8.70	114,784.48	2.93	28,746.63	
T18P	1.28	4,228.63	3.52	37,553.82	8.74	115,412.97	2.94	28,954.85	
T20P	1.32	4,780.08	3.62	39,117.71	8.99	119,342.28	3.03	30,257.50	
T23P	1.32	4,780.08	3.62	39,117.71	8.99	119,342.28	3.03	30,257.50	
T25P	1.35	5,172.55	3.69	40,230.14	9.16	122,136.78	3.08	31,184.15	
T26P	1.36	5,319.60	3.72	40,647.18	9.23	123,184.60	3.11	31,531.53	
T28P	1.55	8,249.71	4.24	48,954.49	10.52	144,054.92	3.54	38,451.35	
T29P	1.57	8,605.42	4.30	49,962.67	10.68	146,587.48	3.59	39,291.17	
T04T	1.36	7,730.49	3.74	58,126.73	9.29	175,869.76	3.13	45,122.88	
T07T	1.36	7,684.91	3.73	57,998.31	9.28	175,547.79	3.12	45,015.84	
T12T	1.07	2,140.89	2.92	61,916.25	7.26	201,572.13	2.44	46,492.29	
T16T	1.04	1,148.25	2.84	59,101.13	7.05	194,499.07	2.37	44,147.42	
T18T	1.05	1,496.10	2.87	60,087.77	7.13	196,978.14	2.40	44,969.24	
T20T	1.11	3,682.83	3.05	66,287.64	7.59	212,554.09	2.55	50,133.59	
T23T	1.12	3,712.55	3.06	66,372.58	7.59	212,768.06	2.56	50,204.28	
T25T	1.16	5,227.95	3.18	70,667.72	7.91	223,557.63	2.66	53,782.16	
T26T	1.18	5,819.71	3.23	72,345.60	8.03	227,773.08	2.70	55,179.78	
T28T	1.50	12,916.20	4.12	80,170.80	10.23	237,300.77	3.44	62,816.95	
T29T	1.53	13,560.71	4.19	81,996.78	10.40	241,887.07	3.50	64,338.08	

Fuente: Elaboración de la Tesis



Cuadro No. 40

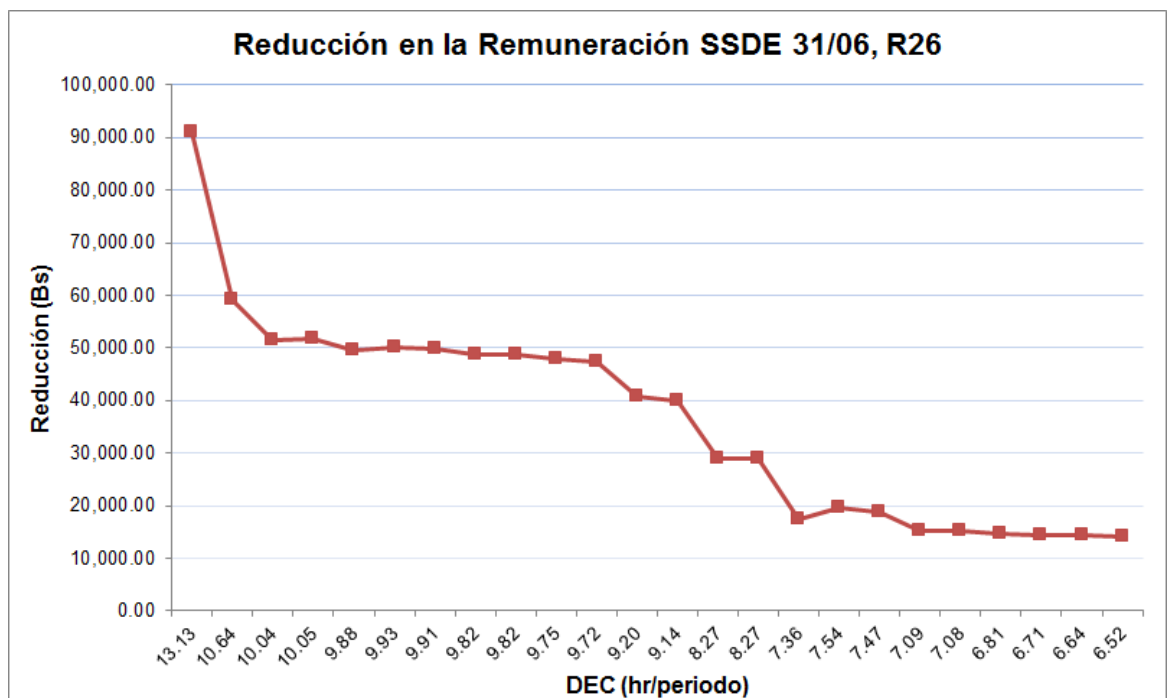
 <b>CALCULO DE LA REDUCCION RESOLUCION SSDE 31/2006</b> <b>CONSUMIDORES EN BAJA TENSION</b> <b>CALIDAD 1</b>							
<b>Energia Facturada en el periodo Noviembre 2013 - Abril 2014 (MWh)</b>							
CATEGORIAS	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	Total MWh
BOMBAS DE AGUA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DOMICILIARIA	6,272.68	6,381.71	6,329.19	6,630.16	6,203.54	6,108.30	37,925.58
GENERAL 1	1,711.70	1,726.55	1,595.44	1,737.85	1,644.76	1,645.19	10,061.49
GENERAL 2	847.31	837.25	778.26	824.69	785.39	774.49	4,847.39
INDUSTRIAL 1	67.04	72.54	68.28	74.64	64.78	66.15	413.43
INDUSTRIAL 2	428.26	406.29	413.34	403.30	396.33	411.32	2,458.84
SEGURIDAD CIUDADANA	0.02	0.11	0.10	0.09	0.12	0.11	0.55
ALUM. PUB. URBANO	841.42	835.20	895.87	840.34	887.14	992.06	5,292.03
<b>TOTAL</b>	<b>10,168.43</b>	<b>10,259.65</b>	<b>10,080.48</b>	<b>10,511.07</b>	<b>9,982.06</b>	<b>9,997.62</b>	<b>60,999.31</b>
<b>CALCULO DE LA REDUCCION</b>							
Energia Facturada				kWh	60,999,310.00		
Precio basico de la energia indexado a Abril 2014				Bs/kWh	0.130653		
Cens				Bs/kWh	0.914571		
Costo de la energia no suministrada (7 veces el costo del precio basico indexado)							
F <sub>s</sub>					10.832		
T <sub>s</sub>					13.13		
F <sub>c</sub>					7		
T <sub>c</sub>					6		
T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub>					1.21		
T <sub>c</sub> /F <sub>c</sub>					0.86		
1) Si F <sub>s</sub> >F <sub>c</sub> y T <sub>s</sub> <T <sub>c</sub>							
	EN <sub>SUc</sub> =(F <sub>s</sub> -F <sub>c</sub> )*T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> *ET <sub>Fc</sub> /(4380-T <sub>s</sub> )			(kWh)	<b>0.00</b>		
2) Si F <sub>s</sub> <F <sub>c</sub> y T <sub>s</sub> >T <sub>c</sub>							
	EN <sub>SUc</sub> =(T <sub>s</sub> -T <sub>c</sub> )*ET <sub>Fc</sub> /(4380-T <sub>s</sub> )			(kWh)	<b>0.00</b>		
3) Si F <sub>s</sub> >F <sub>c</sub> y T <sub>s</sub> >T <sub>c</sub>							
	Si T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> ≤ T <sub>c</sub> /F <sub>c</sub>						
	EN <sub>SUc</sub> =(F <sub>s</sub> -F <sub>c</sub> )*T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> *ET <sub>Fc</sub> /(4380-T <sub>s</sub> )			(kWh)	<b>0.00</b>		
	Si T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> > T <sub>c</sub> /F <sub>c</sub>						
	EN <sub>SUc</sub> =(T <sub>s</sub> -T <sub>c</sub> )*ET <sub>Fc</sub> /(4380-T <sub>s</sub> )			(kWh)	<b>99,596.53</b>		
Reduccion inicial				(Bs)	91,088.10		
Indexacion IPC							
IPC Abr-14					150.21		
IPC Nov-13					150.21		
<b>REDUCCION TOTAL Bs.</b>							
Reduccion =	Reduccion ini*(IPC Abr-14/IPC Nov-13)			(Bs)	<b>91,088.10</b>		

Fuente: Elaboración de la Tesis

Por otra parte, de acuerdo a la metodología de reducción de la remuneración del Distribuidor indicado en RCDE, en cuadro No. 40 se muestra el importe calculado de reducción, determinado con los valores iniciales encontrados de los índices FEC y DEC del alimentador, este cálculo es realizado con datos del periodo R26 (cuadro No. 15). Siendo el valor de la reducción de 91,088.10 Bs.

En la Figura No. 36, se muestra la curva de la reducción en la remuneración en función del índice DEC, donde se observa que esta reducción va disminuyendo con la mejora de la calidad, siendo esta disminución un ahorro para la distribuidora, pero se observa también que esta reducción no es extendida hasta un valor nulo, por ello se deben realizar mejoras de rediseño del alimentador, como ser, incorporación de sistemas de protección, maniobras, para aislar zonas afectadas por una falla en tramos del alimentador.

**Figura No. 36**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Del análisis efectuado en el sistema de distribución del alimentador C, la inversión óptima de recursos para la mejora de la continuidad del suministro, es obtenida en la variable de

decisión T29T, donde se alcanza el NOC y una rentabilidad de la inversión como es indicado por el VPN y RBC.

### **7.3.5 Aplicación en Alimentador “D”**

Al igual que el análisis de los anteriores alimentadores, se tomara algunas consideraciones similares en el análisis del alimentador “D”, y donde los costos de inversión de equipos serán idénticos.

El alimentador “D”, corresponde a la red de distribución trazado en color naranja de la Figura No. 19, el cual dispone de 6,002 consumidores, siendo el consumo facturado de 1,169,675 kWh y el importe facturado de 1,005,769.8 Bs, en el mes de diciembre de 2014.

Los datos utilizados para el análisis de fiabilidad, se muestran en Anexo A, es importante mencionar que los parámetros utilizados son el resultado del funcionamiento del sistema durante el año 2014. Por otra parte los elementos de protección y maniobra se los puede considerar plenamente confiables, por ello son indicados únicamente los datos referentes a los tramos.

El resultado de la evaluación de los índices de fiabilidad para cada tramo modelado se muestra en cuadro No. 41, y donde la matriz de estado utilizada es mostrada en Anexo B.

Estos índices de fiabilidad obtenidos, muestran que mientras más alejada estén los puntos de carga, mayor es la probabilidad de falla e inclusive el tiempo que se requiere para su transferencia, reparación, lo cual afecta y hace que la indisponibilidad del sistema de distribución se vaya incrementando, como es mostrado en los resultados de cuadro No. 41.

**Cuadro No. 41**  
**Índices de fiabilidad, alimentador D**

<b>Pto. Carga</b>	$\lambda$ <b>falla/periodo</b>	<b>r</b> <b>hrs/falla</b>	<b>U</b> <b>hrs/periodo</b>	<b>Número</b> <b>Clientes</b>	<b>FEC</b> <b>falla/periodo</b>	<b>DEC</b> <b>hrs/periodo</b>
T01	6.076	1.654	10.053	324	1968.69	3257.06
T02	7.713	1.604	12.370	287	2213.60	3550.27
T03	9.436	1.522	14.357	649	6123.65	9317.72
T04	7.695	1.119	8.607	334	2570.19	2874.79
T05	8.095	1.136	9.195	234	1894.18	2151.61
T06	8.118	1.139	9.243	0	0.00	0.00
T07	8.189	1.147	9.391	1	8.19	9.39
T08	8.250	1.154	9.519	134	1105.54	1275.52
T09	8.402	1.171	9.834	0	0.00	0.00
T10	8.627	1.194	10.303	0	0.00	0.00
T11	8.464	1.177	9.965	1	8.46	9.96
T12	8.763	1.208	10.587	240	2103.15	2540.93
T13	8.715	1.203	10.488	48	418.34	503.41
T14	8.695	1.201	10.445	244	2121.56	2548.62
T15	7.695	1.104	8.493	0	0.00	0.00
T16	8.561	1.098	9.405	881	7542.46	8285.39
T17	9.864	1.166	11.506	206	2031.94	2370.23
T18	7.763	1.095	8.504	1	7.76	8.50
T19	7.763	1.095	8.504	1	7.76	8.50
T20	8.664	1.110	9.618	1	8.66	9.62
T21	7.736	1.092	8.448	25	193.40	211.19
T22	8.039	1.129	9.078	127	1020.94	1152.96
T23	8.238	1.152	9.493	1	8.24	9.49
T24	9.198	1.195	10.994	365	3357.34	4012.73
T25	9.225	1.152	10.624	3	27.68	31.87
T26	9.299	1.159	10.778	1	9.30	10.78
T27	9.253	1.154	10.681	43	397.87	459.29
T28	10.903	1.227	13.373	855	9322.13	11434.21
T29	11.537	1.265	14.592	416	4799.51	6070.10
T30	12.474	1.326	16.544	348	4341.06	5757.20

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 42, se muestra los índices generales de fiabilidad del sistema de distribución del alimentador, donde se observa que un consumidor de éste alimentador ha experimentado 9.291 interrupciones del servicio con una duración promedio de 11.763 horas, por efecto de alguna falla en el periodo de control, y donde la energía no suministrada en el sistema de distribución es de 35,436.61 kWh.

**Cuadro No. 42****Índices de fiabilidad general de alimentador D**

<b>Sistema</b>	<b>FEC= SAIFI</b>	<b>DEC = SAIDI</b>	<b>CAIDI=SAIDI/SAIFI</b>	<b>ENS (kWh)</b>
Alimentador D	9.291	11.763	1.266	35,436.61

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 43, se muestra los resultados obtenidos para el caso de optimización para la localización óptima de recursos en el alimentador, tomando para ello solo los casos críticos. Los resultados obtenidos dependen en gran medida de los costos involucrados, ya sean estos debidos a mantenimiento, cambio de equipos o cualquier otro tipo de inversión, pero si se toma en cuenta solo el caso reducido y además si se considera que los costos unitarios invertidos en cada tramo son iguales se puede observar que un tramo afecta a la fiabilidad de los demás por lo que se hace imperativo comenzar a mejorar los tiempos de reparación y/o los de transferencia en este tramo. Para todos los casos analizados, se tiene que el tramo T01, es aquel en el cual se necesita mejorar, es decir reducir el tiempo que se invierte en la reparación o en la transferencia según sea el acaso, pero si se desea reducir aún más los tiempos, también se debe mejorar el tramo T02, T03, T04, T17 y T24, especialmente en lo que se refiere tiempo de reparación.

Ahora, tomando por separado cada uno de los casos analizados de cuadro No. 43, se obtuvieron los resultados mostrados en cuadro No. 44, correspondiendo a la reducción del índice DEC, ahorro e inversión en el alimentador. En este cuadro, se observa que para realizar una reducción en el tiempo de indisponibilidad del sistema, es necesaria una inversión, la cual varía dependiendo del porcentaje que se desee mejorar. Tomando en cuenta el costo de la ENS, se ha determinado la pérdida social en dólares, si se compara con la inversión y el daño causado se puede observar que las inversiones para mejora del sistema se justifican.

**Cuadro No. 43**  
**Resultado de análisis de optimización de ubicación de equipos en alimentador D**

Tramo Analizado	U Inicial	Trabajo de Automatización	Disminución indisponibilidad	U Deseado	$\Delta U$ (variación)	Tramos a Mejorar				Tiempo Inicial (hrs) tramos a mejorar				Tiempo Optimo $\Delta r$ (hrs) tramos a mejorar				Tiempo a Reducir (hrs)			
T01	9.747	Parcial	10.00%	8.772	0.975	24				0.583				0.572				0.011			
	9.747	Total	45.00%	5.361	4.386	1	24			4.603	0.583			2.095	0.583			2.508	0.000		
T02	12.065	Parcial	10.00%	10.859	1.207	2	24			1.663	0.583			0.130	0.583			1.533	0.000		
	12.065	Total	45.00%	6.636	5.429	1	2	24		4.353	1.663	0.583		1.058	1.663	0.583		3.295	0.000	0.000	
T03	14.052	Parcial	10.00%	12.647	1.405	3				1.153				0.815				0.338			
	14.052	Total	45.00%	7.729	6.323	1	2	3	24	4.353	1.663	1.153	0.583	0.383	1.663	1.153	0.583	3.970	0.000	0.000	0.000
T04	7.516	Parcial	10.00%	6.764	0.752	1				1.083				0.232				0.851			
	7.516	Total	45.00%	4.134	3.382	1				1.083				1.045				0.039			
T14	9.354	Parcial	10.00%	8.419	0.935	1				1.083				0.289				0.794			
	9.354	Total	45.00%	5.145	4.209	1	24			1.083	0.583			1.083	0.412			0.000	0.171		
T16	9.405	Parcial	10.00%	8.465	0.941	1				1.083				0.291				0.792			
	9.405	Total	45.00%	5.173	4.232	1	24			1.083	0.583			1.083	0.425			0.000	0.158		
T17	11.506	Parcial	10.00%	10.355	1.151	1				1.083				0.356				0.728			
	11.506	Total	45.00%	6.328	5.178	1	17	24		1.083	1.613	0.583		1.083	0.520	0.583		0.000	1.093	0.000	
T24	9.859	Parcial	10.00%	8.873	0.986	1				1.083				0.305				0.779			
	9.859	Total	45.00%	5.422	4.437	1	4			1.083	1.083			1.083	0.475			0.000	0.608		
T28	12.239	Parcial	10.00%	11.015	1.224	24				1.083				0.359				0.724			
	12.239	Total	45.00%	6.731	5.508	1	24			1.083	1.083			0.561	1.083			0.523	0.000		
T29	13.457	Parcial	10.00%	12.111	1.346	24				1.083				0.395				0.688			
	13.457	Total	45.00%	7.401	6.056	1	24			1.083	1.083			0.730	1.083			0.353	0.000		
T30	15.409	Parcial	10.00%	13.868	1.541	24				1.083				0.452				0.631			
	15.409	Total	45.00%	8.475	6.934	1	24			1.083	1.083			1.001	1.083			0.082	0.000		

Fuente: Elaboración de la Tesis

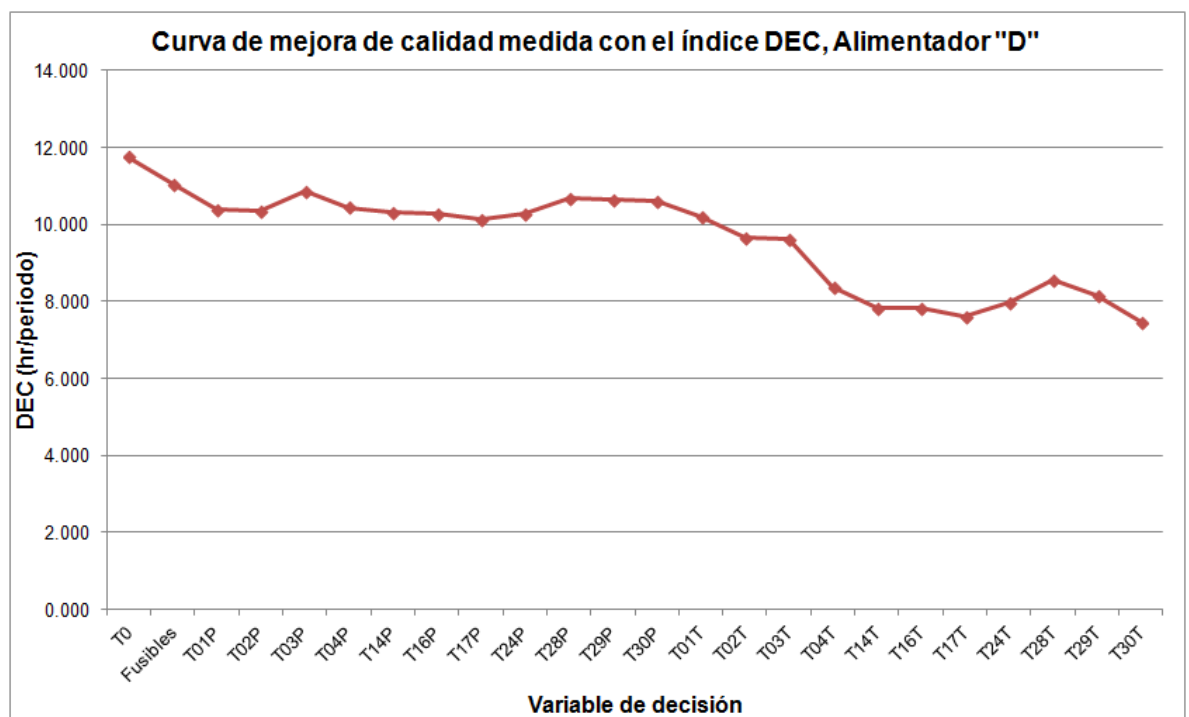
**Cuadro No. 44**  
**Reducción del DEC, ahorro e inversión en alimentador D**

Tramo Analizado	DEC	11.76	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (kWh)			COSTO ENERGÍA NO SUMINISTRADA (USD/kWh)				RECURSOS INVERTIDOS (USD)		
	FEC	8.68				Sistema	Domiciliaria	General	Industrial	-10.00%	Inversión	10.00%
	kW Inst	3,150.00	ENS <sub>o</sub>	ENS <sub>i</sub>	ΔENS	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD	USD	USD
	DEC (d)	% mejora	ENS <sub>o</sub>	ENS <sub>i</sub>	ΔENS	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD ahorro	USD	USD	USD
T0	11.763	0	35,436.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Fusibles	11.034	6.20%	35,436.61	33,240.99	2,195.62	1,255.89	3,442.73	8,551.93	2,878.46	264.27	293.63	322.99
T01P	10.402	11.57%	35,436.61	31,336.12	4,100.49	2,345.48	6,429.56	15,971.40	5,375.74	15,530.97	17,256.63	18,982.29
T02P	10.355	11.97%	35,436.61	31,195.26	4,241.34	2,426.05	6,650.43	16,520.04	5,560.40	19,145.37	21,272.63	23,399.89
T03P	10.876	7.54%	35,436.61	32,765.07	2,671.54	1,528.12	4,188.97	10,405.64	3,502.39	4,136.07	4,595.63	5,055.19
T04P	10.446	11.19%	35,436.61	31,469.58	3,967.03	2,269.14	6,220.30	15,451.58	5,200.78	10,297.47	11,441.63	12,585.79
T14P	10.302	12.42%	35,436.61	31,034.99	4,401.62	2,517.73	6,901.74	17,144.32	5,770.53	10,341.57	11,490.63	12,639.69
T16P	10.297	12.46%	35,436.61	31,019.74	4,416.87	2,526.45	6,925.65	17,203.71	5,790.52	10,343.37	11,492.63	12,641.89
T17P	10.135	13.84%	35,436.61	30,531.77	4,904.84	2,805.57	7,690.78	19,104.33	6,430.24	10,392.87	11,547.63	12,702.39
T24P	10.264	12.74%	35,436.61	30,920.62	4,515.99	2,583.15	7,081.07	17,589.78	5,920.46	10,353.27	11,503.63	12,653.99
T28P	10.690	9.12%	35,436.61	32,205.29	3,231.32	1,848.32	5,066.71	12,585.99	4,236.26	10,222.77	11,358.63	12,494.49
T29P	10.656	9.41%	35,436.61	32,101.53	3,335.08	1,907.67	5,229.41	12,990.15	4,372.29	10,232.67	11,369.63	12,506.59
T30P	10.601	9.88%	35,436.61	31,937.23	3,499.37	2,001.64	5,487.02	13,630.06	4,587.68	10,249.77	11,388.63	12,527.49
T01T	10.199	13.29%	35,436.61	30,725.66	4,710.95	2,694.66	7,386.77	18,349.15	6,176.05	15,593.07	17,325.63	19,058.19
T02T	9.670	17.79%	35,436.61	29,131.76	6,304.85	3,606.37	9,886.00	24,557.38	8,265.66	19,355.07	21,505.63	23,656.19
T03T	9.624	18.18%	35,436.61	28,992.59	6,444.01	3,685.98	10,104.21	25,099.43	8,448.10	19,368.57	21,520.63	23,672.69
T04T	8.391	28.67%	35,436.61	25,278.53	10,158.07	5,810.42	15,927.86	39,565.70	13,317.23	16,146.57	17,940.63	19,734.69
T14T	7.837	33.38%	35,436.61	23,608.83	11,827.78	6,765.49	18,545.95	46,069.18	15,506.21	25,945.77	28,828.63	31,711.49
T16T	7.822	33.50%	35,436.61	23,565.57	11,871.04	6,790.24	18,613.79	46,237.71	15,562.94	25,950.27	28,833.63	31,716.99
T17T	7.624	35.19%	35,436.61	22,966.81	12,469.80	7,132.73	19,552.65	48,569.88	16,347.91	26,011.47	28,901.63	31,791.79
T24T	7.965	32.29%	35,436.61	23,993.96	11,442.64	6,545.19	17,942.07	44,569.10	15,001.31	25,907.07	28,785.63	31,664.19
T28T	8.579	27.06%	35,436.61	25,846.28	9,590.32	5,485.67	15,037.63	37,354.31	12,572.92	25,718.97	28,576.63	31,434.29
T29T	8.149	30.72%	35,436.61	24,550.13	10,886.48	6,227.07	17,070.00	42,402.84	14,272.17	35,480.37	39,422.63	43,364.89
T30T	7.463	36.55%	35,436.61	22,483.91	12,952.70	7,408.95	20,309.84	50,450.77	16,980.99	35,690.07	39,655.63	43,621.19

Fuente: Elaboración propia de la Tesis

En la Figura No. 37, se muestra la curva de mejora de la calidad, medida con el índice DEC, en función de las variables de decisión (tramos analizados cuadro No. 44) de la Distribuidora, es decir, con instalación de equipos en tramos. El resultado del valor de DEC se ha normalizado tomando como referencia el índice DEC del alimentador cuando no se ha instalado ningún equipo, por otra parte se observa la mejora de calidad en el alimentador, cuando se realiza acciones en la variable de decisión T30T con la inserción de inversiones.

**Figura No. 37**

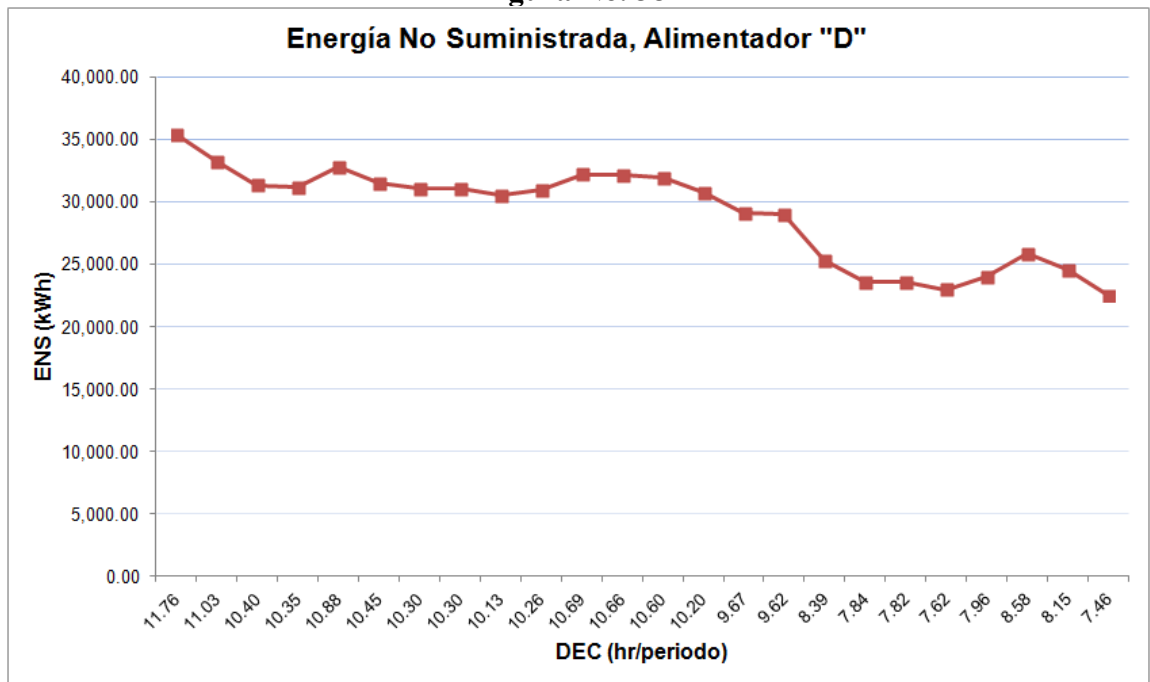


**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En figura No. 38, se muestra la curva de la Energía No Suministrada (ENS) en el alimentador en función del índice DEC, como se aprecia, existe una reducción de la ENS con la realización de mejoras en la calidad, donde la mayor reducción de la ENS obtenida es cuando el índice DEC llega al valor de 7.46, correspondiendo este índice a la variable de decisión T30T.



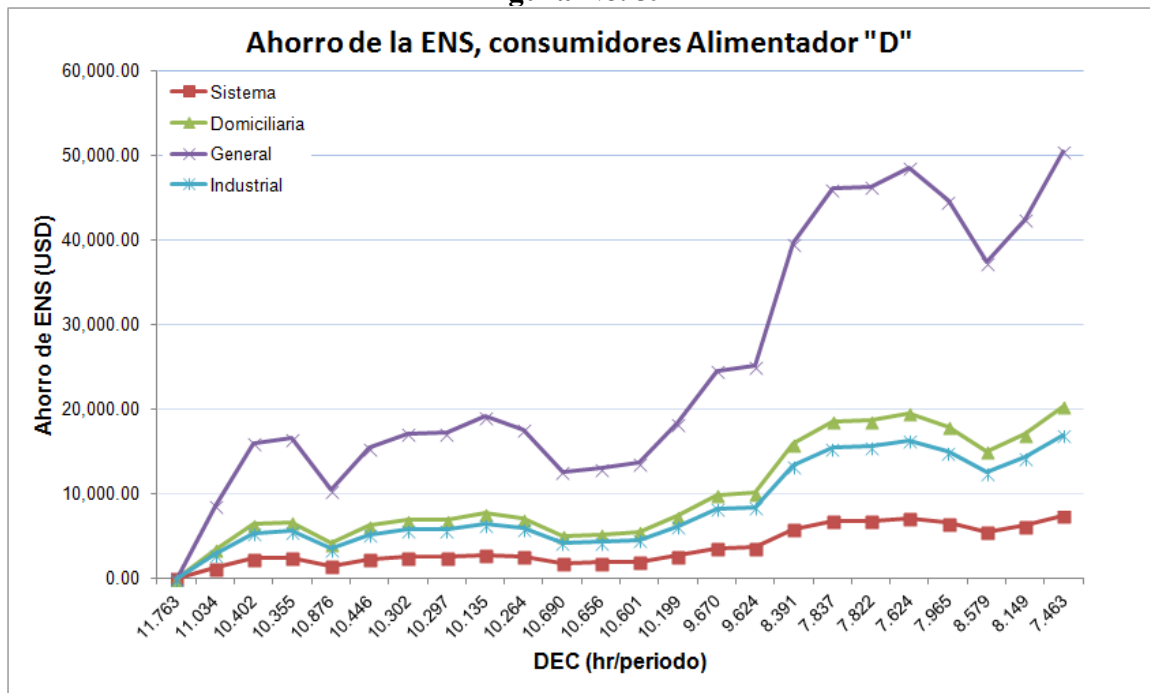
**Figura No. 38**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En figura No. 39, se muestra el ahorro monetario de los consumidores, por la disminución de la ENS en función de la mejora de la calidad (índice DEC).

**Figura No. 39**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

En cuadro No. 45, se muestra un resumen de los valores obtenidos para todas las variables de decisión de la mejora de la calidad del alimentador D.

**Cuadro No. 45**

**Resumen: Indicadores de Calidad y Costos asociados a cada uno, en alimentador D**

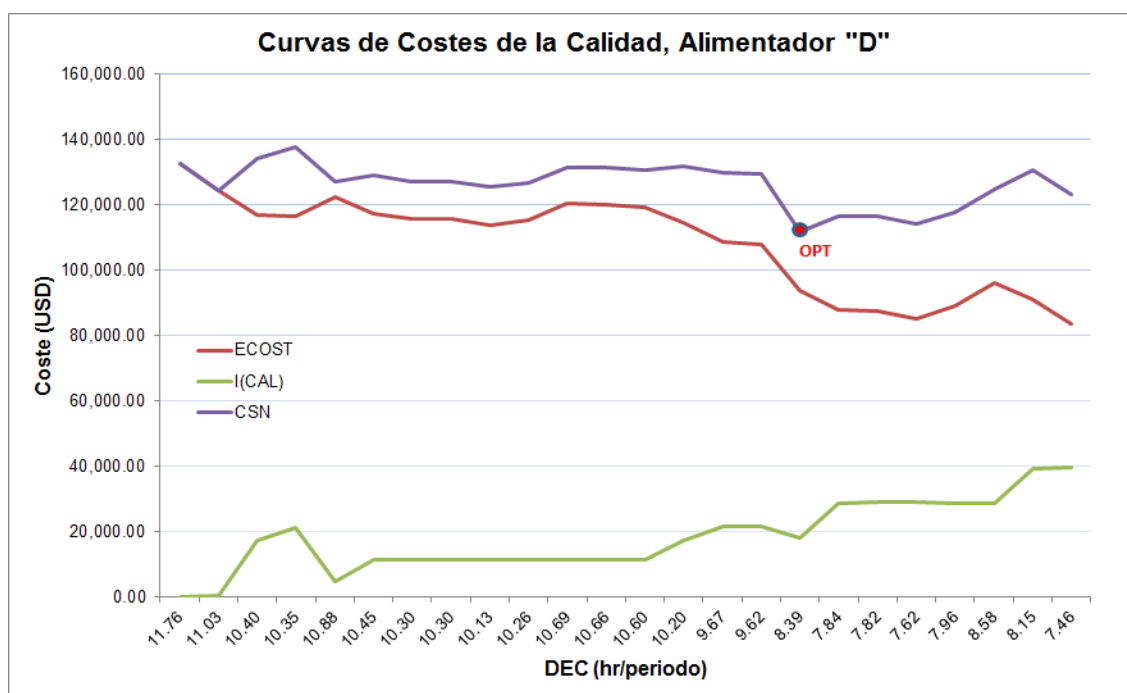
Estado	SAIFI (f/p)	SAIDI (h/p)	CAIDI (h/p)	ENS (kWh)	CCDF (USD/kW)	ECOST (USD/p)	I (CAL) (USD)	CSN (USD)
T0	9.29	11.76	1.27	35,436.61	134.972	132,487.42	0.00	132,487.42
Fusibles	8.68	11.03	1.27	33,240.99	132.808	124,293.31	293.63	124,586.94
T01P	8.68	10.40	1.20	31,336.12	121.77	117,002.57	17,256.63	134,259.20
T02P	8.68	10.35	1.19	31,195.26	121.349	116,462.38	21,272.63	137,735.01
T03P	8.68	10.88	1.25	32,765.07	132.203	122,466.26	4,595.63	127,061.89
T04P	8.68	10.45	1.20	31,469.58	123.309	117,508.90	11,441.63	128,950.53
T14P	8.68	10.30	1.19	31,034.99	120.983	115,846.68	11,490.63	127,337.31
T16P	8.68	10.30	1.19	31,019.74	120.902	115,788.38	11,492.63	127,281.01
T17P	8.68	10.13	1.17	30,531.77	118.292	113,923.37	11,547.63	125,471.00
T24P	8.68	10.26	1.18	30,920.62	120.371	115,409.43	11,503.63	126,913.06
T28P	8.68	10.69	1.23	32,205.29	131.471	120,319.81	11,358.63	131,678.44
T29P	8.68	10.66	1.23	32,101.53	131.337	119,922.10	11,369.63	131,291.73
T30P	8.68	10.60	1.22	31,937.23	131.125	119,292.57	11,388.63	130,681.20
T01T	8.68	10.20	1.17	30,725.66	119.21	114,662.28	17,325.63	131,987.91
T02T	8.68	9.67	1.11	29,131.76	117.282	108,553.31	21,505.63	130,058.94
T03T	8.68	9.62	1.11	28,992.59	117.481	108,026.26	21,520.63	129,546.89
T04T	8.68	8.39	0.97	25,278.53	90.453	93,981.77	17,940.63	111,922.40
T14T	8.68	7.84	0.90	23,608.83	81.168	87,719.20	28,828.63	116,547.83
T16T	8.68	7.82	0.90	23,565.57	80.926	87,557.67	28,833.63	116,391.30
T17T	8.68	7.62	0.88	22,966.81	77.733	85,326.14	28,901.63	114,227.77
T24T	8.68	7.96	0.92	23,993.96	86.193	89,125.96	28,785.63	117,911.59
T28T	8.68	8.58	0.99	25,846.28	105.961	96,098.57	28,576.63	124,675.20
T29T	8.68	8.15	0.94	24,550.13	99.089	91,208.76	39,422.63	130,631.39
T30T	8.68	7.46	0.86	22,483.91	88.214	83,470.67	39,655.63	123,126.30

**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Con los datos anteriores, se obtiene la Figura No. 40, donde se distinguen tres curvas, que representan la aplicación de la teoría de la calidad. Se aprecia la curva ECOST, que representa los costos estimados en que incurren los consumidores, cuando son víctimas de interrupción del suministro eléctrico, la curva I(CAL), que representa los costos en que incurre la empresa en una mejora de la calidad, y la curva CSN, que representa el costo social neto. En esta figura, se puede comprobar, que una mayor inversión por parte de la

Distribuidora para mejorar la calidad, no necesariamente implica la mayor calidad, y es necesario encontrar un óptimo tanto para el consumidor como el Distribuidor. El óptimo social encontrado corresponde a un SAIFI de 8.68 (fallas/periodo) y un SAIDI de 8.39 (h/periodo), el cual se obtiene para la variable de decisión T04T.

**Figura No. 40**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

La estrategia que contempla la variable de decisión T04T indica: que para alcanzar el valor requerido de indisponibilidad en el elemento T4, es necesario que el tiempo de paralización por falta en el elemento T01 alcance 0.039 horas (2.34 minutos). Según lo indicado por la matriz de estados el tramo T4 es del tipo transferible cuando ocurra una falla en el tramo T01, lo que sugiere que la disminución de tiempo puede lograrse abriendo el punto S854 en el diagrama, para ello se requiere la instalación de un seccionador trifásico bajo carga de mando remoto con bondades de comunicación y protección de sobrecorriente en el punto S854 lo que permitirá la automatización del punto mediante un SCADA, punto definido en diagrama unifilar del alimentador (Anexo A).

Determinado el NOC, se procede a la evaluación económica para optimizar las inversiones en la mejora de la calidad del alimentador, donde se debe maximizar la rentabilidad de las inversiones realizadas.

Se elige la opción de inversión que maximiza el VPN y proporciona una mejor RBC, para ello se considera una tasa de retorno de la inversión de 11.1% para un periodo de cuatro años, según lo determinado en estructura tarifaria periodo noviembre 2011 – octubre 2015 de CESSA aprobado por la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE, 2011).

En cuadro No. 46, se muestra los resultados del VPN y RBC, donde se observa que todas las inversiones se justifican, con excepción de las inversiones para el costo de interrupción del sistema, y variable de decisión T02P para el costo de interrupción domiciliaria e industrial. Se observa, que la maximización del VPN es obtenida con la variable de decisión T04T donde es obtenido el NOC, por otra parte la RBC para esta variable de decisión es mayor que uno, condición necesaria para que un proyecto sea viable.


Los resultados encontrados en Cuadro No. 45 y No. 46, muestran que la inversión óptima es realizada para la variable de decisión T04T, donde se obtiene un NOC y una máxima rentabilidad de la inversión, donde además se podrá recolectar ingresos extras debido a las mejoras del sistema, en función de las inversiones como es mostrado en la Figura No. 39.

**Cuadro No. 46**  
**Resultado de la Optimización de Inversiones en alimentador D**

TR	11.10%	RELACIÓN BENEFICIO-COSTO Y VALOR PRESENTE NETO PARA CADA VALOR DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA							
AÑOS	4	Sistema		Domiciliaria		General		Industrial	
Tramo Analizado	0.572 (USD/kWh)		1.568 (USD/kWh)		3.895 (USD/kWh)		1.311 (USD/kWh)		
	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	B/C	VPN (USD)	
Fusibles	13.24	3,594.41	36.30	10,364.49	90.17	26,181.73	30.35	8,617.59	
T01P	0.42	-9,995.42	1.15	2,648.23	2.87	32,188.15	0.96	-614.24	
T02P	0.35	-13,761.99	0.97	-684.01	2.40	29,870.65	0.81	-4,058.55	
T03P	1.03	135.17	2.82	8,372.73	7.01	27,618.50	2.36	6,247.17	
T04P	0.61	-4,416.75	1.68	7,815.39	4.18	36,393.88	1.41	4,659.10	
T14P	0.68	-3,696.16	1.86	9,876.02	4.62	41,585.32	1.55	6,373.96	
T16P	0.68	-3,671.16	1.87	9,948.04	4.63	41,767.20	1.56	6,433.85	
T17P	0.75	-2,862.07	2.06	12,261.75	5.12	47,596.20	1.72	8,359.32	
T24P	0.70	-3,506.64	1.91	10,418.18	4.73	42,951.39	1.59	6,825.13	
T28P	0.50	-5,636.55	1.38	4,327.06	3.43	27,605.51	1.15	1,756.13	
T29P	0.52	-5,463.81	1.42	4,819.75	3.54	28,845.70	1.19	2,166.26	
T30P	0.54	-5,191.88	1.49	5,598.26	3.71	30,807.76	1.25	2,814.06	
T01T	0.48	-8,983.40	1.32	5,542.57	3.28	39,480.27	1.10	1,794.41	
T02T	0.52	-10,340.90	1.42	9,099.78	3.54	54,519.94	1.19	4,083.46	
T03T	0.53	-10,109.46	1.45	9,760.33	3.61	56,183.04	1.22	4,633.29	
T04T	1.00	47.46	2.75	31,369.37	6.83	104,548.17	2.30	23,287.31	
T14T	0.73	-7,883.81	1.99	28,586.54	4.95	113,793.89	1.67	19,176.02	
T16T	0.73	-7,812.19	2.00	28,791.58	4.96	114,310.61	1.67	19,346.63	
T17T	0.76	-6,819.90	2.09	31,630.11	5.20	121,462.62	1.75	21,708.78	
T24T	0.70	-8,522.80	1.93	26,760.02	4.79	109,192.88	1.61	17,655.92	
T28T	0.59	-11,593.92	1.63	17,977.36	4.05	87,066.10	1.36	10,347.02	
T29T	0.49	-20,144.67	1.34	13,423.24	3.33	91,849.48	1.12	4,761.64	
T30T	0.58	-16,718.77	1.59	23,220.24	3.94	116,531.55	1.33	12,914.69	

Fuente: Elaboración de la Tesis

Cuadro No. 47

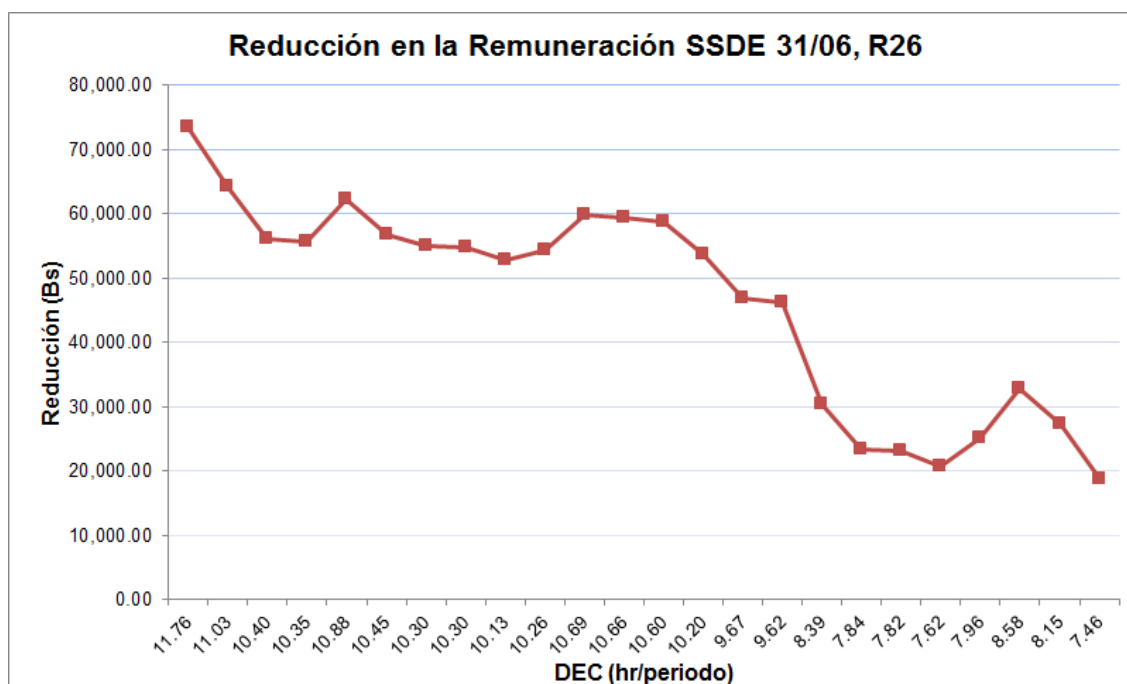
 <b>CALCULO DE LA REDUCCION RESOLUCION SSDE 31/2006</b> <b>CONSUMIDORES EN BAJA TENSION</b> <b>CALIDAD 1</b>							
<b>Energia Facturada en el periodo Noviembre 2013 - Abril 2014 (MWh)</b>							
CATEGORIAS	nov-13	dic-13	ene-14	feb-14	mar-14	abr-14	Total MWh
BOMBAS DE AGUA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
DOMICILIARIA	6,272.68	6,381.71	6,329.19	6,630.16	6,203.54	6,108.30	37,925.58
GENERAL 1	1,711.70	1,726.55	1,595.44	1,737.85	1,644.76	1,645.19	10,061.49
GENERAL 2	847.31	837.25	778.26	824.69	785.39	774.49	4,847.39
INDUSTRIAL 1	67.04	72.54	68.28	74.64	64.78	66.15	413.43
INDUSTRIAL 2	428.26	406.29	413.34	403.30	396.33	411.32	2,458.84
SEGURIDAD CIUDADANA	0.02	0.11	0.10	0.09	0.12	0.11	0.55
ALUM. PUB. URBANO	841.42	835.20	895.87	840.34	887.14	992.06	5,292.03
<b>TOTAL</b>	<b>10,168.43</b>	<b>10,259.65</b>	<b>10,080.48</b>	<b>10,511.07</b>	<b>9,982.06</b>	<b>9,997.62</b>	<b>60,999.31</b>
<b>CALCULO DE LA REDUCCION</b>							
Energia Facturada				kWh	60,999,310.00		
Precio basico de la energia indexado a Abril 2014				Bs/kWh	0.130653		
Cens				Bs/kWh	0.914571		
Costo de la energia no suministrada (7 veces el costo del precio basico indexado)							
F <sub>s</sub>					9.291		
T <sub>s</sub>					11.763		
F <sub>c</sub>					7		
T <sub>c</sub>					6		
T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub>					1.27		
T <sub>c</sub> /F <sub>c</sub>					0.86		
1) Si F <sub>s</sub> >F <sub>c</sub> y T <sub>s</sub> <T <sub>c</sub>							
	EN <sub>SUc</sub> =(F <sub>s</sub> -F <sub>c</sub> )*T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> *ET <sub>Fc</sub> /(4380-T <sub>s</sub> )			(kWh)	<b>0.00</b>		
2) Si F <sub>s</sub> <F <sub>c</sub> y T <sub>s</sub> >T <sub>c</sub>							
	EN <sub>SUc</sub> =(T <sub>s</sub> -T <sub>c</sub> )*ET <sub>Fc</sub> /(4380-T <sub>s</sub> )			(kWh)	<b>0.00</b>		
3) Si F <sub>s</sub> >F <sub>c</sub> y T <sub>s</sub> >T <sub>c</sub>							
Si T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> ≤ T <sub>c</sub> /F <sub>c</sub>							
	EN <sub>SUc</sub> =(F <sub>s</sub> -F <sub>c</sub> )*T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> *ET <sub>Fc</sub> /(4380-T <sub>s</sub> )			(kWh)	<b>0.00</b>		
Si T <sub>s</sub> /F <sub>s</sub> > T <sub>c</sub> /F <sub>c</sub>							
	EN <sub>SUc</sub> =(T <sub>s</sub> -T <sub>c</sub> )*ET <sub>Fc</sub> /(4380-T <sub>s</sub> )			(kWh)	<b>80,476.18</b>		
Reduccion inicial				(Bs)	73,601.18		
Indexacion IPC							
IPC Abr-14					150.21		
IPC Nov-13					150.21		
<b>REDUCCION TOTAL Bs.</b>							
Reduccion =	Reduccion ini*(IPC Abr-14/IPC Nov-13)			(Bs)	<b>73,601.18</b>		

Fuente: Elaboración de la Tesis

Por otra parte, de acuerdo a la metodología de reducción de la remuneración del Distribuidor indicado en RCDE, en cuadro No. 47 se muestra el importe calculado de reducción, determinado con los valores iniciales de los índices FEC y DEC del alimentador, este cálculo es realizado con datos del periodo R26 (cuadro No. 15). Siendo el valor de la reducción de 73,601.18 Bs.

En la Figura No. 41, se muestra la curva de la reducción en la remuneración en función del índice DEC, donde se observa que esta reducción va disminuyendo con la mejora de la calidad, siendo esta disminución un ahorro para la distribuidora, pero se observa también que esta reducción no es extendida hasta un valor nulo, por ello se deben realizar mejoras de rediseño del alimentador, como ser, incorporación de sistemas de protección, puntos de seccionamiento, para la aislación de zonas de afectación por una falla en el alimentador.

**Figura No. 41**



**Fuente:** Elaboración de la Tesis

Del análisis efectuado en el sistema de distribución del alimentador D, la inversión óptima de recursos para la mejora de la continuidad del suministro, es obtenida en la variable de

decisión T04T, donde se alcanza el NOC y una rentabilidad de la inversión como es indicado por el VPN y RBC.

### **7.3.6 Resumen de Resultados**

Uno de los indicadores que tiene el mayor impacto en la percepción de los consumidores es el DEC, pues mide la duración promedio de interrupción, los resultados obtenidos en los análisis realizados en los sistemas de distribución de los alimentadores A, B, C y D, muestran que si no se realiza ninguna inversión, el DEC obtenido (DEC de referencia o inicial) se mantienen con cifras muy elevadas.

Por otra parte los resultados del análisis de los casos, muestran que no se debe invertir hasta conseguir la mejor calidad posible, sino que hay que invertir hasta que deje de ser rentable desde un punto de vista socioeconómico, donde el NOC no es la calidad perfecta, sino es un nivel de calidad concreto que minimiza el CSN de la calidad, que a su vez depende de una serie de variables (densidad de carga, composición de consumidores, tipo de red, etc.).

Por su parte, el retorno de las inversiones está constituido por el mayor nivel de ventas de energía eléctrica, mirando desde el punto de vista de la empresa distribuidora.

En cuadro No. 48, se muestra los resultados de la optimización de inversiones para mejora de la continuidad del suministro o calidad, y en cuadro No. 49 se muestra la inversión total a ser realizada por la distribuidora cuyos beneficios son reflejados para el consumidor y la misma empresa.



Cuadro No. 48

## Resumen resultados optimización de inversiones en mejora de la calidad

Alimt.	Variable	Equipos instalados (sec.uni.-sec.aut.- int.aut.-com.)	SAIDI (hr/p)	SAIFI (f/p)	NOC (USD)	I(CAL) (USD)	ECOST (USD)	ENS (kWh)	Reducción renumeración (Bs.)	VPN	RBC
A	T25T	8-1-1-1	4.00	6.87	78,458.04	32,016.04	46,442.00	12,599.32	0.00	>0	>1
B	T24T	3-0-1-1	9.15	14.30	134,662.47	23,374.58	111,287.58	29,961.91	59,605.89	>0	>1
C	T29T	11-0-1-1	6.52	8.42	106,657.26	25,741.93	80,915.33	21,920.54	14,051.21	>0	>1
D	T04T	1-0-1-1	8.39	8.68	111,922.40	17,940.63	93,981.77	25,278.53	30,512.70	>0	>1

Fuente: Elaboración de la Tesis

Cuadro No. 49

## Beneficios de la optimización de inversiones en mejora de la calidad

Alimt.	Variable	Equipos instalados (sec.uni.-sec.aut.- int.aut.-com.)	SAIDI (hr/p)	SAIFI (f/p)	NOC (USD)	I(CAL) (USD)	ECOST (USD) ahorro Cliente	ENS (kWh) ahorro para ventas	Reducción (USD) ahorro
A	T25T	8-1-1-1	4.00	6.87	78,458.04	32,016.04	76,305.76	20,276.44	8,139.25
B	T24T	3-0-1-1	9.15	14.30	134,662.47	23,374.58	111,819.23	29,789.20	13,934.74
C	T29T	11-0-1-1	6.52	8.42	106,657.26	25,741.93	83,835.52	22,194.64	11,068.52
D	T04T	1-0-1-1	8.39	8.68	111,922.40	17,940.63	38,505.65	10,158.07	7,892.97
<b>Total</b>					431,700.17	99,073.18	310,466.16	82,418.35	41,035.49

Fuente: Elaboración de la Tesis

## CAPÍTULO VIII

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 8.1 CONCLUSIONES

- Se logró plantear en detalle, el problema de la calidad del servicio con referencia a la continuidad del suministro eléctrico, presentando elementos teóricos y conceptuales más importantes relacionados con el tema de investigación. Los agentes del sistema, e incluso algunos externos, participan en la consecución de un determinado nivel de calidad, además ese nivel de calidad nunca será perfecto, puesto que las causas que provocan la falta de calidad son en gran medida aleatorias. El agente que más influencia tiene sobre el aspecto técnico de la calidad y sobre su control son las empresas Distribuidoras, donde gran parte de las perturbaciones tiene su origen en la red de distribución, y las que son originadas en las instalaciones de los consumidores se propagan también por la misma red hasta llegar a los demás consumidores.
- Se logró analizar la problemática de la calidad de servicio en el sector eléctrico, el cual presenta características que lo singularizan respecto a otras actividades económicas, donde la producción de este sector es esencial para el resto de la economía y para el bienestar de las familias, donde la actividad de distribución eléctrica constituye un monopolio natural, es decir que no tiene sentido económico la coexistencia de dos o más redes separadas y competitivas puesto que las inversiones en esta actividad son cuantiosas y totalmente específicas al sector. En todos los marcos regulatorios establecen criterios de calidad de servicio mínimos admisibles, y penalizaciones o bonificaciones al distribuidor por los apartamientos respecto a dichos estándares, siendo en general el control de la regulación tres aspectos de calidad: continuidad del suministro o calidad del servicio técnico y calidad del producto técnico los cuales recogen todas las características técnicas del producto electricidad y la calidad del servicio comercial que engloba todo el resto de los aspectos relacionados con el negocio del suministro de electricidad. Se realizaron la descripción de índices utilizados para cuantificar la continuidad de suministro siendo los índices más empleados el SAIFI y SAIDI. Por otra parte

las inversiones necesarias para una calidad perfecta tienden a infinito, por ello es necesario llegar a un compromiso económico y determinar qué niveles de calidad, o que niveles de falta de calidad se consideran aceptables.

- Se realizó un análisis de la regulación económica de la distribución de la energía eléctrica y de la calidad del suministro. Distintos países valoran de diferente forma una misma calidad de servicio y falta de uniformidad al definir un estándar, lo cual corrobora la complejidad que reviste el tema. La regulación debe adecuar la remuneración de la distribución al nivel de calidad ofrecido, al mismo tiempo que permite llevar ese nivel de calidad hacia el óptimo socioeconómico, donde se deba repartir los beneficios de reducción de costos entre las Distribuidoras y los consumidores, garantizando un mínimo de calidad a todos los consumidores. El mecanismo de regulación Boliviano de la actividad de Distribución es un híbrido, entre la regulación de precios tope (Price cap) y la regulación por tasa de retorno (cost of service), y se utiliza una segmentación para evaluar la calidad del suministro el cual es determinado por el número de consumidores de una ciudad o localidad, donde se utilizan índices globales e individuales para el control de la calidad, mediante los indicadores SAIFI y SAIDI. Para la normativa Boliviana, se aprecia un progreso constante en la formulación de las leyes y reglamentación para el sector eléctrico, pero en el aspecto de calidad, aún carece de normas y señales lo suficientemente claras, puesto que para mantener un cierto nivel de calidad de servicio conlleva a un costo en el cual no se incurriría si no es a través de regulaciones que controlen la relación servicio prestado/remuneración del servicio. La calidad no es sólo un problema asociado a la existencia de monopolio, sino más bien, es un tema arraigado a la regulación.
- Se analizó la teoría asociada al nivel óptimo de calidad (NOC) de un sistema de distribución de energía eléctrica, de forma que se minimice el Costo Social Neto (CSN) de la calidad, indicando esto que no se debe invertir hasta conseguir la mejor calidad posible, si no que se tiene que invertir hasta que deje de ser rentable desde un punto de vista socioeconómico. El CSN es la suma de dos variables: los costos de inversión de la Distribuidora para alcanzar el nivel óptimo de calidad, y los costos sufridos por los consumidores en ese nivel de calidad. Una dificultad encontrada en la literatura técnica revisada, para el cálculo de estos costos, es que

cada consumidor tiene su propio nivel óptimo de calidad, que depende de la red a la que está conectado, y de su sensibilidad propia hacia la mala calidad.

- Se presentó una metodología para evaluar la fiabilidad de un sistema eléctrico de distribución, por otra parte se presentó una metodología para localizar en una red de distribución eléctrica recursos en inversiones que, en forma óptima, incrementen la fiabilidad, o decremen la indisponibilidad de energía a los consumidores, o en el sistema global. Donde la aplicación de estas metodologías resulto ser muy útil y de fácil uso en una empresa de Distribución, además estos métodos presentan un buen desempeño y ofrecen valiosa información para el análisis de calidad.
- Se presentó la metodología del análisis econométrico y metodología directa, para la determinación del valor del costo de interrupción, por otra parte la calidad del servicio medida con los índices de fiabilidad, indican, que debe mejorarse para aumentar las ventas de energía, cumplir con las normativas legales y evitar multas y compensaciones, con el cual se mejora la satisfacción del consumidor por disminuciones en la interrupción del suministro eléctrico.
- El sistema de distribución de CESSA, presenta índices de fiabilidad que se encuentran en valores que no pueden ser considerados de alta fiabilidad, sin embargo esto no significa que las instalaciones en el sistema sean de mala calidad o poco fiables, pero existe la posibilidad de mejorarlos con el objetivo de mejorar la calidad de servicio ofrecido a sus clientes. Los resultados presentados en los sistemas de distribución de los alimentadores A, B, C y D muestran los puntos óptimos de inversión para la mejora de la fiabilidad, donde los beneficios son compartidos entre el consumidor y la distribuidora al determinarse el NOC.

## 8.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda utilizar los elementos teóricos, conceptuales y seguir trabajando en estudios donde se analice la calidad del servicio técnico, en los sistemas eléctricos de distribución, para poder analizar el efecto real que tienen las inversiones en la evolución del nivel de calidad del sistema y el efecto que puede tener de los costos de los consumidores en el nivel óptimo de calidad.
- Se recomienda utilizar el algoritmo planteado de la optimización de inversiones para la mejora de la continuidad del suministro en los sistemas de distribución, siendo el grado de flexibilidad aceptable, y promover su uso para personas que estén relacionadas con la regulación de la calidad del servicio.
- Se recomienda desarrollar investigaciones sobre metodologías regulatorias de la calidad del servicio y afectaciones al consumidor por falta de calidad.
- Se recomienda que sea tomada la ENS como un cuantificador de los beneficios producidos por las inversiones y que esta debe estar definida para cada tipo de usuario y no con un valor único como es en la actualidad.
- Se recomienda utilizar los resultados obtenidos del análisis de los sistemas de distribución de CESSA para la mejora de la continuidad del suministro eléctrico a sus consumidores.
- Se recomienda realizar una investigación sobre la determinación o trazo de la curva de costos de inversiones frente al nivel de calidad.
- Se recomienda realizar una investigación de cómo se traspasan y se distribuyen los costos de mejora de la calidad en la tarifa de cada consumidor.

## BIBLIOGRAFÍA

- Arriagada, A., Rudnick, H., (1993) "Localización óptima de recursos en redes de distribución para mejoramiento de índices de confiabilidad". Proceedings X Congreso Chileno de Ingeniería Eléctrica, Universidad Austral de Chile, Valdivia, pp. 13-17.
- Agustín Mazariegos R., (2005): "Estudio de los Índices de Confiabilidad para Redes Eléctricas de Distribución Radial 13.8 kV", Trabajo de Graduación, Facultad de Ingeniería, Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala.
- AE, (2011): "Estructura Tarifaria, para la Compañía Eléctrica Sucre S.A. (CESSA) para el periodo noviembre 2011- octubre 2015", RESOLUCIÓN AE No. 529/2011.
- Ajodhia V.S., (2005): "Regulating Beyond Price, Integrated Price-Quality Regulation for Electricity Distribution Networks", Tesis Doctoral. Technische Universiteit Delft, Elektrotechnisch Ingenieur, Paramaribo.
- Arequipa J., (2014): "Colapso Área Sucre, experiencia Sistema CESSA", FORO BOCIER: Operación del SIN en condiciones de Emergencia y Restitución Presentación y Análisis de Casos y Experiencias, Cochabamba, Bolivia.
- Arias E. Enrique, Cadavid H. José, (2004): "La Regulación Económica de la Distribución de la Energía Eléctrica", Universidad EAFIT, Revista Ecos de Economía, Vol. 8, No. 18, Medellín, pp. 99-139.
- Arriaga A., (1994): "Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución", Tesis Magister, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Santiago.
- Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), (2013): "Memoria Anual 2013", Ministerio de Hidrocarburos & Energía, La Paz, Bolivia.
- Baeza R., Rodríguez J., (2003): "Evaluación de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica en Desregulación", Revista Facultad de Ingeniería, U.T.A. (Chile), Vol. 11 No. 1, pp. 33-39.
- Bernstein Juan, (1999): "Regulación en el Sector Distribución Eléctrica", Tesis Magister, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Santiago.

- Billinton Roy, (1994): “Reliability Evaluation of Power Systems”, Second Edition, Plenum Press.
- Blanca L., (2006): “Ingeniería Económica”, Editorial McGraw-HILL, México.
- Bonifaz F. José, (2001): “Distribución eléctrica en el Perú: regulación y eficiencia”, Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES), Universidad Pacífico, Perú.
- Brown Richard E. (2009): “Electric Power Distribution Reliability”, CRC Press, Taylor & Francis Group, New York.
- Cadavid José, (2003): “La regulación económica de la distribución de energía eléctrica”, Universidad EAFIT, Centro de Investigaciones Económicas y Financieras (CIEF).
- Cano Antonio, (2012): “Planificación estratégica, Proyectos de inversión, Evaluación de proyectos, Administración de proyectos y Control de proyectos”, Editorial GRAMMA, Bolivia.
- CESSA, (2013): “Memorias Anuales 2000-2013”, Compañía Eléctrica Sucre S.A.
- CIER, (2014): “Economía de la Regulación de la Actividad de Distribución para Clientes Regulados”, Comisión de Integración Energética Regional, Uruguay.
- CIER12<sup>a</sup>, (2014): “Encuesta de Satisfacción del Consumidor Residencial de Energía Eléctrica”, Diagnostico Sectorial, 12<sup>a</sup> Encuesta, CIER.
- Coss R., (1996): “Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión”, Editorial LIMUSA, México.
- Demudar N. Gujarati, (2010): “Econometría”, 5<sup>a</sup> ed, McGRAW-HILL, México.
- Espinosa R., Lara, (1990): “Sistemas de Distribución”, Primera edición, Ed. LIMUSA, México D.F.
- Eulate G., (2012): “Calculo Tarifario en Distribución en el Sistema Eléctrico Boliviano”, Revista ELECTROMUNDO, Colegio de Ingenieros Electricistas y Electrónicos de La Paz, Bolivia.
- Fernández Berny, (2012): “Obtención del costo de energía no servida comercial para la CNFL utilizando métodos macroeconómicos”, Proyecto Eléctrico, Universidad de Costa Rica, Facultad de Ingeniería, Costa Rica.
- Flores María, (2009): “Evaluación del costo – beneficio de energía eléctrica no servida en el sistema eléctrico Ecuatoriano durante el periodo 2007-2008”, Tesis

de Maestría en Dirección de Empresas, Universidad Andina Simón Bolívar, Área de Gestión, Ecuador.

- Fumagalli E., Los Schiavo L., Delestre F., (2007): “Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail”, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Gómez F., Gómez J., Zambrano H., (2004): “Calidad del Servicio Técnico: Adquisición de Datos”, Tesis de Grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Facultad de Ingeniería, Guayaquil-Ecuador.
- Gómez San Román Tomás, (1999): “Regulación de la distribución de energía eléctrica en un marco de competencia. Esquemas basados en incentivos”, 6ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica, Lisboa, Portugal.
- Gómez San Román Tomás, (2007): “Regulación de la distribución de energía eléctrica en España. Principios y mecanismos de retribución”, Economía Industrial, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Madrid, pp. 113 -124.
- Gómez Tomás, (2011): “La retribución de la distribución de electricidad en España y el Modelo de Red de Referencia”, Revista Estudios de Economía Aplicada, Vol. 29-2, pp.1-24.
- Gonen Turan, (1986): “Electric Power Distribution System Engineering”, Mc Graw-Hill Book Company.
- Gutiérrez Moya Ester, (2003): “Un modelo explicativo de la continuidad del servicio eléctrico en España”, Universidad de Sevilla, V Congreso de Ingeniería de Organización Valladolid.
- Hernández Eduardo, (1999): “Comparación de métodos de análisis de confiabilidad aplicados a sistemas eléctricos industriales”, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Morelos.
- INE, (2014): “Producto Interno Bruto, según actividad económica”, Estadística, <http://www.ine.gob.bo/indice>.
- Lara Cortés Claudio, (2010): “La Maldición de la Electricidad en Chile: Tarifas y Suministro”, Informe de Análisis Económico y Social, ELAP-Universidad ARCIS.
- Manzaneda Juvenal, (2006): “Análisis de Fiabilidad”, Electricidad y Regulación, Superintendencia de Electricidad, Revista No. 5, La Paz-Bolivia, pp. 26 - 37.



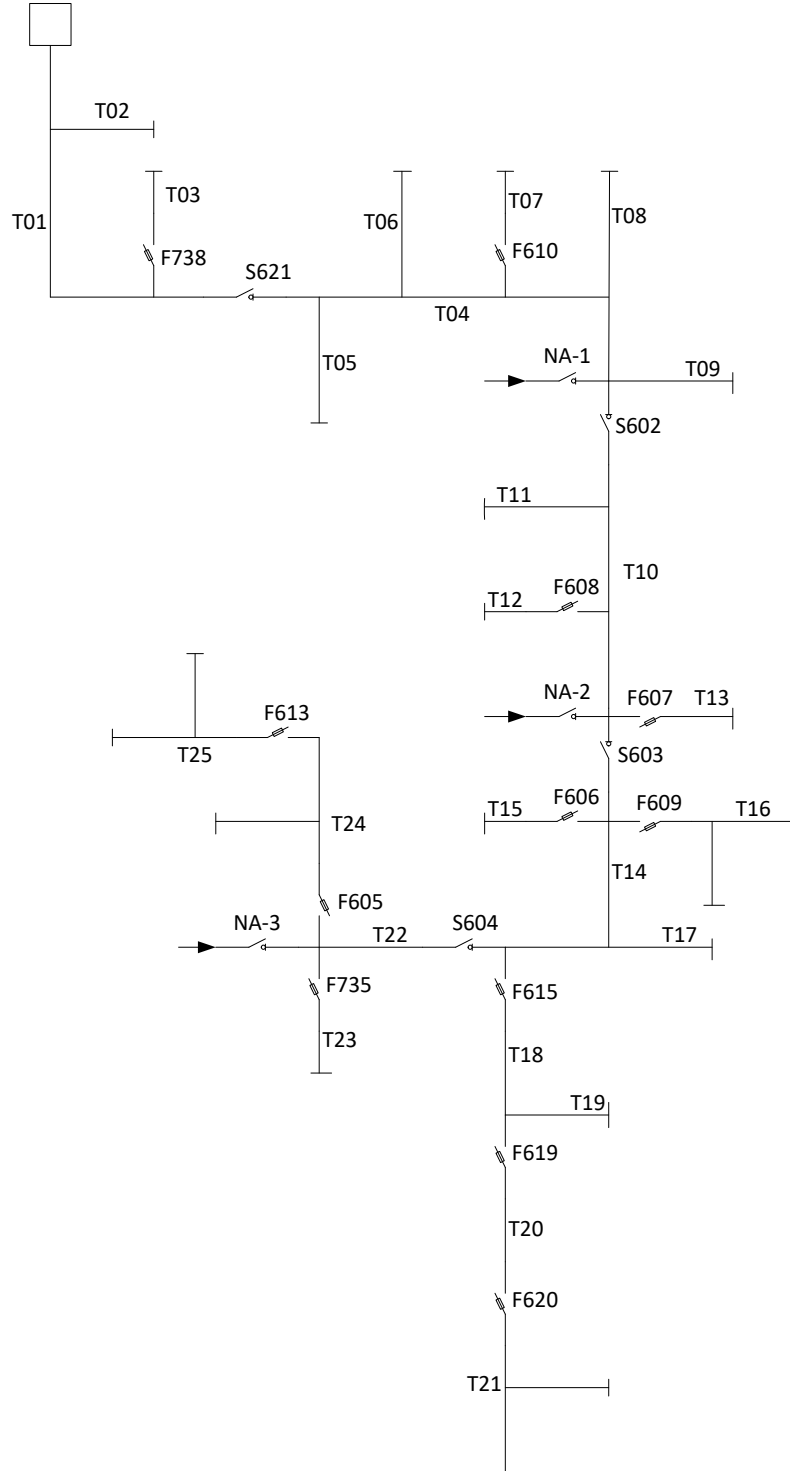
- Morales Bustos C., (2011): “Límites de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución: Un enfoque Técnico-Económico”, Tesis de Grado, Universidad de Concepción, Facultad de Ingeniería, Concepción.
- Muguerza Daniel, (2003): “Valor de la Confiabilidad en el Sistema Eléctrico, La Discusión Metodológica para su Determinación”, Documento CEARE 01-03.
- Mulas Juan Manuel, (2008): “Análisis de la Calidad de Suministro Eléctrico en la Provincia de Alicante”, Tesis de Máster en Gestión Técnica y Económica en el Sector Eléctrico, Universidad Pontificia Comillas, Madrid.
- Nicholson Walter, (2008): “Teoría Microeconómica-Principios Básicos y Ampliaciones”, 9ª ed. Cengage Learning Editores S.A, México.
- Olalla Wrom, (2002): “Mejoramiento de Índices de Confiabilidad Mediante la Optimización de recursos en Redes de Distribución”, Tesis de Grado, Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- Orellana Flores Boris, (2010): “Calidad de Suministro en la Planificación de Redes de Distribución”, Memoria de Grado, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Santiago, Chile.
- Perán Fernando, (2001): “Visión integral de la regulación de la continuidad del suministro en el nuevo marco regulativo del sector eléctrico Actas de las 7ª Jornadas Hispano-Lusas de Ingeniería Eléctrica. Volumen III, pp 383-389.
- Perdomo M. Nelson, (2013): “Aplicación del Sistema de Información Regulatoria y de Fiscalización, y Técnicas Estadísticas Avanzadas para la Medición y Fiscalización de la Calidad de Servicio de las Empresas Distribuidoras de la República Dominicana”, Tesis de Maestría en Regulación Económica de la Industria Eléctrica, Universidad Pontificia Comillas, IGLOBAL, República Dominicana.
- Pereyra Andrés, (2002): “Monopolio Natural y Regulación Económica”, Universidad de la República, Facultad de Ciencias Económicas y Administración, Uruguay.
- Perez Edison, (2005): “Determinación del costo de interrupción en los usuarios industriales de la ciudad de Guayaquil”, Tesis de Grado, Escuela Superior Politécnica del Litoral, Facultad de Ingeniería, Ecuador.

- Perez Jose, (1998): “Fundamentos teóricos de la nueva regulación eléctrica”, Comisión Nacional del Sistema Eléctrico-CNSE, España.
- Pulgar José, (2001): “Costos de la Calidad en las Empresas del Sector Eléctrico”, Reporte, REDIP, UNEXPO, Universidad Nacional Experimental Politécnica Antonio Jose de Sucre, Venezuela.
- Quintanilla Pinos R., (2010): “Análisis de la Regulación de la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución en el Ecuador: Propuesta de Reformas y Aplicación Práctica”, Escuela Politécnica Nacional, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Quito.
- Raineri R., Rudnick H., (1997): “Análisis de normativas de calidad de servicio para empresas distribuidoras”, Documento de Trabajo No. 1/97, Pontificia Universidad Católica de Chile. Escuela de Ingeniería, Departamento Ingeniería de Sistemas.
- Rivier Abbad Juan, (1999): “Calidad del servicio. Regulación y Optimización de Inversiones”, Tesis Doctoral. Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Electrotecnia y Sistemas, Madrid-España.
- Rodriguez Alfredo, (1992): “Modelado y evaluación Monte Carlo de la confiabilidad de los sistemas de generación y transmisión”, Tesis de Maestría, Universidad Veracruzana, Veracruz.
- Rodriguez J., (2003): “Ubicación Confiable Optima de Recursos en una Red de Distribución Eléctrica”, Departamento de Electrónica, U.T.E.S.M (Chile), Vol. 12 No. 1, pp. 55-63.
- Román Jaime, Rivier Abbad J., (1999): “La regulación de la calidad del servicio eléctrico”, Universidad Pontificia Comillas, Revista de la Asociación de Ingenieros del ICAI, Vol. LXXVI, Madrid, pp. 30-38.
- Rudnick, Mocárquer H., Cerda S., (2005): “Propuesta sobre Sanciones y Multas en el Mercado Eléctrico Chileno”, Revista de Derecho Administrativo Económico No. 14, pp. 35-51.
- Savkovic Colakovic Slavisa, (2009): “Simulador de inversiones en redes de distribución de MT para la mejora del TIEPI”, Proyecto fin de Carrera, Universidad Carlos III de Madrid, Escuela Politécnica Superior, Leganés.

- SIRESE, (2005): “Marco Legal del Sector Eléctrico Boliviano”, Superintendencia de Electricidad.
- SPT, (2014): “Informe Servicio Técnico periodo R26”, Gerencia Técnica, Compañía Eléctrica Sucre S.A.
- Sullivan Willian, (2004): “Ingeniería Económica de DeGamo”, Editorial PEARSON EDUCACIÓN, México.
- Sumper A., Sudria A., Ramirez R., (2005): “Índices de Continuidad en redes de Distribución y su Mejora”, 9º Congreso HISPANO LUSO Ingeniería Eléctrica (9CHILE).
- Trujillo H. Angel, (2004): “Técnica de Enumeración para la Planeación en Sistemas de Distribución para la Localización Óptima de Dispositivos de Seccionamiento”, Tesis de Maestría en Ciencias, Instituto Politécnico Nacional, México.
- UATF, (2009): “Como Escribir una Tesis de Maestría”, Universidad Autónoma Tomás Frías, Vicerrectorado, Dirección de Postgrado, Potosí, Bolivia.
- UOC, (2014): “Informe Estado de Operación del Sistema de Distribución de CESSA”, Gerencia Técnica, Compañía Eléctrica Sucre S.A.
- Urbina G., (1992): “Evaluación de Proyectos”, Editorial McGraw-Hill, México.
- Urbina G., (2007): “Fundamentos de Ingeniería Económica”, Editorial McGraw-Hill, México.
- Varian, Hal R. (1999): “Microeconomía Intermedia”, 5ª ed. Antonio Bosch-Alfaomega, Colombia.
- Vásquez C., Montesinos M., Molina M., (2008): “Cálculo de los Índices de Confiabilidad de Circuitos Eléctricos de Distribución de 13.8 y 24 kV en Venezuela”, Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica, Mar del Plata, Argentina.
- Venegas Jaime, (1994): “Metodologías de Evaluación de Costo de Falla en Sistemas Eléctricos”, Tesis de Grado Ingeniero Civil de Industrias, Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería, Santiago.
- Zaruma Villamarín J., Blacio Loaiza D., (2012): “Análisis de Confiabilidad del Sistema de Distribución de la Empresa Eléctrica Regional CENTROSUR C.A.”, Tesis de Grado, Universidad de Cuenca, Facultad de Ingeniería, Cuenca.

# ANEXO A

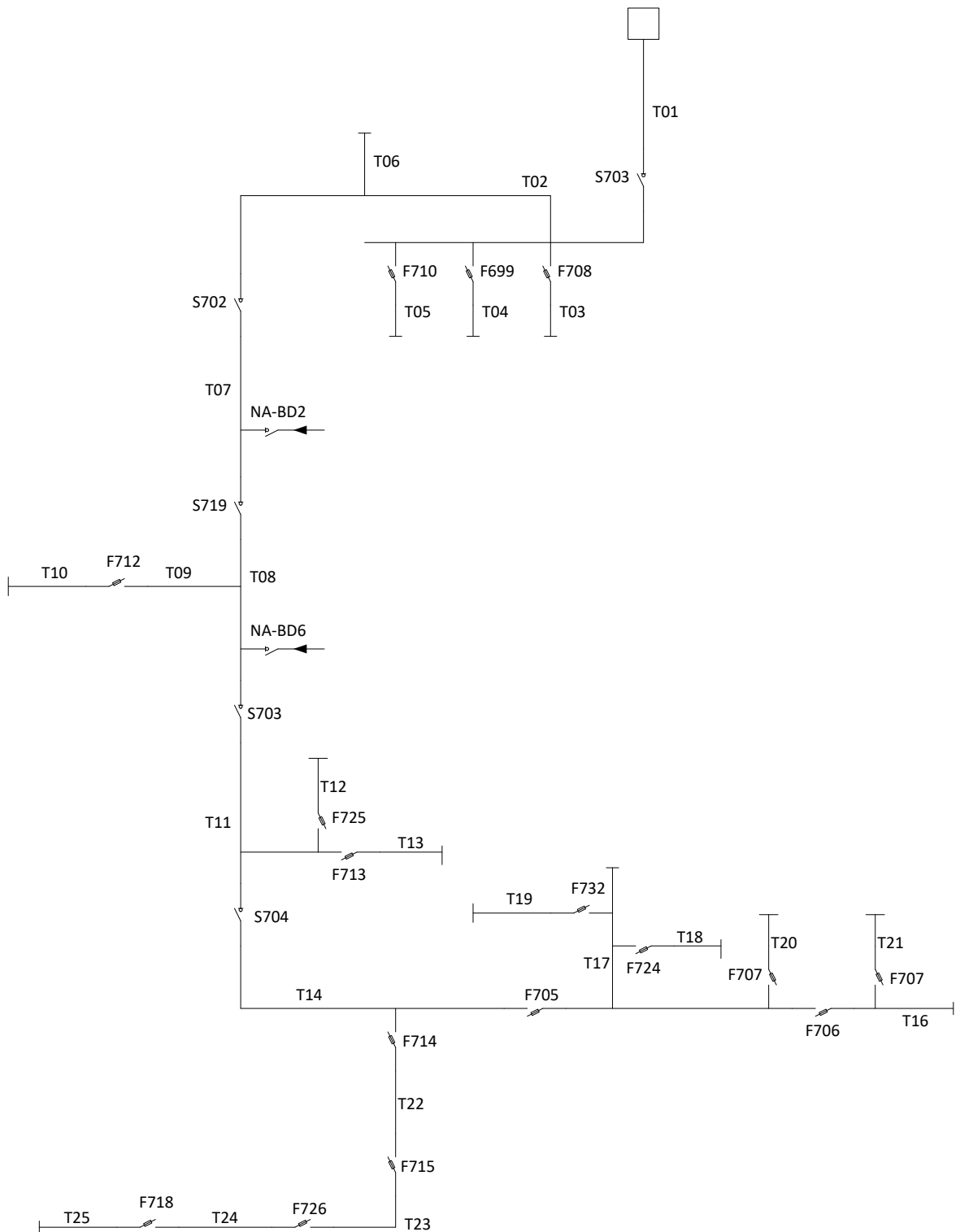
## A.1 Esquema de alimentador "A"



A.2 Parámetros para el cálculo de los Índices de fiabilidad de alimentador “A”

Tramo	Fallas 1/(km*año)	Longitud Km	Tc min.	Tl min.	Tp min.	Tt min	Tr min.	Tv min	KW/mes promedio	No. Consumidor
T01	1.2933166	1.015	10	15	10	15	100.2	15	0.00	0
T02	1.2933166	0.134	10	15	10	15	90	15	127.02	264
T03	1.2933166	0.028	10	15	10	15	90	15	60.62	126
T04	1.2933166	0.25	10	15	10	15	90	15	90.93	189
T05	1.2933166	0.144	10	15	10	15	90	15	117.88	245
T06	1.2933166	0.03	10	15	10	15	90	15	0.48	1
T07	1.2933166	0.165	10	15	10	15	90	15	1.92	4
T08	1.2933166	0.014	10	15	10	15	90	15	1.44	3
T09	1.2933166	0.152	10	15	10	15	90	15	18.28	38
T10	1.2933166	0.786	10	15	10	15	90	15	134.72	280
T11	1.2933166	0.128	10	15	10	15	90	15	134.24	279
T12	1.2933166	0.331	10	15	10	15	90	15	37.53	78
T13	1.2933166	0.132	10	15	10	15	90	15	0.48	1
T14	1.2933166	0.465	10	15	10	15	90	15	179.95	374
T15	1.2933166	0.288	10	15	10	15	90	15	150.60	313
T16	1.2933166	0.887	10	15	10	15	90	15	520.11	1081
T17	1.2933166	0.153	10	15	10	15	90	15	93.34	194
T18	1.2933166	0.461	10	15	10	15	29	15	132.31	275
T19	1.2933166	0.445	10	15	10	15	90	15	100.56	209
T20	1.2933166	0.531	10	15	10	15	24	15	329.58	685
T21	1.2933166	0.721	10	15	10	15	24	15	352.19	732
T22	1.2933166	0.215	10	15	10	15	90	15	21.17	44
T23	1.2933166	0.073	10	15	10	15	60	15	0.48	1
T24	1.2933166	0.556	10	15	10	15	132.6	15	195.82	407
T25	1.2933166	0.659	10	15	10	15	40	15	348.34	724

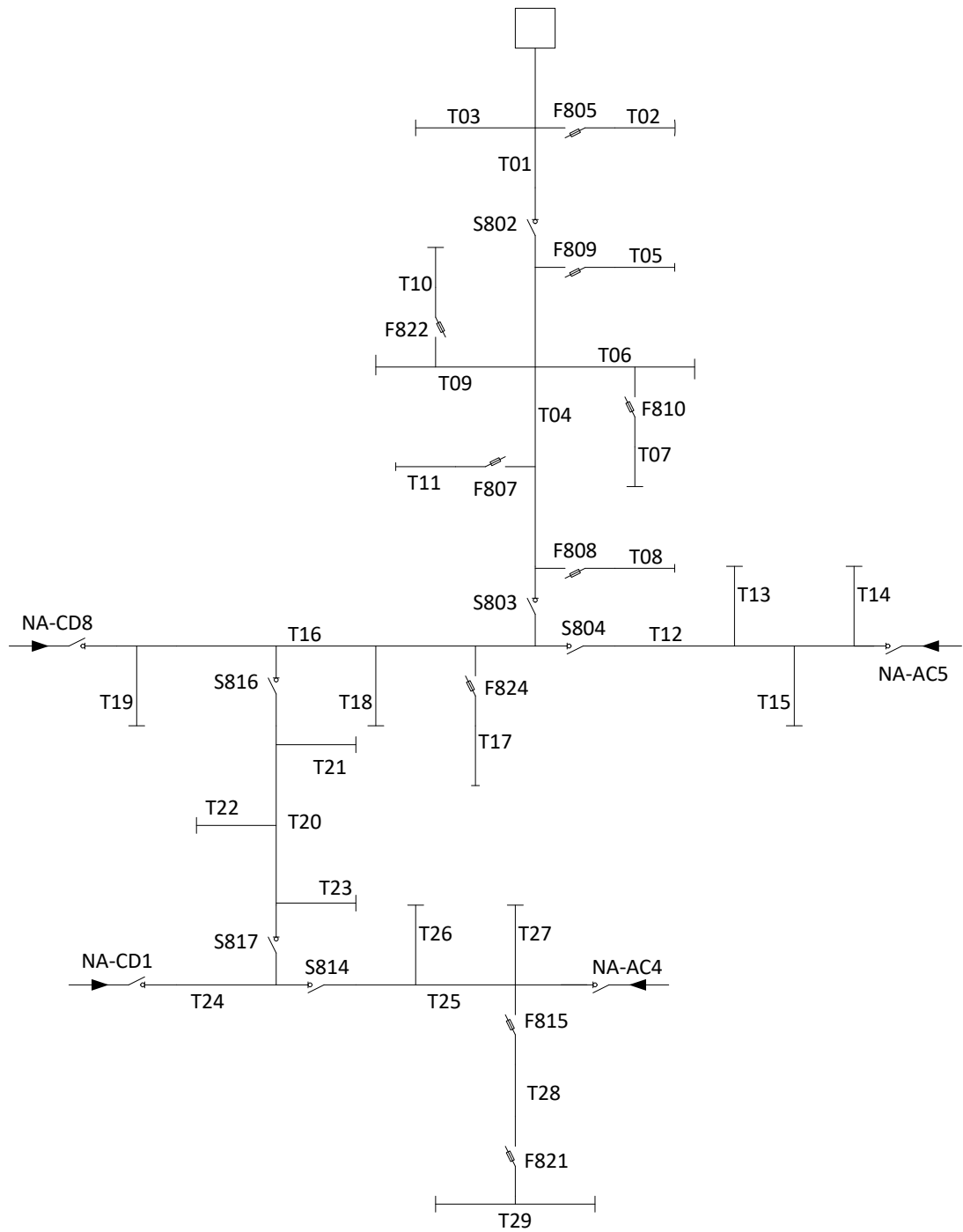
### A.3 Esquema de alimentador "B"



### A.4 Parámetros para el cálculo de los Índices de fiabilidad de alimentador "B"

<b>Tramo</b>	<b>Fallas 1/(km*año)</b>	<b>Longitud Km</b>	<b>Tc min.</b>	<b>Tl min.</b>	<b>Tp min.</b>	<b>Tt min.</b>	<b>Tr min.</b>	<b>Tv min.</b>	<b>KW/mes promedio</b>	<b>No. Consumidor</b>
T01	1.033	0.34	10	15	10	15	94.8	15	63.83	129
T02	1.033	4.44	10	15	10	15	90	15	445.83	901
T03	1.033	0.138	10	15	10	15	90	15	11.38	23
T04	1.033	0.1	10	15	10	15	90	15	0.49	1
T05	1.033	0.1	10	15	10	15	90	15	11.38	23
T06	1.033	0.225	10	15	10	15	90	15	142.01	287
T07	1.033	0.1238	10	15	10	15	90	15	319.16	645
T08	1.033	0.357	10	15	10	15	90	15	148.94	301
T09	1.033	0.258	10	15	10	15	90	15	106.39	215
T10	1.033	0.885	10	15	10	15	27	15	338.95	685
T11	1.033	0.997	10	15	10	15	90	15	193.47	391
T12	1.033	0.043	10	15	10	15	90	15	0.49	1
T13	1.033	0.195	10	15	10	15	12	15	0.99	2
T14	1.033	0.837	10	15	10	15	90	15	151.41	306
T15	1.033	0.886	10	15	10	15	70.8	15	78.68	159
T16	1.033	0.668	10	15	10	15	69	15	138.55	280
T17	1.033	0.258	10	15	10	15	90	15	0.49	1
T18	1.033	0.02	10	15	10	15	90	15	0.99	2
T19	1.033	0.011	10	15	10	15	90	15	0.49	1
T20	1.033	0.04	10	15	10	15	90	15	6.93	14
T21	1.033	0.04	10	15	10	15	90	15	0.99	2
T22	1.033	0.888	10	15	10	15	90	15	22.76	46
T23	1.033	1.245	10	15	10	15	29	15	482.45	975
T24	1.033	2.067	10	15	10	15	90	15	575.97	1164
T25	1.033	1.623	10	15	10	15	111	15	32.16	65

#### A.5 Esquema de alimentador "C"

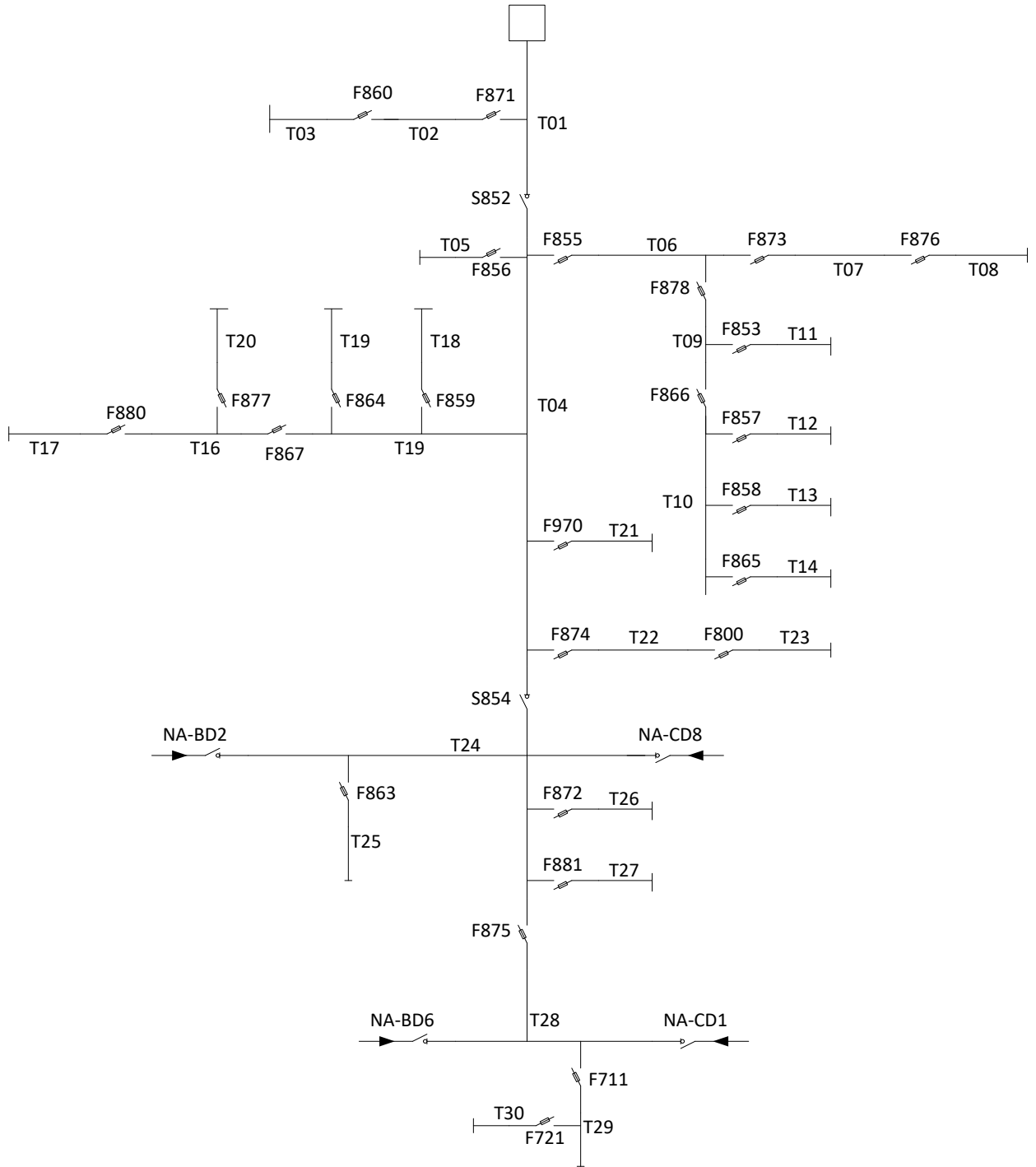


A.6 Parámetros para el cálculo de los Índices de fiabilidad de alimentador “C”



Tramo	Fallas 1/(km*año)	Longitud Km	Tc min.	Tl min.	Tp min.	Tt min	Tr min.	Tv min	KW/mes promedio	No. Consumidor
T01	1.04242677	1.103	10	15	10	15	124.8	15	56.27	133
T02	1.042	0.309	10	15	10	15	90	15	95.19	225
T03	1.042	0.1	10	15	10	15	90	15	35.54	84
T04	1.042	1.022	10	15	10	15	90	15	210.26	497
T05	1.042	0.015	10	15	10	15	90	15	5.50	13
T06	1.042	0.063	10	15	10	15	90	15	44.42	105
T07	1.042	0.01	10	15	10	15	31.98	15	99.42	235
T08	1.042	0.13	10	15	10	15	90	15	0.85	2
T09	1.042	0.22	10	15	10	15	90	15	1.27	3
T10	1.042	0.16	10	15	10	15	90	15	1.27	3
T11	1.042	0.125	10	15	10	15	90	15	8.04	19
T12	1.042	0.327	10	15	10	15	90	15	126.07	298
T13	1.042	0.017	10	15	10	15	90	15	0.42	1
T14	1.042	0.017	10	15	10	15	90	15	0.42	1
T15	1.042	0.191	10	15	10	15	90	15	0.85	2
T16	1.042	0.742	10	15	10	15	90	15	360.45	852
T17	1.042	0.1	10	15	10	15	90	15	85.04	201
T18	1.042	0.164	10	15	10	15	90	15	143.42	339
T19	1.042	0.201	10	15	10	15	90	15	63.88	151
T20	1.042	0.726	10	15	10	15	90	15	211.53	500
T21	1.042	0.18	10	15	10	15	90	15	55.00	130
T22	1.042	0.116	10	15	10	15	90	15	80.38	190
T23	1.042	0.123	10	15	10	15	60	15	88.42	209
T24	1.042	0.194	10	15	10	15	90	15	0.00	0
T25	1.042	0.293	10	15	10	15	90	15	92.23	218
T26	1.042	0.164	10	15	10	15	90	15	173.035	409
T27	1.042	0.115	10	15	10	15	90	15	52.460	124
T28	1.042	2.07	10	15	10	15	127.98	15	1030.592	2436
T29	1.042	0.596	10	15	10	15	30	15	237.764	562

#### A.7 Esquema de alimentador "D"



A.8 Parámetros para el cálculo de los Índices de fiabilidad de alimentador "D"

<b>Tramo</b>	<b>Fallas 1/(km*año)</b>	<b>Longitud Km</b>	<b>Tc min.</b>	<b>Tl min.</b>	<b>Tp min.</b>	<b>Tt min</b>	<b>Tr min.</b>	<b>Tv min</b>	<b>KW/mes promedio</b>	<b>No. Consumidor</b>
T01	1.364	1.187	10	15	10	15	226.2	15	169.17	324
T02	1.364	1.2	10	15	10	15	64.8	15	149.85	287
T03	1.364	1.263	10	15	10	15	34.2	15	338.85	649
T04	1.364	0.718	10	15	10	15	90	15	174.39	334
T05	1.364	0.293	10	15	10	15	90	15	122.17	234
T06	1.364	0.31	10	15	10	15	90	15	0.00	0
T07	1.364	0.052	10	15	10	15	90	15	0.52	1
T08	1.364	0.045	10	15	10	15	90	15	69.96	134
T09	1.364	0.208	10	15	10	15	90	15	0.00	0
T10	1.364	0.165	10	15	10	15	90	15	0.00	0
T11	1.364	0.046	10	15	10	15	90	15	0.52	1
T12	1.364	0.1	10	15	10	15	90	15	125.31	240
T13	1.364	0.065	10	15	10	15	90	15	25.06	48
T14	1.364	0.05	10	15	10	15	90	15	127.40	244
T15	1.364	0.384	10	15	10	15	90	15	0.00	0
T16	1.364	0.635	10	15	10	15	37.2	15	459.98	881
T17	1.364	0.955	10	15	10	15	61.8	15	107.56	206
T18	1.364	0.05	10	15	10	15	90	15	0.52	1
T19	1.364	0.05	10	15	10	15	90	15	0.52	1
T20	1.364	0.075	10	15	10	15	90	15	0.52	1
T21	1.364	0.03	10	15	10	15	90	15	13.05	25
T22	1.364	0.252	10	15	10	15	90	15	66.31	127
T23	1.364	0.146	10	15	10	15	90	15	0.52	1
T24	1.364	1.25	10	15	10	15	73.2	15	190.57	365
T25	1.364	0.02	10	15	10	15	90	15	1.57	3
T26	1.364	0.074	10	15	10	15	90	15	0.522	1
T27	1.364	0.04	10	15	10	15	90	15	22.451	43
T28	1.364	0.916	10	15	10	15	90	15	446.408	855
T29	1.364	0.465	10	15	10	15	109.8	15	217.200	416
T30	1.364	0.687	10	15	10	15	90	15	181.696	348







B.4 Matriz de estado utilizado en alimentador “D”

	T01	T02	T03	T04	T05	T06	T07	T08	T09	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	T18	T19	T20	T21	T22	T23	T24	T25	T26	T27	T28	T29	T30	
T01	IE	I	I	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	T	
T02	N	I	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T03	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T04	R	R	R	IE	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	T	T	T	T	T	T	T	
T05	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T06	N	N	N	N	N	I	I	I	I	I	I	I	I	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T07	N	N	N	N	N	N	I	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T08	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T09	N	N	N	N	N	N	N	N	I	I	I	I	I	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T10	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	I	I	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T11	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T12	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T13	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T14	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T15	R	R	R	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	IE	I	I	I	I	I	I	I	I	I	T	T	T	T	T	T	
T16	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	I	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T17	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T18	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T19	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T20	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	N	
T21	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	N	
T22	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	I	N	N	N	N	N	N	
T23	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	N	N	N	
T24	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	R	IE	I	I	I	T	T	T
T25	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	I	N	N	N	N	





ANEXO C



PRESUPUESTO INVERSIÓN PARA MEJORA DE SERVICIO TÉCNICO EN SISTEMA DE 10.5 kV

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad por Alimentador				Cantidad Total	Precio Unitario (USD)	TOTAL (USD)
			A	B	C	D			
1	Seccionador unipolar tipo cut out	Global	8	3	11	1	23	293.63	6,753.49
2	Seccionador automático bajo carga	Pza.	1				1	10,700.00	10,700.00
3	Interruptor automático bajo carga	Pza.	1	1	1	1	4	16,500.00	66,000.00
4	Mejora en sistema de comunicación de equipos	Global	1	1	1	1	4	4,000.00	16,000.00
<b>TOTAL INVERSIÓN</b>									99,453.49