



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**“DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION PRIMARIO DE LA
SUBESTACION CHORRERA DE LA EMPRESA EMELRIOS
BASADO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: POTENCIA

PRESENTADO POR:

Daniel Núñez Robles

Jose Salas Valverde

Winston Balanzategui Macias

GUAYAQUIL – ECUADOR

2007

DEDICATORIA

Dedicamos el presente trabajo a nuestros padres que con mucho amor y sacrificio nos apoyaron en todo momento a lo largo de nuestras carreras.

A nuestros familiares, a todos los profesores de la Facultad de Eléctrica en especial a los de la especialidad de Potencia, compañeros de aulas, y a todas las personas que de una u otra forma contribuyeron con sus consejos y enseñanzas para que culminemos; con éxito la elaboración de esta tesis previo a la obtención del título como Ingeniero en Electricidad especialización Potencia.

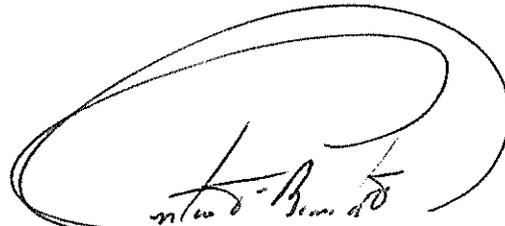
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



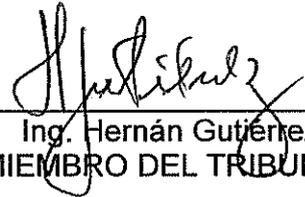
Ing. Holger Cevallos
SUBDECANO DE LA FIEC
PRESIDENTE



PhD. Cristóbal Mera Gencón.
DIRECTOR DE TÓPICO



Ing. Gustavo Bermúdez
MIEMBRO DEL TRIBUNAL



Ing. Hernán Gutiérrez
MIEMBRO DEL TRIBUNAL

DECLARACIÓN EXPRESA

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

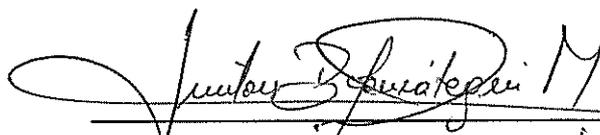
(Reglamento de Graduación de la ESPOL)



Daniel Núñez Robles



José Salas Valverde



Winston Balanzategui Macías

RESUMEN

En el sistema eléctrico a nivel de distribución se puede presentar problemas de interrupciones las cuales pueden ser momentáneas o permanentes, estos fenómenos desmejoran la calidad del servicio eléctrico y causan grandes perjuicios económicos tanto a los usuarios como a las empresas distribuidoras.

La evolución de la tecnología en especial de las cargas no lineales (equipo de electrónica de potencia), causan grandes problemas en el sistema eléctrico de distribución. A fin de evitar estos problemas causantes de la mala calidad del servicio eléctrico, es de suma importancia realizar el diseño del Sistema de Distribución Primario para escoger los equipos de protección mas adecuados a fin de llegar a tener un sistema confiable, seguro y que cumpla con todas las normas y reglamentos vigentes de Calidad del Servicio.

INDICE DE CAPITULOS

CAPITULO I.....	3
CAPITULO II.....	30
CAPITULO III.....	135

INDICE GENERAL	PAG
DEDICATORIA	II
TRIBUNAL DE GRADUACION	III
DECLARACION EXPRESA	IV
RESUMEN	V
INDICE DE CAPITULOS	VI
INDICE GENERAL	VII
INDICE DE GRAFICOS	X
INDICE DE TABLAS	XIII
INDICE DE ANEXOS	XVI
ABREVIATURAS	XVII
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO	3
1.1.- AREA DE INFLUENCIA.....	3
1.2.- SUBESTACION.....	4
1.3.- ALIMENTADORAS.....	8
1.3.1 Capacidad Térmica de los Conductores.....	10
1.4.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.....	13
1.5.- CAPACITORES / REGULADORES DE VOLTAJE.....	15
1.6.- CARGAS.....	16
1.6.1 Máxima Carga.....	17
1.6.2 Mínima Carga.....	23
CAPITULO II	
ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL	30
2.1.- CALCULO DEL VOLTAJE.....	30
2.1.1 Análisis de la variación de Voltaje en la Subestación Chorrera.....	30
2.1.2 Perfiles de Voltaje.....	35
2.2.- BALANCE EN LAS ALIMENTADORAS.....	39
2.2.1.- Factor de Utilización.....	39
2.2.2.- Balance.....	40

2.3.-	SISTEMAS DE PROTECCIONES.....	42
2.3.1	Descripción del Sistema de Protecciones de la Subestación Chorrera.....	44
2.3.2	Curvas de Coordinación de los Equipos de Protección.....	44
2.3.2.1	Análisis del Sistema considerando una impedancia de Falla $Z_f = 0\Omega$	45
2.3.2.2	Análisis del Sistema considerando una impedancia de Falla $Z_f = 20\Omega$	54
2.3.3	Análisis de la Coordinación de Fusibles del Sistema Actual.....	63
2.3.4	Ajuste y Coordinación Mejorado de los Reles de cada Alimentador.....	65
2.3.5	Coordinación mejorada de los Fusibles de cada Alimentador.....	68
2.4.-	CARGAS / CONSUMIDORES.....	73
2.5.-	INFORMACION ESTADISTICAS DE LAS INTERRUPCIONES.....	76
2.5.1	Duración de la Salida de Servicio.....	79
2.5.2	Duración de Interrupciones.....	80
2.6.-	EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD.....	82
2.6.1.-	Cálculo de Parámetros.....	83
2.6.2.-	Indices o Indicadores de la Confiabilidad orientados al consumidor.....	87
2.6.2.1	Cálculo de Indices.....	89
2.6.3.-	Indices o Indicadores de la Confiabilidad orientados a la Carga.....	99
2.6.4.-	Comparación y Análisis de Índices de Confiabilidad.....	101
2.7.-	ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO.....	109
2.8.-	REGLAMENTO VIGENTE DE LA CALIDAD.....	121
2.8.1.-	Indices.....	122
2.8.2.-	Límites.....	123
2.8.3.-	Cálculo de la Energía No Suministrada.....	124
2.8.4.-	Cálculo de Indices.....	125
2.8.5.-	Comparación de Índices FMIK y TTIK.....	127
2.8.6.-	Comparación de la Energía No Suministrada (ENS).....	132
 CAPITULO III		
	REDISEÑO DEL SISTEMA ELECTRICO.....	135
3.1.-	DETERMINACION DE PARAMETROS DE DISEÑO.....	136
3.2.-	REDISEÑO DE LA TOPOLOGIA DEL SISTEMA DE MEDIA TENSION BASADO EN LA CALIDAD DE SERVICIO.....	137
3.3.-	REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES BASADO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO.....	142
3.4.-	RESULTADOS.....	142
3.5.-	ANALISIS DE LOS RESULTADOS.....	144
3.5.1	Análisis Económico de los Casos o Alternativas Presentadas.....	146

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	150
ANEXOS.....	155
BIBLIOGRAFIA.....	209

INDICE DE GRAFICOS	PAG.
Gráfico 1.1 Área de influencia de la Subestación Chorrera.....	4
Gráfico 1.2 Patio de la Subestación Chorrera.....	7
Gráfico 1.3 Diagrama Unifilar Alimentador3.....	9
Gráfico 1.4 Flujograma de las Características de la Carga.....	16
Gráfico 1.5 Curva Diaria de Carga de la Subestación Chorrera.....	20
Gráfico 1.6 Curva Diaria de Carga del Alimentador 1.....	21
Gráfico 1.7 Curva Diaria de Carga del Alimentador 2.....	21
Gráfico 1.8 Curva Diaria de Carga del Alimentador 3.....	22
Gráfico 1.9 Comparación de Curvas de Carga para el Año 2005.....	22
Gráfico 1.10 Comparación de Curvas de Carga para el Año 2006.....	23
Gráfico 1.11 Curva Diaria de Carga de la Subestación Chorrera.....	26
Gráfico 1.12 Curva Diaria de Carga del Alimentador 1.....	27
Gráfico 1.13 Curva Diaria de Carga del Alimentador 2.....	27
Gráfico 1.14 Curva Diaria de Carga del Alimentador 3.....	28
Gráfico 1.15 Comparación de Curvas de Carga para el Año 2005.....	28
Gráfico 1.16 Comparación de Curvas de Carga para el Año 2006.....	29
Gráfico 2.1 Caída de Voltaje del Alimentador 1.....	31
Gráfico 2.2 Caída de Voltaje Alimentador 2.....	32
Gráfico 2.3 Caída de Voltaje Alimentador 3 – El.Salto.....	32
Gráfico 2.4 Caída de Voltaje Alimentador 3 - San Juan.....	33
Gráfico 2.5 Caída de Voltaje Alimentador 3 – Pimocha.....	33
Gráfico 2.6 Caída de Voltaje Alimentador 3 – Pimocha (mejorado).....	35
Gráfico 2.7 Perfil de Voltaje Alimentador 1.....	36
Gráfico 2.8 Perfil de Voltaje Alimentador 2.....	36
Gráfico 2.9 Perfil de Voltaje El Salto.....	37
Gráfico 2.10 Perfil de Voltaje San Juan.....	37
Gráfico 2.11 Perfil de Voltaje Pimocha (actual).....	38
Gráfico 2.12 Perfil de Voltaje Alimentador 3 – Pimocha (mejorado).....	38
Gráfico 2.13 Desbalance de Corriente Alimentador 1.....	41
Gráfico 2.14 Desbalance de Corriente Alimentador 2.....	41
Gráfico 2.15 Desbalance de Corriente Alimentador 3.....	42
Gráfico 2.16 Diagrama Unifilar de Protecciones S/E Chorrera.....	43
Gráfico 2.17 Coordinación de Fase Alimentador 1.....	46
Gráfico 2.18 Coordinación de Tierra Alimentador 1 (tierra).....	47

Gráfico 2.19	Coordinación de Fase Alimentador 2.....	49
Gráfico 2.20	Coordinación de Tierra Alimentador 2.....	50
Gráfico 2.21	Coordinación de Fase Alimentador 3.....	52
Gráfico 2.22	Coordinación de Tierra Alimentador 3.....	53
Gráfico 2.23	Coordinación de Fase Alimentador 1.....	55
Gráfico 2.24	Coordinación de Tierra Alimentador 1.....	57
Gráfico 2.25	Coordinación de Fase Alimentador 2.....	58
Gráfico 2.26	Coordinación de Tierra Alimentador 2.....	59
Gráfico 2.27	Coordinación de Fase Alimentador 3.....	61
Gráfico 2.28	Coordinación de Tierra Alimentador 3.....	62
Gráfico 2.29	Coordinación de Fase A1, A3, Principal (Mejorado).....	66
Gráfico 2.30	Coordinación de Tierra A1, A3, Principal (Mejorado).....	67
Gráfico 2.31	Coordinación del Reconector A2 (Mejorado).....	68
Gráfico 2.32	Número de Interrupciones por Alimentadora Durante 4 años.....	77
Gráfico 2.33	Número de Interrupciones por Año por Alimentador.....	78
Gráfico 2.34	Evaluación de las Interrupciones en la Alimentador.....	78
Gráfico 2.35	Duración de Interrupciones por Alimentadora Durante 4 Años.....	81
Gráfico 2.36	Variación de la Duración de las Interrupciones por Año.....	82
Gráfico 2.37	Puntos de Carga Alimentador 1.....	89
Gráfico 2.38	SAIFI Alimentador1.....	91
Gráfico 2.39	CAIFI Alimentador 1.....	91
Gráfico 2.40	SAIDI Alimentador 1.....	91
Gráfico 2.41	CAIDI Alimentador 1.....	91
Gráfico 2.42	ASAI, ASUI Alimentador 1.....	91
Gráfico 2.43	Puntos de Carga Alimentador 2.....	92
Gráfico 2.44	SAIFI Alimentador 2.....	93
Gráfico 2.45	CAIFI Alimentador 2.....	93
Gráfico 2.46	SAIDI Alimentador 2.....	93
Gráfico 2.47	CAIDI Alimentador 2.....	93
Gráfico 2.48	ASAI, ASUI Alimentador 2.....	94
Gráfico 2.49	Puntos de Carga Alimentador 3 Urbano.....	94
Gráfico 2.50	SAIFI Alimentador 3.....	95
Gráfico 2.51	CAIFI Alimentador 3.....	95
Gráfico 2.52	SAIDI Alimentador 3.....	96
Gráfico 2.53	CAIDI Alimentador 3.....	96
Gráfico 2.54	ASAI, ASUI Alimentador 3.....	96

Gráfico 2.55 Punto de Carga Alimentador 3 Rural.....	96
Gráfico 2.56 SAIFI Alimentador 3.....	98
Gráfico 2.57 CAIFI Alimentador 3.....	98
Gráfico 2.58 SAIDI Alimentador 3.....	98
Gráfico 2.59 CAIDI Alimentador 3.....	98
Gráfico 2.60 ASAI, ASUI Alimentador 3.....	99
Gráfico 2.61 Comparación entre Empresas distribuidoras (SAIFI).....	102
Gráfico 2.62 Comparación entre Empresas distribuidoras (SAIDI).....	103
Gráfico 2.63 Comparación SAIFI (Urbano).....	106
Gráfico 2.64 Comparación SAIDI (Urbano).....	107
Gráfico 2.65 Comparación SAIFI (Rural).....	107
Gráfico 2.66 Comparación SAIDI (Rural).....	108
Gráfico 2.67 Corriente vs. Distancia para $Z=0\Omega$ Alimentador 1.....	116
Gráfico 2.68 Corriente vs. Distancia para $Z=20\Omega$ Alimentador 1.....	117
Gráfico 2.69 Corriente vs. Distancia para $Z=0 \Omega$ Alimentador 2.....	117
Gráfico 2.70 Corriente vs. Distancia para $Z=20 \Omega$ Alimentador 2.....	118
Gráfico 2.71 Corriente vs. Distancia para $Z=0 \Omega$ Alimentador 3 Urbano.....	118
Gráfico 2.72 Corriente vs. Distancia para $Z=20 \Omega$ Alimentador 3 Urbano.....	119
Gráfico 2.73 Corriente vs. Distancia para $Z=0 \Omega$ Ali 3 Rural – San Juan.....	119
Gráfico 2.74 Corriente vs. Distancia para $Z=20 \Omega$ Ali 3 Rural – San Juan.....	120
Gráfico 2.75 Corriente vs. Distancia para $Z=0 \Omega$ Ali 3 – Pimocha.....	120
Gráfico 2.76 Corriente vs. Distancia para $Z=20 \Omega$ Ali 3 – Pimocha.....	121
Gráfico 2.77 Comparación del FMIK (Zona Urbana).....	129
Gráfico 2.78 Comparación del TTIK (Zona Urbana).....	130
Gráfico 2.79 Comparación del FMIK (Zona Rural).....	130
Gráfico 2.80 Comparación del TTIK (Zona Rural).....	131
Gráfico 2.81 Comparación ENS1 Vs. ENS2 en Términos Monetarios.....	134
Gráfico 3.1 Mejoramiento del SAIFI.....	144
Gráfico 3.2 Mejoramiento del SAIDI.....	145
Gráfico 3.3 Mejoramiento de la ENS.....	146
Gráfico 3.4 Análisis de Costo-Beneficios.....	148
Gráfico 3.5 Análisis de Costo Total Vs. Inversión mas Gastos.....	148

INDICE DE TABLAS	PAG.
Tabla 1.1 Datos de placa del Transformador de la Subestación Chorrera.....	5
Tabla 1.2 Medidor Electrónico 69 kV.....	5
Tabla 1.3 Rele Sobrecorriente (Fase).....	6
Tabla 1.4 Rele Sobrecorriente (Tierra).....	7
Tabla 1.5 Rele de Frecuencia.....	7
Tabla 1.6 Información de las Alimentadoras.....	8
Tabla 1.7 Características de los conductores del Alimentador 1.....	9
Tabla 1.8 Características de los conductores del Alimentador 2.....	10
Tabla 1.9 Características de los conductores del Alimentador 3.....	10
Tabla 1.10 Corrientes admisibles en los conductores con viento y sin viento.....	13
Tabla 1.11 Capacidad y Números de Transformadores del Alimentador 1.....	14
Tabla 1.12 Capacidad y Números de Transformadores del Alimentador 2.....	14
Tabla 1.13 Capacidad y Números de Transformadores del Alimentador 3.....	14
Tabla 1.14 Información de Capacitores.....	15
Tabla 1.15 Consumo diario en (MW) por cada Alimentador año 2005.....	17
Tabla 1.16 Energía calculada por cada Alimentador año 2005.....	18
Tabla 1.17 Consumo diario en (MW) por cada Alimentador año 2006.....	18
Tabla 1.18 Energía calculada por cada Alimentador año 2006.....	19
Tabla 1.19 Consumo diario en (MW) por cada Alimentador año 2005.....	24
Tabla 1.20 Energía calculada por cada Alimentador año 2005.....	24
Tabla 1.21 Consumo diario en (MW) por cada Alimentador año 2006.....	25
Tabla 1.22 Energía calculada por cada Alimentador año 2005.....	25
Tabla 2.1 Límites de Regulación de Voltaje del CONELEC.....	31
Tabla 2.2 Caída de Voltaje Subestación Chorrera.....	34
Tabla 2.3 Cambio de Conductor Pimocha.....	34
Tabla 2.4 Factor de Utilización.....	39
Tabla 2.5 Equipos de protección S/E Chorrera.....	44
Tabla 2.6 Coordinación de Fase Alimentador 1.....	45
Tabla 2.7 Punto de Coordinación Interruptor – Fusible A1.....	46
Tabla 2.8 Coordinación de Tierra Alimentador 1.....	47
Tabla 2.9 Tiempo de Operación (Alimentador 1).....	48
Tabla 2.10 Coordinación de Fase Alimentador 2.....	49
Tabla 2.11 Punto de Coordinación Reconector – Fusible A2.....	50
Tabla 2.12 Tiempo de Operación (Alimentador 2).....	51

Tabla 2.13	Coordinación de Fase Alimentador 3.....	51
Tabla 2.14	Punto de Coordinación Interruptor – Fusible A3.....	52
Tabla 2.15	Coordinación de Tierra Alimentador 3.....	53
Tabla 2.16	Tiempo de Operación Alimentador 3.....	54
Tabla 2.17	Coordinación de Fase Alimentador 1.....	55
Tabla 2.18	Punto de Coordinación Interruptor – Fusible A1.....	56
Tabla 2.19	Coordinación de Tierra Alimentador1.....	56
Tabla 2.20	Tiempo de Operación Alimentador1.....	57
Tabla 2.21	Coordinación de Fase Alimentador 2.....	58
Tabla 2.22	Punto de Coordinación Reconector – Fusible A2.....	59
Tabla 2.23	Tiempo de Operación Alimentador 2.....	60
Tabla 2.24	Coordinación de Fase Alimentador 3.....	60
Tabla 2.25	Punto de Coordinación Interruptor – Fusible A3.....	61
Tabla 2.26	Coordinación de Tierra Alimentador 3.....	61
Tabla 2.27	Tiempo de Operación Alimentador 3.....	62
Tabla 2.28	Coordinación de Fusibles Alimentador 1 (Actual).....	63
Tabla 2.29	Coordinación de Fusible Alimentador 2 (Actual).....	64
Tabla 2.30	Coordinación de Fusible Alimentador 3 (Actual).....	65
Tabla 2.31	Reajuste del Rele de Fase A1, A3, Principal.....	66
Tabla 2.32	Reajuste del Rele de Tierra A1, A3, Principal.....	67
Tabla 2.33	Coordinación fusible Alimentador 1 (Mejorado).....	69
Tabla 2.34	Coordinación de Fusibles Alimentador 2 (Mejorado).....	70
Tabla 2.35	Coordinación de Fusibles Alimentador 3 (Mejorado).....	71
Tabla 2.36	Densidad Características.....	73
Tabla 2.37	Densidades por tramo de cada Alimentador.....	74
Tabla 2.38	Clasificación de Cargas por cada Alimentador.....	76
Tabla 2.39	Números de Interrupciones por Alimentadora.....	77
Tabla 2.40	Tiempo Estimado para la Reparación de Componentes Fallados.....	80
Tabla 2.41	Duración de Interrupciones por Alimentador.....	80
Tabla 2.42	Duración de Interrupciones por Alimentadora Estimada.....	81
Tabla 2.43	Tasa de Falla Transformadores Alimentador 1.....	84
Tabla 2.44	Tasa de Falla Fusibles Alimentador 1.....	84
Tabla 2.45	Tasa de Falla Transformadores Alimentador 2.....	84
Tabla 2.46	Tasa de Falla Transformadores Alimentador 3.....	85
Tabla 2.47	Tasa de Falla Fusibles Alimentador 3.....	85
Tabla 2.48	Tasa de Falla Transformadores Alimentador 3.....	85

Tabla 2.49 Tasa de Falla Fusibles Alimentador 3.....	85
Tabla 2.50 Tasa de Falla y Tiempo de Reparación por Alimentador.....	87
Tabla 2.51 Número de Usuarios Alimentador 1.....	90
Tabla 2.52 Índices de Confiabilidad Alimentador 1.....	90
Tabla 2.53 Número de Usuarios Alimentador 2.....	92
Tabla 2.54 Índices de Confiabilidad Alimentador 2.....	93
Tabla 2.55 Número de Usuarios Alimentador 3.....	94
Tabla 2.56 Indices de Confiabilidad Alimentador 2.....	95
Tabla 2.57 Número de Usuarios Alimentador 3.....	97
Tabla 2.58 Indices de Confiabilidad Alimentador 3.....	98
Tabla 2.59 Energía Total No Suplida (ENS).....	100
Tabla 2.60 Energía Promedio No Suplida (AENS).....	100
Tabla 2.61 Índices de Confiabilidad.....	101
Tabla 2.62 Índice SAIDI A1, A2, A3U, A3R.....	101
Tabla 2.63 Índice SAIDI A1, A2, A3U, A3R.....	102
Tabla 2.64 Índices de Calidad de la Resolución ENRE 556/2001.....	104
Tabla 2.65 Índices de Confiabilidad EPRI, IEEE, EEI.....	105
Tabla 2.66 Índices de Confiabilidad de El Salvador.....	105
Tabla 2.67 Impedancia del Transformador de Potencia.....	112
Tabla 2.68 Impedancia del Sistema de Subtransmisión.....	112
Tabla 2.69 Impedancias en Ω/Km Alimentador 1.....	113
Tabla 2.70 Impedancias en Ω/Km Alimentador 2.....	114
Tabla 2.71 Impedancias en Ω/Km Alimentador 3.....	114
Tabla 2.72 Tipos de Corrientes de Fallas por Alimentador.....	115
Tabla 2.73 Corrientes de Fallas por Alimentador.....	115
Tabla 2.74 Valores Límites Admisibles de FMIK, TTIK.....	123
Tabla 2.75 FMIK por Año Alimentador 1.....	125
Tabla 2.76 TTIK por Año Alimentador 1.....	125
Tabla 2.77 ENS por Año Alimentador 1.....	126
Tabla 2.78 FMIK por Año Alimentador 2.....	126
Tabla 2.79 TTIK por Año Alimentador 2.....	126
Tabla 2.80 ENS por Año Alimentador 2.....	126
Tabla 2.81 FMIK por Año Alimentador 3.....	127
Tabla 2.82 TTIK por Año Alimentador 3.....	127
Tabla 2.83 ENS por Año Alimentador 3.....	127
Tabla 2.84 Valores Límites de Continuidad para Índices FMIK y TIK.....	128

Tabla 2.85	Valores de FMIK, TTIK de las Empresas Distribuidoras.....	128
Tabla 2.86	Valores de ENS1 por Alimentador Año 2006.....	132
Tabla 2.87	Valores de ENS2 por Alimentador Año 2006.....	132
Tabla 2.88	Valores de ENS en Términos Monetarios.....	133
Tabla 3.1	Índices de Confiabilidad Caso Base.....	143
Tabla 3.2	Índices de Confiabilidad Caso Uno.....	143
Tabla 3.3	Índices de Confiabilidad Caso Dos.....	144
Tabla 3.4	Análisis Costos-Beneficios Año 2006.....	147

INDICE DE ANEXOS	PAG.
Anexo A Diagrama Unifilar de la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.	155
Anexo B Diagrama Unifilar de la Subestación Chorrera.	156
Anexo C Area de Influencia de la Subestación Chorrera.	157
Anexo D Area de Influencia de las Alimentadoras 1,2 y 3.	158
Anexo E.1 Diagrama Unifilar Alimentador 1.	159
Anexo E.2 Diagrama Unifilar Alimentador 2.	160
Anexo E.3 Diagrama Unifilar Alimentador 3 - Urbano.	161
Anexo E.4 Diagrama Unifilar Alimentador 3 – Rural.	162
Anexo F.1 Diagrama Unifilar para Coordinación de Fusibles Alimentador 1.	163
Anexo F.2 Diagrama Unifilar para Coordinación de Fusibles Alimentador 2.	164
Anexo F.3 Diagrama Unifilar para Coordinación de Fusibles Alimentador 3 Urbano	165
Anexo F.4 Diagrama Unifilar para Coordinación de Fusibles Alimentador 3 Rural.	166
Anexo G Formato para el Registro de Interrupciones EMELRIOS C.A.	167
Anexo H Interrupciones Mayores a 3 minutos	168
Anexo I.1 Diagrama Unifilar para Cálculo de Confiabilidad Alimentador 1.	178
Anexo I.2 Diagrama Unifilar para Cálculo de Confiabilidad Alimentador 2.	179
Anexo I.3 Diagrama Unifilar para Cálculo de Confiabilidad Alimentador 3 Urbano.	180
Anexo I.4 Diagrama Unifilar para Cálculo de Confiabilidad Alimentador 3 Rural.	181
Anexo J Cálculo de Tasas de Falla por Troncal Principal y Ramales.	182
Anexo K.1 Cálculos de Parámetros (λ_s , μ_s , r_s) para Alimentador 1.	188
Anexo K.2 Cálculos de Parámetros (λ_s , μ_s , r_s) para Alimentador 2.	189
Anexo K.3 Cálculos de Parámetros (λ_s , μ_s , r_s) para Alimentador 3.	190
Anexo L.1 Cálculo de Indices ENS, AENS, Alimentador 1.	192
Anexo L.2 Cálculo de Indices ENS, AENS, Alimentador 2	193
Anexo L.3 Cálculo de Indices ENS, AENS, Alimentador 3.	194
Anexo M.1 Tabla de Resultado para Corrientes de Falla Alimentador 1.	197
Anexo M.2 Tabla de Resultado para Corrientes de Falla Alimentador 2.	200
Anexo M.3 Tabla de Resultado para Corrientes de Falla Alimentadores 3.	203
Anexo N.1 Alimentador 1 Corto circuito.	205
Anexo N.2 Alimentador 2 Corto circuito.	206
Anexo N.3 Alimentador 3 Urbano Corto circuito.	207
Anexo N.4 Alimentador 3 Rural Corto circuito.	208

ABREVIATURAS**A**

A1, Ali1 Alimentador 1.

A2, Ali2 Alimentador 2.

A3, Ali3 Alimentador 3.

A3U Alimentador 3 Urbano.

A3R Alimentador 3 Rural.

AENS Indice de corte de carga promedio del sistema o energía promedio no suplida.

ANSI American National Standards Institute.

ASAI Indice de la disponibilidad promedio de servicio.

ASUI Indice de indisponibilidad promedio del servicio.

C

CONELC Consejo Nacional de Electrificación.

CAIDI Indice de la duración de la interrupción promedio del consumidor.

CAIFI Indice de frecuencia de interrupción promedio de consumidor.

CEARE Centro de estudios de la actividad regulatoria energética de Argentina.

E

EI Edison Electric Institute.

EMELRIOS Empresa Eléctrica Los Ríos.

ENRE ente regulador energético de Argentina.

ENS Indice de energía total no suplida.

F

FMIK Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado.

I

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers.

O

OMS Gestión de Interrupciones del Servicio (Outage Management System).

T

CT Transformadores de corriente.

TN Tiempo de notificación.

TPC Tiempo de preparación de la cuadrilla.

TRC Tiempo de reparación o reemplazo del componente.

TTIK Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado.

TUF Tiempo de ubicación de la falla.

TVS Tiempo de viaje al switch.

S

SAIDI Índice de la duración de la interrupción promedio del sistema.

SAIFI Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.

INTRODUCCION

La industria eléctrica en el mundo ha tenido un desarrollo importante desde el invento de la lámpara eléctrica en 1879 por Thomas Alva Edison, hasta la aparición de las computadoras en la década de los 50's y todas las variantes que han habido en los inicios del siglo XXI. En el año de 1882, se puede decir que se dio inicio a la conformación de los sistemas eléctricos, Thomas Alva Edison puso en servicio la primera Central Eléctrica en Lower, Manhattan, y en ese mismo año, en Londres, Inglaterra, se puso en servicio, el primer Sistema de Suministro de Energía Eléctrica Pública.

Uno de los componentes más importantes de los sistemas eléctricos, ya sea que pertenezcan a empresas privadas o estatales, es el sistema de distribución.

En todos los casos la energía que vende cualquier compañía pasa por su sistema de distribución, siendo por ello importante el buen diseño y enfoque de tales sistemas. Estos pueden variar desde una simple línea aérea que conecte un generador con un

solo consumidor, hasta un sistema malla o de red automática que alimente la zona más importante de una ciudad.

Las empresas eléctricas de distribución en Ecuador, están reguladas por el CONELEC, en varios aspectos, uno de ellos y de vital importancia; tanto para los proveedores como para los consumidores de energía es la Regulación No. CONELEC-004/01. La misma que trata la Calidad del Servicio Eléctrico del Sistema de Distribución

En el presente trabajo se analizará, se describirá todo el diseño del Sistema de Distribución Primario de la Subestación Chorrera de la Empresa Eléctrica de Los Ríos C. A., mediante el análisis de la frecuencia y duración de las interrupciones del servicio eléctrico. El objetivo es diseñar un Sistema de Distribución Primario de la Subestación Chorrera basado en la Calidad del Servicio que sea de mayor confiabilidad que el actual.

CAPITULO 1

DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO

1.1.- AREA DE INFLUENCIA.

La empresa EMELRIOS C.A., tiene como función básica la de comercializar y distribuir la energía eléctrica a los cantones de Babahoyo, San Juan, Puebloviejo, Ventanas, Vinces, Montalvo ubicados en la provincia de Los Ríos; y también al cantón de Jujan perteneciente a la provincia del Guayas.

La empresa esta conformada por las siguientes subestaciones:

S/E Chorrera 23923 m².

S/E Cedege 1056 m².

S/E San Juan 1178,10 m².

S/E Puebloviejo 1350 m².

S/E Ventanas 2417,40 m².

S/E Vinces 13344,80 m².

S/E Centro Industrial 1155 m².

S/E Terminal Terrestre 1866.43 m².

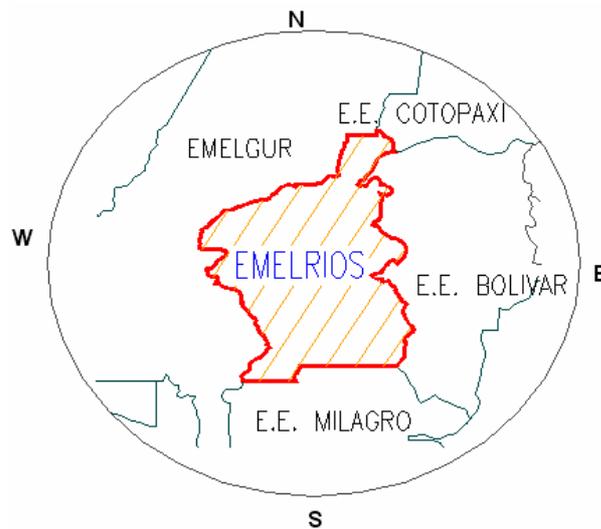


Gráfico 1.1 Área de Influencia de la Subestación Chorrera

En el Anexo A, se muestra el diagrama unifilar de la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A., con todas las subestaciones.

1.2.- SUBESTACION CHORRERA.

El sistema eléctrico de distribución de la Subestación Chorrera es un sistema radial simple, la misma que esta ubicada vía Babahoyo - Quevedo 1.5 Km. margen derecho acceso lastrado de 900 m. Esta subestación tiene una capacidad instalada de 10 MVA, y un valor de reactancia de $X = 5.6\%$. El nivel de voltaje de 69 kV es reducido a 13.8 kV a través del transformador de potencia de marca OSAKA modelo TLUN-7049 serie 339407 con las siguientes características técnicas:

TRANSFORMADOR DE POTENCIA					
Tipo TLUN 7046		No. N 339407	Año de Constr. 1982		Marca: OSAKA
P. Nom. 10-12.5MVA		Clase T.P.	Um 72,5/13,97 KV		AC 140/34 KV
Grupo de Conex. YYD		Servicio Continuo	Frecuencia 60 HZ.		Clase de Refrig. ONAN/ ONAF
Posición	Tensión		Corriente		Tensión de C.C.
1	72450		79,7 / 99,6		LI 350 / 110 KV
2	69000	13800	83,7 / 105	418 / 523	
3	65550		88,1 / 110		Temp. Amb max 40°C
Devanado de compensación			Corriente de cortocircuito		Dur. Max. CC 2seg
Depósito de expansión resistente al vacío.			Peso Total 27,2 t.		Peso aceite 5,6 t
Números de fases 3			Peso a desencubar 15,1 t.		Peso de Trans. 27,2 t

Tabla 1.1 Datos de placa del Transformador de la Subestación Chorrera

La protección a nivel de 69 kV esta dada por fusibles de 250 A Tipo E. Además se tiene un medidor electrónico cuyas características se muestra en la tabla 1.2, este medidor tiene la capacidad de tomar y registrar 15 lecturas; este medidor pertenece a Transelectric S.A.

Medidor 69 kV	
Power Measurement	
IUN Technology	Type 800
Multifuction Watthour	
Varhour Meter	

Tabla 1.2 Medidor Electrónico 69 kV

En el cuadrante de 13.8 kV la Subestación Chorrera consta de los siguientes equipos: 3 interruptores tripolar tipo VAC -25.8-12.5, compuestos de dos compartimentos básicos el uno para altos voltajes conectados al circuito primario e interruptores al vacío y el otro compartimento para los mecanismos de operación y control. Un

reconectador tipo RX, enfriado en aceite, con un voltaje nominal de 14.4 kV, para una máxima corriente continua de 560 A., y con un máximo rango de interrupción de 10000 A a voltaje nominal. Además de medidores electrónicos Marca Schlumberger tipo SL320 que tiene la capacidad de tomar y registrar 15 lecturas diferentes (potencia reactiva, activa, voltaje, corriente, frecuencia, factor de potencia, etc.).

En el área física de la subestación, se encuentra 1 Autotransformador 3Φ , 40/53/66 MVA que pertenece a la Empresa Transelectric S.A., su función es reducir el voltaje de 138/69 kV, dicho autotransformador tiene incorporado un regulador de Voltaje Bajo Carga (LTC), para atender el crecimiento de la demanda.

Existen 3 seccionalizadores tripolar marca RUHRTAL con un voltaje de operación de 72.5 kV, corriente de operación de 1250 A, y una capacidad de interrupción de 25 kA.

Los relés de sobre corriente conectados a los alimentadores son marca General Electric, estos son los encargados de dar la orden de disparo para que operen los interruptores de vacío cuando se presenten condiciones anormales en el sistema. Las características de estos relés se muestran en las tablas 1.3 y 1.4.

General Electric	
Time Overcurrent Relay	
Model IAC53B104A	
Inverse time 4/16	Type IAC
Inst.unit 20/80	Frec: 60Hz
Nº 111850	
Tap: 4 – 16	TD: 1 – 6

Tabla 1.3 Rele Sobrecorriente (Fase)

General Electric

Time Overcurrent Relay	
IAC53B10A	
Inverse time 0,5/2	Type IAC
Inst.unit 4/16	Frec: 60Hz
Tap: 0,5 – 2	TD: 1 – 7

Tabla 1.4 Relé Sobrecorriente (Tierra)

Además existe medidor de frecuencia cuya característica se muestra en la tabla 1.5

Circuit Shield Frequency Relay	
ABB Power T & D Company	
TYPE 81	I.B. 7417 – 5
Cat 422C1276	Cout 48/125 dac
Measure 120V - 60Hz	

Tabla 1.5 Relé de Frecuencia



Gráfico 1.2 Patio de la Subestación Chorrera

En los Anexos B y C, se muestran el diagrama unifilar y el área de influencia de la Subestación Chorrera respectivamente.

1.3.- ALIMENTADORAS.

La Subestación Chorrera tiene cuatro Alimentadores conectados a la barra de 13.8kV, los alimentadores abarcan zonas urbanas y rurales del cantón Babahoyo.

En el Anexo D, se muestra el área de influencia de los alimentadores 1, 2 y 3.

Alimentador	Longitud trifásica en Km.	Longitud dos fases en Km.	Longitud monofásica en Km.	# de Consumidores	Capacidad instalada en kVA	Sector de Influencia
1	8,9126	-----	6,049	4126	4665	Juan X Marcos
2	6,154	-----	3,127	2811	5120	Barreiro
3	57,883	4,114	196,942	5930	7574,5	El Salto, Baba, San Juan

Tabla 1.6 Información de los Alimentadores

Los alimentadores 3 y 4 tiene una particularidad, estos alimentadores están conectados a un solo interruptor; es decir, se encuentra un by pass entre estos dos alimentadores, porque hace algunos años el interruptor del Alimentador 4 se dañó y aún no se ha podido arreglar y por tal motivo se hizo este arreglo entre estos dos alimentadores.

En los Anexos E.1, E.2, E.3, E.4 se muestran los diagramas unifilares de los Alimentadores 1,2 y 3(urbano, rural) respectivamente.

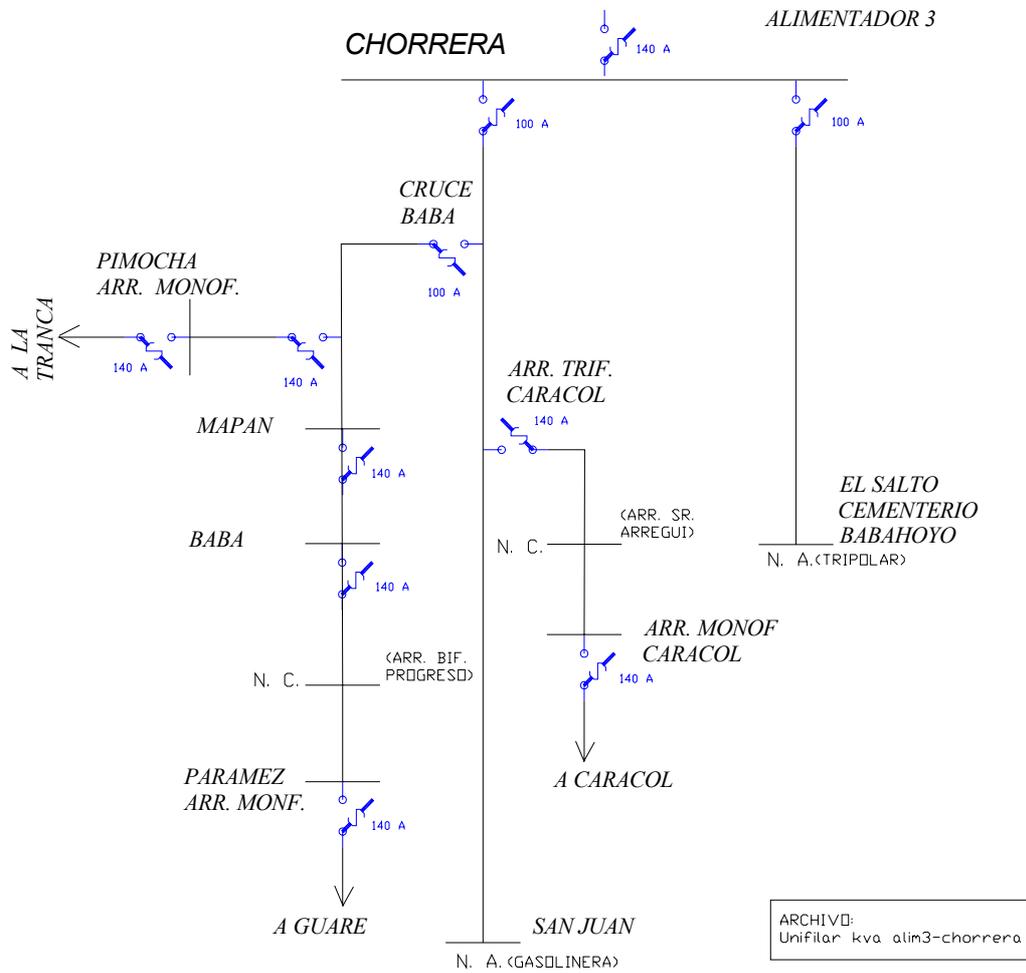


Gráfico 1.3 Diagrama Unifilar Alimentador 3

Existen varios tipos de conductores en cada uno de los alimentadores y sus características mostramos a continuación en las siguientes tablas:

ALIMENTADOR 1				
NOMBRE DEL CONDUCTOR	4/0 ASCR	2/0 ACSR	2 ACSR	1/0 ACSR
RESISTENCIA EN OHM/1000 PIES A 50°C	3,200E-06	2,347E-06	1,402E-06	2,164E-06
RADIO GEOMETRICO EN PIES	0,2697	0,4268	0,8501	0,5358

Tabla 1.7 Características de los Conductores del Alimentador 1

ALIMENTADOR 2						
NOMBRE DEL CONDUCTOR	4/0 ASCR	2/0 ACSR	2 ACSR	1/0 ACSR	4 ACSR	3/0 ACSR
RESISTENCIA EN OHM/1000 PIES A 50°C	3,200E-06	2,35E-06	1,40E-06	2,16E-06	1,01E-06	2,74E-06
RADIO GEOMETRICO EN PIES	0,2697	0,4268	0,8501	0,5358	1,3514	0,3392

Tabla 1.8 Características de los Conductores del Alimentador 2

ALIMENTADOR 3						
NOMBRE DEL CONDUCTOR	4/0 ASCR	2/0 ACSR	2 ACSR	1/0 ACSR	4 ACSR	3/0 ACSR
RESISTENCIA EN OHM/1000 PIES A 50°C	3,200E-06	2,35E-06	1,40E-06	2,16E-06	1,01E-06	2,74E-06
RADIO GEOMETRICO EN PIES	0,2697	0,4268	0,8501	0,5358	1,3514	0,3392

Tabla 1.9 Características de los Conductores del Alimentador 3

1.3.1 Capacidad Térmica de los Conductores.

Cuando circula corriente por un conductor se produce un calentamiento del mismo (debido fundamentalmente a la pérdida de energía en forma de calor o efecto Joule), aumentando su temperatura hasta que llega al equilibrio térmico cuando todo el calor producido es cedido al exterior.

La temperatura de equilibrio térmico es directamente proporcional al volumen del conductor y al cuadrado de la densidad de corriente δ (relación entre la intensidad I que circula por el conductor y su sección s , $\delta=I/s$), dependiendo de las condiciones de enfriamiento.

Para mantener una determinada temperatura, la densidad de corriente admisible debe disminuir al aumentar la sección del conductor. En los conductores desnudos o sin aislamiento utilizados en líneas aéreas, la temperatura límite viene fijado por la constancia de las características mecánicas del conductor.

Cuando la temperatura ambiente o las condiciones de la instalación no coinciden con las tablas de Corriente vs. Temperatura utilizada para determinar la capacidad de corriente, las tablas se encuentran en Aluminum Electrical Conductor Handbook (Pág. 3-25,3-26); donde se utilizan unos factores de corrección.

El cálculo según este criterio puede efectuarse de dos formas:

- 1) Cálculo preliminar.- Para calcular la sección del conductor necesaria para que por él circule una determinada intensidad de corriente (carga de la instalación), se divide esta intensidad por los factores de corrección necesarios y con el valor resultante se elige en las tablas que se encuentran en el libro mencionado anteriormente, la sección que admita una intensidad igual o superior.
- 2) Cálculo de comprobación.- Escogida una sección, para determinar la intensidad admisible, se escoge en las tablas la intensidad correspondiente a esa sección y se multiplica este valor por los coeficientes de corrección necesarios. el valor resultante es la intensidad admisible en las condiciones de la instalación.

Nosotros utilizaremos el segundo cálculo, puesto que ya tenemos los conductores instalados en la red. Además de comprobar si cumplen con los resultados la intensidad admisible de los conductores instalados en todos los alimentadores de la Subestación Chorrera.

Existen varios factores importantes que afectan la capacidad para una temperatura dada los cuales son:

- Velocidad del viento.
- Emisividad de la superficie del conductor.
- Presión atmosférica (afecta la capacidad con la altura).
- Temperatura ambiente.

Se desprecia el calor que entra por efecto del sol.

Para nuestro caso asumimos una temperatura ambiente de 40° C, la temperatura máxima de operación para conductores desnudos tensados está entre 70° C y 80° C, y en casos extremos 100° C; en nuestro caso asumiremos 75° C, por lo que tendremos una variación de 35° C.

El factor de emisividad en la superficie de los conductores de aluminio depende del grado de oxidación y decoloración de la superficie, su dureza y su cableado.

Una superficie no radiante perfecta tiene una emisividad de 0, y un cuerpo que radia todo el calor tiene una emisividad de 1. Conductores nuevos instalados tienen una emisividad de 0.23 y pueden llegar a ser 0.90 después de varios años de uso.

A continuación en la siguiente tabla, se muestran las intensidades admisibles permitidas para los conductores de cada uno de los alimentadores de la Subestación Chorrera a una temperatura ambiente de 40 °C y con una variación de temperatura de 35 °C.

Conductor	Capacidad Térmica (Amp)	
	Sin viento	Con Viento
4/0 ACSR	225	340
3/0 ACSR	196	285
2/0 ACSR	164	250
1/0 ACSR	142	220
4 ACSR	78	123
2 ACSR	108	160

Tabla 1.10 Corrientes Admisibles en los Conductores con Viento y sin Viento

1.4.- TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION.

Los alimentadores tienen transformadores tipo convencional y autoprotegido (1 ϕ) de diferentes capacidades de 5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100 kVA; y, transformadores (3 ϕ) con capacidades de 45, 75, 100, 112.5, 168, 300 kVA. Los transformadores autoprotegidos son los que tienen incorporados, desde su etapa de diseño y fabricación, los elementos de protección contra sobre tensiones, sobrecargas y elementos para aislarlo de la red en caso de falla.

Los transformadores en su totalidad son de dos marcas diferentes ECUATRAN e INATRA. Estos transformadores son autoenfriados, sumergidos en aceite aptos para trabajar con una variación de temperatura de 65° C. sobre la del ambiente de 30° C y cumplen las normas de transformadores ANSI C-57-12.

ALIMENTADOR 1												
	TRANSFORMADORES 1Ø								TRANSFORMADORES 3Ø			
CAPACIDAD (kVA)	5	10	15	25	38	50	75	100	45	75	168	300
FASE R	1	3	2	5	6	19	3	1	4	2	1	1
FASE S	0	3	6	8	2	12	0	1				
FASE T	1	4	6	7	1	8	3	1				

Tabla 1.11 Capacidad y Números de Transformadores del Alimentador 1

ALIMENTADOR 2												
	TRANSFORMADORES 1Ø								TRANSFORMADORES 3Ø			
CAPACIDAD (kVA)	10	15	25	38	50	75	100	45	75	100	113	150
FASE R	1	2	4	4	17	2	0	3	2	2	2	1
FASE S	2	1	2	2	3	3	0	3				
FASE T	2	6	11	7	14	7	2	3				

Tabla 1.12 Capacidad y Números de Transformadores del Alimentador 2

ALIMENTADOR 3												
	TRANSFORMADORES 1Ø								TRANSFORMADORES 3Ø			
CAPACIDAD (kVA)	3	5	10	15	25	38	50	75	100	30	100	250
FASE R	4	17	76	62	32	5	5	2	1	1	2	1
FASE S	4	11	51	32	23	2	2	0	0			
FASE T	1	11	30	30	23	4	8	1	0			

Tabla 1.13 Capacidad y Números de Transformadores del Alimentador 3

1.5.- CAPACITORES/REGULADORES DE VOLTAJE.

Los alimentadores de la Subestación Chorrera no tienen reguladores de voltaje, el Alimentador 1 tiene 2 bancos de capacitores de 200 Kvar por cada fase ubicados a lo largo del troncal, en el Colegio Espejo a una distancia de 4.95 Km y el segundo se encuentra en la píladora Inecita ubicado a 5.65 Km; el Alimentador 2 tiene 1 banco de capacitores de 200 Kvar por fase, ubicado a la salida de la central de Emelrios a 3.65Km, el Alimentador 3 que tiene como área de influencia la zona rural, tiene 1 banco de capacitores de 200 Kvar por cada fase, ubicado a 13 Km desde la Subestación.

Los bancos de capacitores se usan para compensar la potencia reactiva y reducir las pérdidas en el sistema de distribución.

Capacitores DYNA VAC	
Westinghouse to Brasil	
Modelo	Mark VIII
Potencia	200 kVAR
Voltaje	7960 V
Nivel aislamiento	12,5 kV
Frecuencia	60 Hz

Tabla 1.14 Información de Capacitores

1.6.- CARGAS.

Cuando se planea un sistema de distribución se tiene libertad en la selección de muchos factores que intervienen en el diseño del sistema, pero no la tiene en uno de los más importantes: la carga, ya que ésta no queda dentro del entorno del sistema de distribución, siendo definitivamente la más importante y decisiva variable exógena tanto para el diseño como en la operación del sistema.

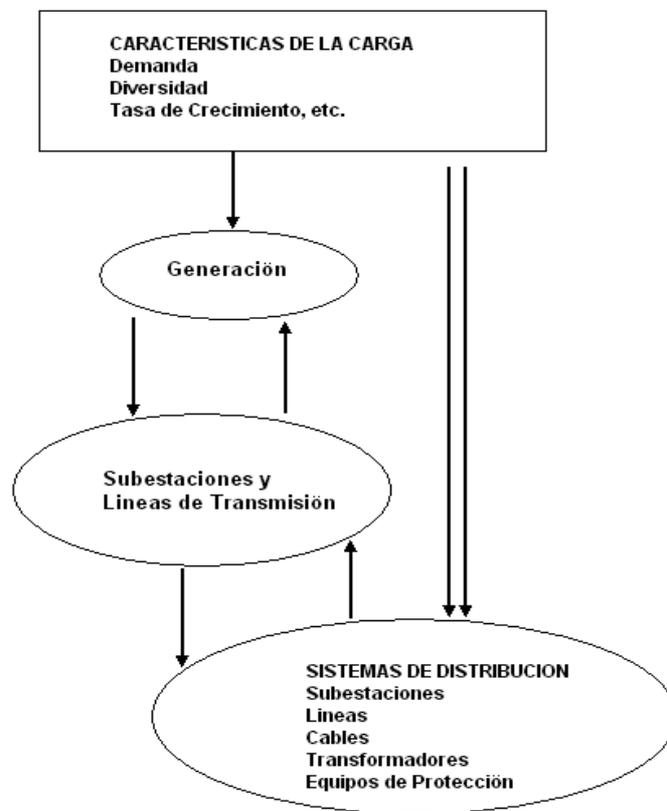


Grafico 1.4 Flujograma de las Características de la Carga

Las características de la carga influyen en los sistemas de potencia y distribución, mas no a la inversa.

1.6.1.- Máxima Carga

A continuación presentamos la tabla 1.15, datos que corresponden a los consumos en (MW) por cada alimentador del día Miércoles 04 de Mayo del 2005; la tabla 1.17, equivale a los consumos del día Miércoles 03 de Mayo del año 2006 estos representan respectivamente al día de mayor demanda de la Subestación Chorrera.

En este mes en particular, el sector agrícola comienza con el tratamiento industrial a todos los sembríos de ciclo corto especialmente arroz, que se encuentran bajo la influencia de la Subestación Chorrera.

SUBESTACION CHORRERA AÑO 2005 (MW)				
Horas	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3	Total
01h00	1,64	1,24	2,21	5,09
02h00	1,56	1,23	2,08	4,87
03h00	1,55	1,21	1,88	4,64
04h00	1,52	1,19	1,77	4,48
05h00	1,52	1,18	2,03	4,73
06h00	1,69	1,23	2,59	5,51
07h00	1,77	1,38	2,32	5,47
08h00	1,8	1,48	2,08	5,36
09h00	1,93	1,86	2,18	5,97
10h00	2,02	2,08	2,3	6,40
11h00	2,15	2,2	2,31	6,66
12h00	2,04	2,19	2,65	6,88
13h00	2,12	2,17	2,64	6,93
14h00	2,14	2,19	2,65	6,98
15h00	2,4	2,45	2,71	7,56
16h00	2,29	2,5	2,66	7,45
17h00	2,07	2,31	2,39	6,77
18h00	2,03	2,17	2,71	6,91
18h30	2,39	2,38	3,53	8,30
19h00	2,71	2,38	4,12	9,21
19h30	2,76	2,35	3,98	9,09
20h00	2,76	2,38	3,82	8,96
20h30	2,73	2,22	3,46	8,41
21h00	2,74	2,18	3,3	8,22

22h00	2,54	1,96	2,82	7,32
23h00	2,28	1,72	2,43	6,43
24h00	1,84	1,5	2,12	5,46

Tabla 1.15 Consumo Diario en (MW) por cada Alimentador Año 2005

En la tabla 1.16, se calculan los diferentes valores de demanda máxima, demanda mínima, factor de carga y la energía consumida al final del día por cada alimentadora para el año 2005.

Alimentadores	1	2	3	Total
Demanda Máx. (MW)	2,76	2,50	4,12	9,21
Demanda Min (MW)	1,52	1,18	1,77	4,48
Demanda Prom. (MW)	2,05	1,85	2,53	6,43
Fc.	0,74	0,74	0,61	0,70
Energía (MW-h)	49,11	44,38	60,77	154,26

Tabla 1.16 Energía Calculada por cada Alimentador Año 2005

SUBESTACION CHORRERA AÑO 2006 (MW)				
Horas	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3	Total
01h00	1,84	1,33	2,01	5,18
02h00	1,72	1,28	2,01	5,01
03h00	1,59	2,24	2,02	5,85
04h00	1,56	1,22	2	4,78
05h00	1,54	1,2	1,98	4,72
06h00	1,61	1,22	2,37	5,20
07h00	1,67	1,25	2,3	5,22
08h00	1,52	1,58	2,09	5,19
09h00	1,63	2,09		3,72
10h00	2	2,31		4,31
11h00	2,19	2,33	2,6	7,12
12h00	2,3	2,38	2,57	7,25
13h00	2,3	2,29	2,47	7,06
14h00	2,42	2,44	3	7,86
15h00	2,41	2,54	3,21	8,16
16h00	2,4	2,51	3,1	8,01
17h00	2,43	2,47	3	7,90

18h00	2,58	2,8	3,28	8,66
18h30	2,78	2,47	3,81	9,06
19h00	3,05	2,4	4,44	9,89
19h30	3,11	3,34	4,22	10,67
20h00	3,05	2,28	4,07	9,40
20h30	3,03	2,23	3,88	9,14
21h00	2,98	2,19	3,7	8,87
22h00	2,89	2,03	2,99	7,91
23h00	2,56	1,78	2,65	6,99
24h00	2,1	1,58	2,33	6,01

Tabla 1.17 Consumo Diario en (MW) por cada Alimentador Año 2006

En la tabla 1.18, se calculan los diferentes valores de demanda máxima, demanda mínima, factor de carga y la energía consumida al final del día por cada alimentador para el año 2006.

Alimentadores	1	2	3	Total
Demanda Max (MW)	3,11	3,34	4,44	9,89
Demanda Min (MW)	1,52	1,20	1,98	3,72
Demanda Prom. (MW)	2,18	1,99	2,51	6,68
Fc.	0,72	0,71	0,56	0,68
Energía (MW-h)	37,42	33,92	34,00	108,22

Tabla 1.18 Energía Calculada por cada Alimentador Año 2006

Determinamos las curvas de carga diaria por cada alimentador correspondientes al día de mayor demanda de los años 2005 y 2006.

En la curva de carga diaria de la Subestación Chorrera, haciendo la comparación entre las demandas promedios respectivas tenemos un 6,9 % de crecimiento de un año a otro.

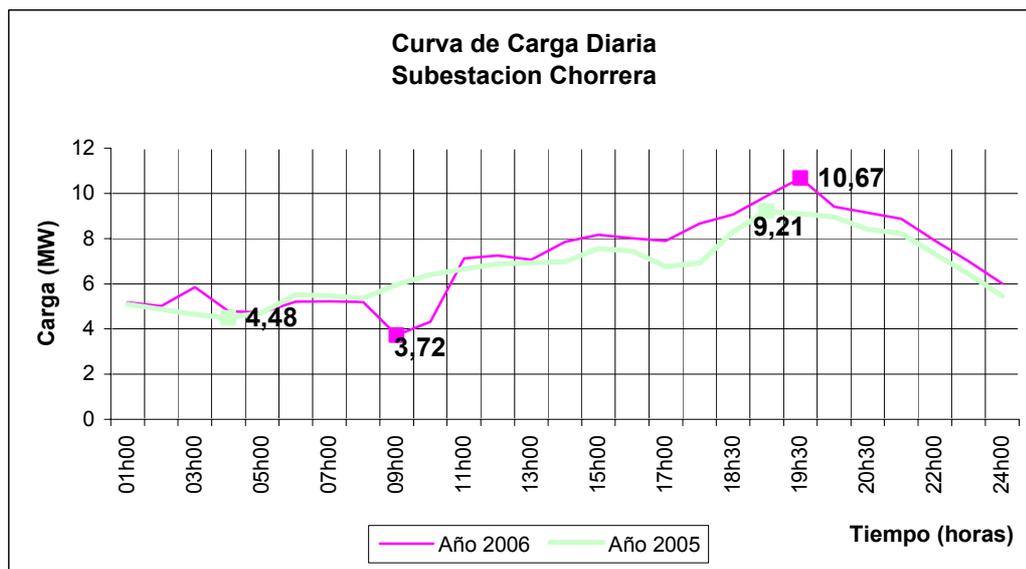


Grafico 1.5 Curva Diaria de Carga de la Subestación Chorrera

La curva de carga diaria del Alimentador 1, la demanda promedio ha crecido en un 6% para el año 2006; las demandas mínimas son coincidentes.

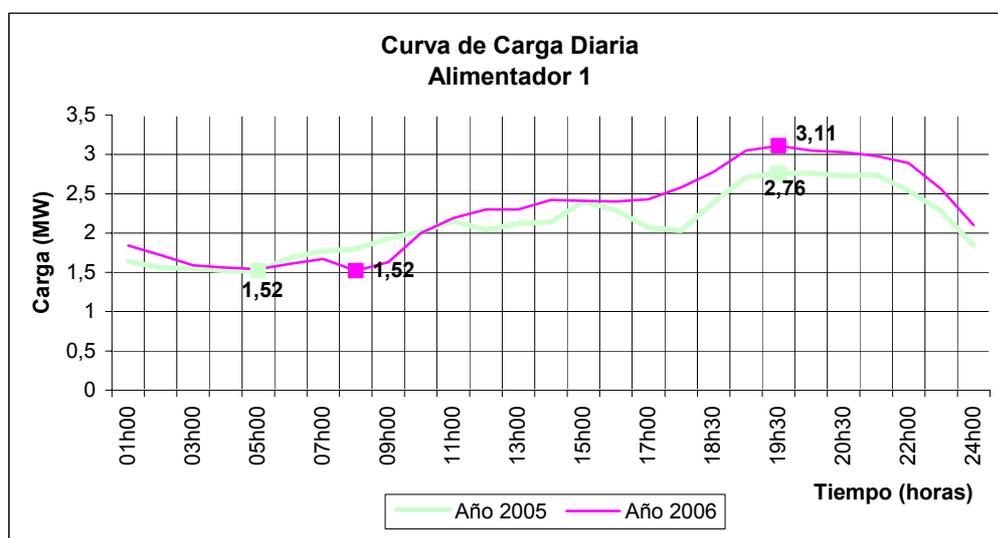


Gráfico 1.6 Curva Diaria de Carga del Alimentador 1

La curva de carga diaria del Alimentador 2, en donde la demanda promedio ha crecido en 7.5% para el año 2006.

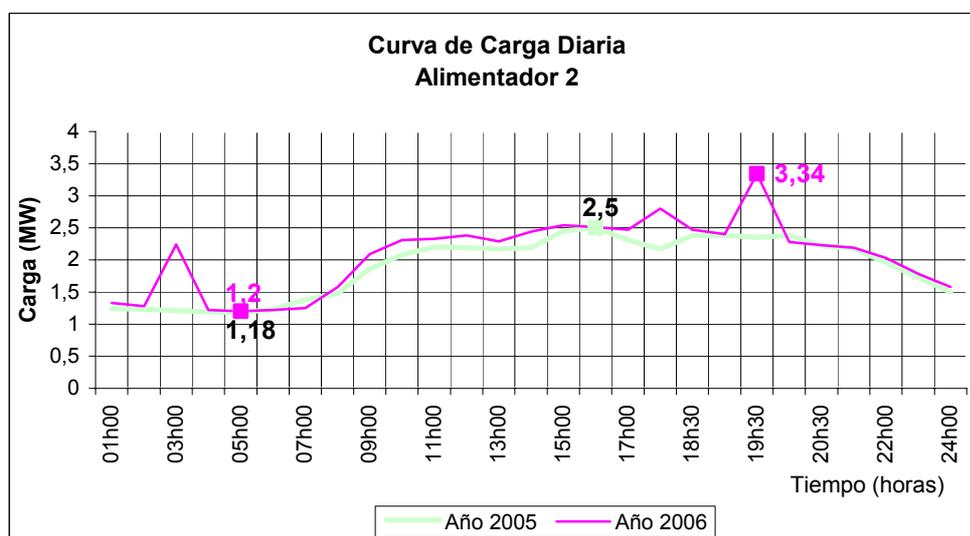


Gráfico 1.7 Curva Diaria de Carga del Alimentador 2

La curva de carga diaria del Alimentador 3, para el año 2006, notamos en el gráfico 1.8 que existió una interrupción con un periodo de dos horas aproximadamente, en donde la demanda promedio del año 2005 fue 2,53 MW., y la demanda promedio del año 2006 es de 2,51 MW.

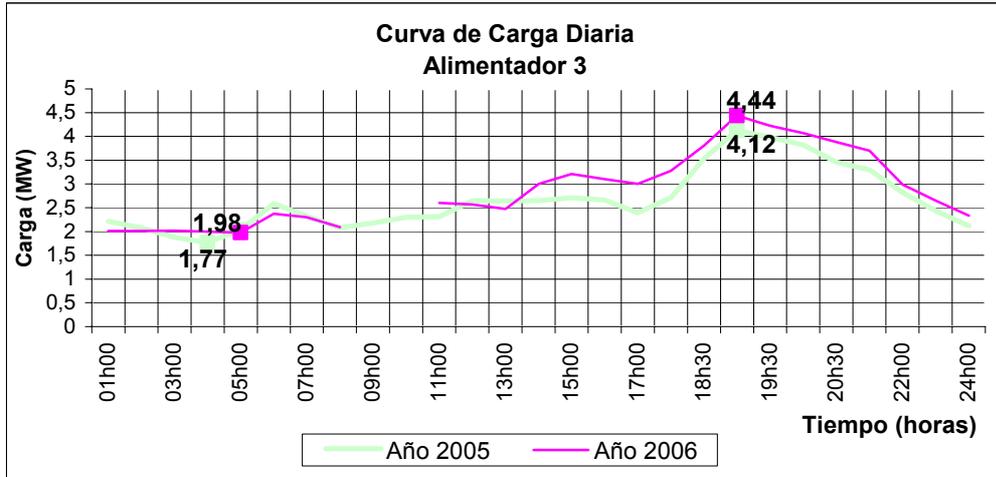


Gráfico 1.8 Curva Diaria de Carga del Alimentador 3

Comparación de las curvas de carga diarias de cada Alimentador para el año 2005

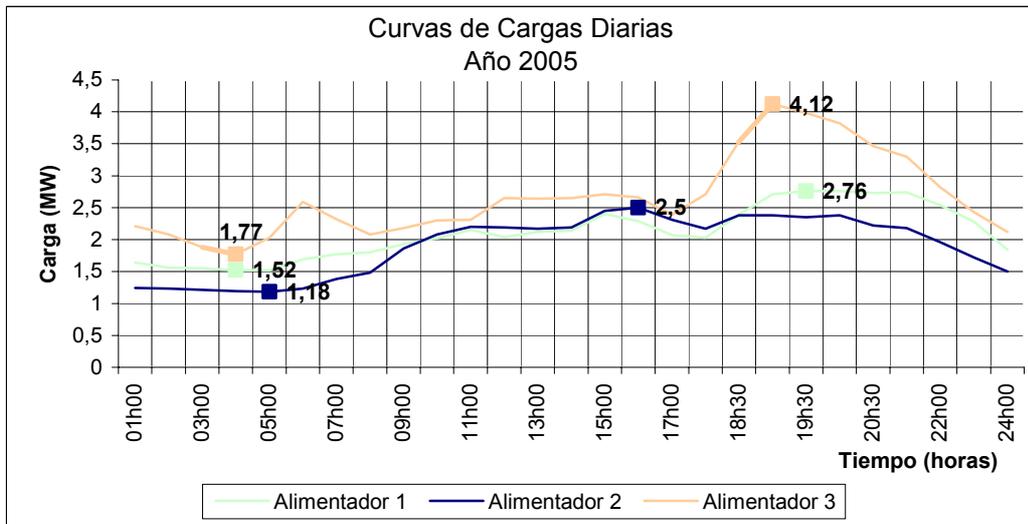


Gráfico 1.9 Comparación de Curvas de Carga para el Año 2005

Comparación de las curvas de carga diarias de cada alimentador para el año 2006:

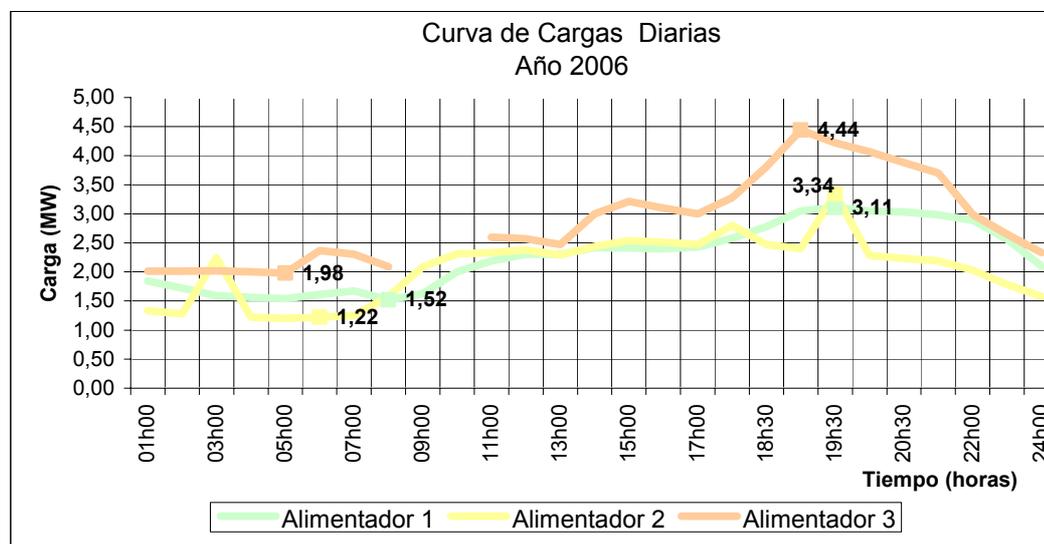


Gráfico 1.10 Comparación de Curvas de Carga para el Año 2006

En los gráficos 1.9 y 1.10 notamos, que la curva de carga diaria del Alimentador 1 y 2 son similares, llegando a coincidir en unos puntos, esto se debe, a que tienen el mismo tipo de carga urbana y su consumo de energía está por el mismo orden; la curva del Alimentador 3, está por encima de las curvas de los Alimentadores 1 y 2; esto demuestra claramente que se trata de otro tipo de carga, en este caso carga Rural.

1.6.2 Mínima Carga

En la tabla 1.19, se presentan los datos que corresponden, a los consumos en (MW) por cada alimentador del día Domingo 28 de Agosto del 2005; la tabla 1.21, equivale a los consumos del día Domingo 27 de Agosto del 2006, estos representan respectivamente al día de menor demanda de la Subestación Chorrera.

SUBESTACION CHORRERA AÑO 2005 (MW)				
Horas	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3	Total
01h00	1,31	1,14	1,22	3,67
02h00	1,29	1,08	1,19	3,56
03h00	1,28	0,99	1,1	3,37
04h00	1,24	0,95	1,18	3,37
05h00	1,16	0,94	1,21	3,31
06h00	1,2	0,97	1,26	3,43
07h00	1,08	0,98	1,3	3,36
08h00	1,26	1,01	1,28	3,55
09h00	1,24	1,14	1,15	3,53
10h00	1,24	1,23	1,22	3,69
11h00	1,26	1,25	1,26	3,77
12h00	1,32	1,32	1,31	3,95
13h00	1,33	1,31	1,29	3,93
14h00	1,34	1,24	1,25	3,83
15h00	1,36	1,22	1,14	3,72
16h00	1,34	1,2	1,3	3,84
17h00	1,33	1,22	1,21	3,76
18h00	1,34	1,23	1,23	3,80
19h00	1,85	1,51	1,97	5,33
20h00	2,22	1,68	2,47	6,37
21h00	2,29	1,72	2,5	6,51
22h00	2,22	1,68	1,64	5,54
23h00	2,13	1,46	1,35	4,94
24h00	2,09	1,09	1,3	4,48

Tabla 1.19 Consumo Diario en (MW) por cada Alimentador Año 2005

En la tabla 1.20, se calculan los diferentes valores de demanda máxima, demanda mínima, factor de carga y la energía consumida al final del día por cada alimentador para el año 2005.

Alimentadores	1	2	3	Total
Demanda Max (MW)	2,29	1,72	2,5	6,51
Demanda Min (MW)	1,08	0,94	1,1	3,31
Demanda Prom. (MW)	1,49	1,23	1,39	4,11
Fc.	0,65	0,72	0,56	0,63
Energía (MW-h)	35,72	29,56	33,33	98,61

Tabla 1.20 Energía Calculada por cada Alimentador Año 2005

SUBESTACION CHORRERA AÑO 2006 (MW)				
Horas	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3	Total
01h00	1,41	1,2	2,02	4,63
02h00	1,36	1,11	1,94	4,41
03h00	1,3	1,05	1,88	4,23
04h00	1,25	1	1,86	4,11
05h00	1,25	1	1,89	4,14
06h00	1,28	1,04	2,09	4,41
07h00	1,17	0,94	2,29	4,40
08h00	1,24	1,06	2,29	4,59
09h00	1,29	1,28	2,31	4,88
10h00	1,33	1,41	2,43	5,17
11h00	1,34	1,46	2,55	5,35
12h00	1,4	1,49	2,33	5,22
13h00	1,38	1,41	2,18	4,97
14h00	1,32	1,34	1,93	4,59
15h00	1,29	1,25	1,91	4,45
16h00	1,3	1,23	2,53	5,06
17h00	1,41	1,22	3,1	5,73
18h00	1,64	1,4	3,45	6,49
19h00	1,91	1,55	3,22	6,68
20h00	2,07	1,63	3,23	6,93
21h00	2,14	1,68	2,69	6,51
22h00	1,84	1,45	2,19	5,48
23h00	1,59	1,24	1,86	4,69
24h00	1,39	1,1	1,6	4,09

Tabla 1.21 Consumo diario en (MW) por cada Alimentador Año 2006

En la tabla 1.22, se calculan los diferentes valores de demanda máxima, demanda mínima, factor de carga y la energía consumida al final del día por cada alimentadora para el año 2006.

Alimentadores	1	2	3	Total
Demanda Max (MW)	2,14	1,68	3,45	6,93
Demanda Min (MW)	1,17	0,94	1,6	4,09
Demanda Prom. (MW)	1,45	1,27	2,32	5,05
Fc.	0,68	0,76	0,67	0,73
Energía (MW-h)	34,9	30,54	55,77	121

Tabla 1.22 Energía Calculada por cada Alimentador Año 2005

Determinamos las curvas de carga diaria por cada alimentador correspondientes a día de menor demanda de los años 2005 y 2006.

La curva de carga diaria de la Subestación Chorrera, haciendo la comparación entre las demandas promedios respectivas tenemos un 22.87 % de crecimiento de un año a otro.

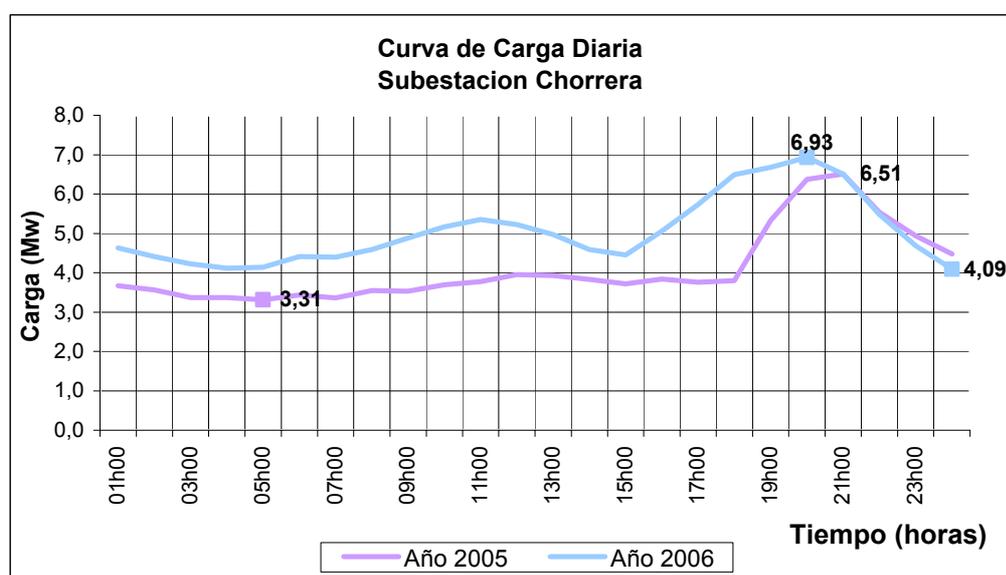


Gráfico 1.11 Curva Diaria de Carga de la Subestación Chorrera

La curva de carga diaria del Alimentador 1, la demanda promedio ha decrecido en un 2.68% para el 2006.

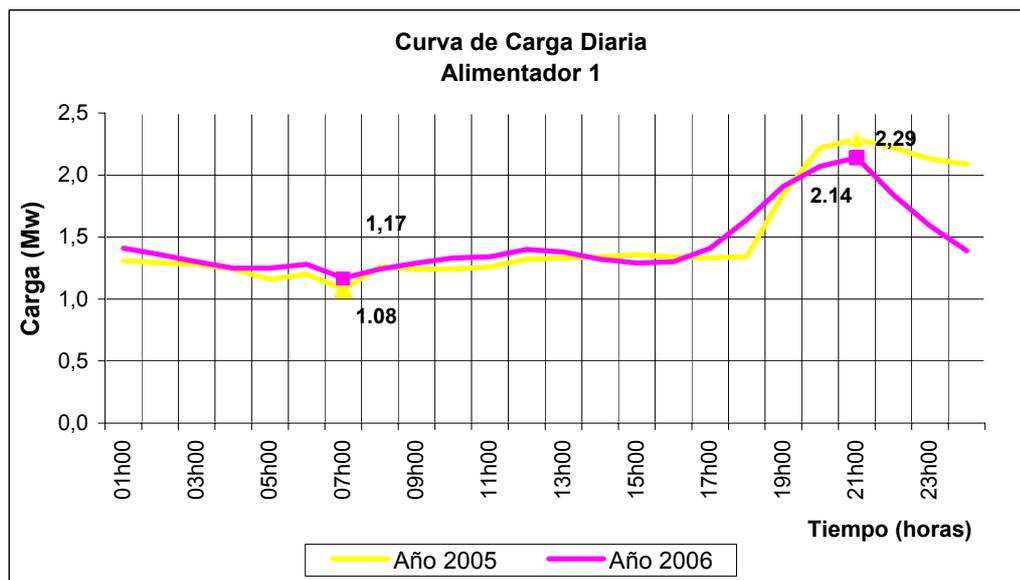


Gráfico 1.12 Curva Diaria de Carga del Alimentador 1

La Curva de carga diaria del Alimentador 2, en donde la demanda promedio ha crecido en 3.25% para el año 2006; las demandas mínimas son coincidentes.

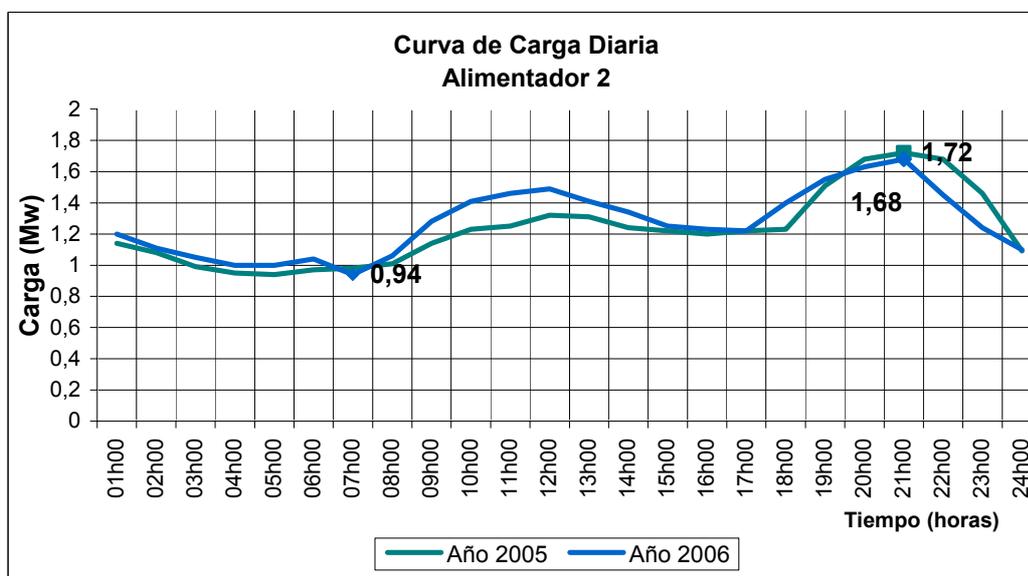


Gráfico 1.13 Curva Diaria de Carga del Alimentador 2

La curva de carga diaria del Alimentador 3, en donde la demanda promedio creció en un 66.9% para el año 2006.

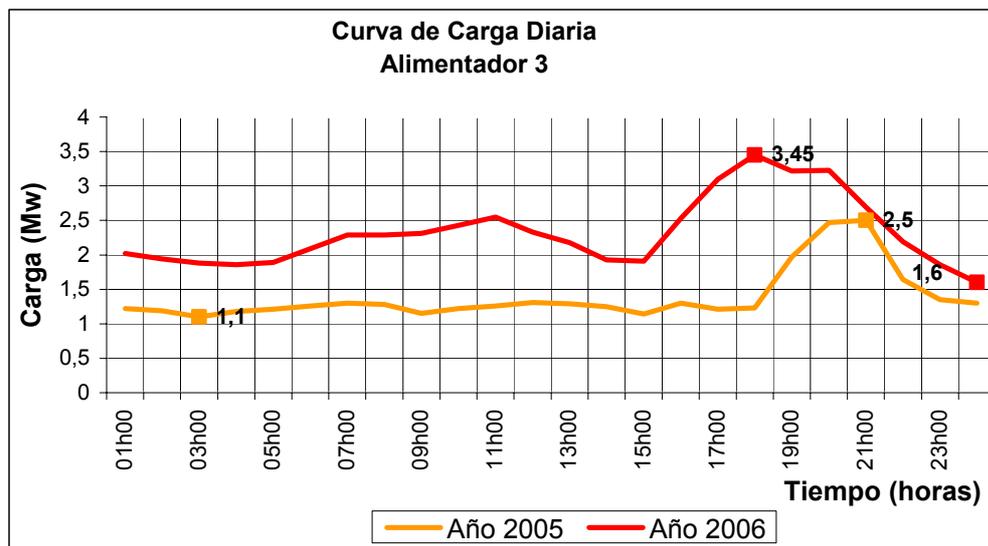


Gráfico 1.14 Curva Diaria de Carga del Alimentador 3

Comparación de curvas de cargas diaria de cada alimentador para el año 2005:

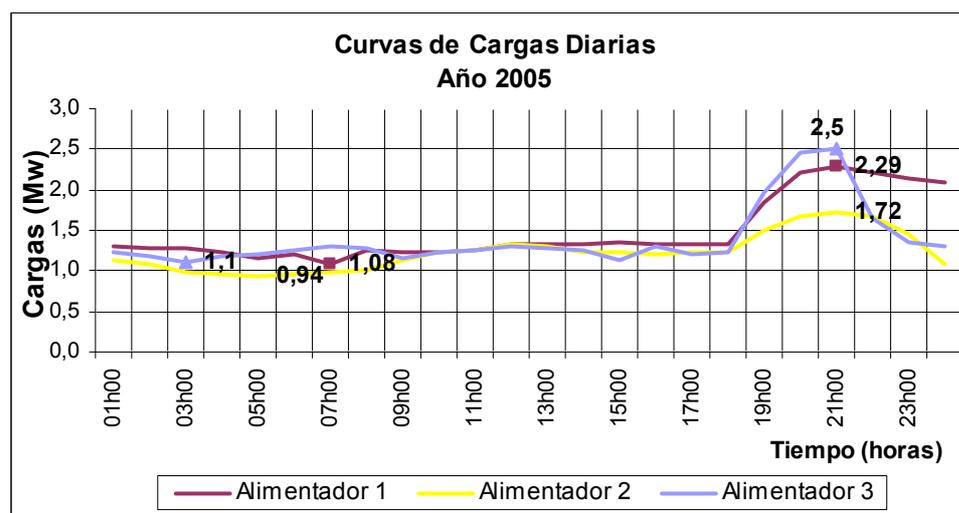


Gráfico 1.15 Comparación de Curvas de Carga para el Año 2005

Comparación de curvas de cargas diaria de cada alimentador para el año 2006:

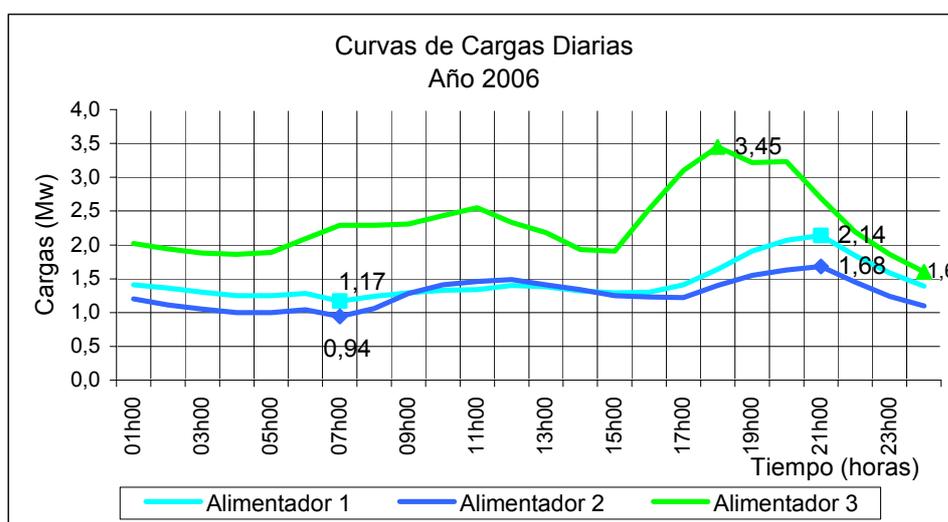


Gráfico 1.16 Comparación de Curvas de Carga para el Año 2006

CAPITULO II

ANÁLISIS DEL SISTEMA ELECTRICO ACTUAL

2.1.- CALCULO DE VOLTAJE

2.1.1 Análisis de la Variación de Voltaje en la Subestación Chorrera.

El cálculo de voltaje a lo largo de un alimentador se realiza con el objeto de obtener el voltaje que llega al consumidor, también se obtiene las corrientes de carga en cada uno de los ramales del alimentador, las misma que se utilizan para realizar la coordinación de los equipos de protección. El método que se utilizó para el cálculo es el “método escalera”; que consiste en calcular el voltaje y la corriente en cada punto de carga de acuerdo como se haya concentrado la misma, a lo largo de la troncal principal del alimentador; comenzando desde la subestación hasta el final del alimentador. El cálculo se realizó por cada una de las fases del alimentador.

Según la Regulación del CONELEC para que el Distribuidor en el punto de medición no cumpla con el nivel de voltaje establecido, debe darse que durante el 5% o más del período de medición (7 días continuos) se tenga una variación de la magnitud del voltaje mayor a la permitida, la cual depende de la zona (Rural o Urbana) y de los niveles de voltajes nominales del Sistema, ver tabla:

Alto Voltaje	+/- 7,0%
Medio Voltaje	+/- 10,0%
Bajo Voltaje Urbano	+/- 10,0%
Bajo Voltaje Rural	+/- 13,0%

Tabla 2.1 Límites de Regulación de Voltaje del CONELEC

Los cálculos de voltaje a continuación presentados no son hechos con un periodo de medición como indica la regulación; sin embargo se hará una comparación con los límites que esta regulación presenta.

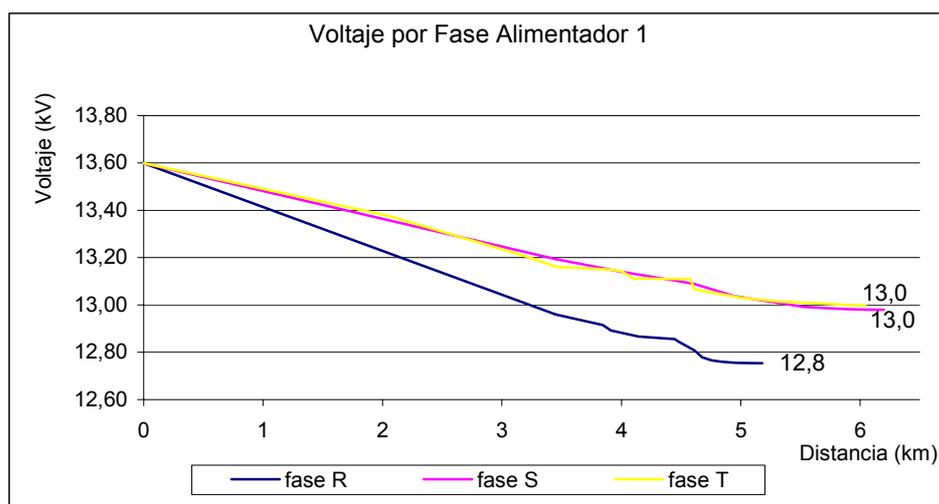


Gráfico 2.1 Voltaje por Fase Alimentador 1

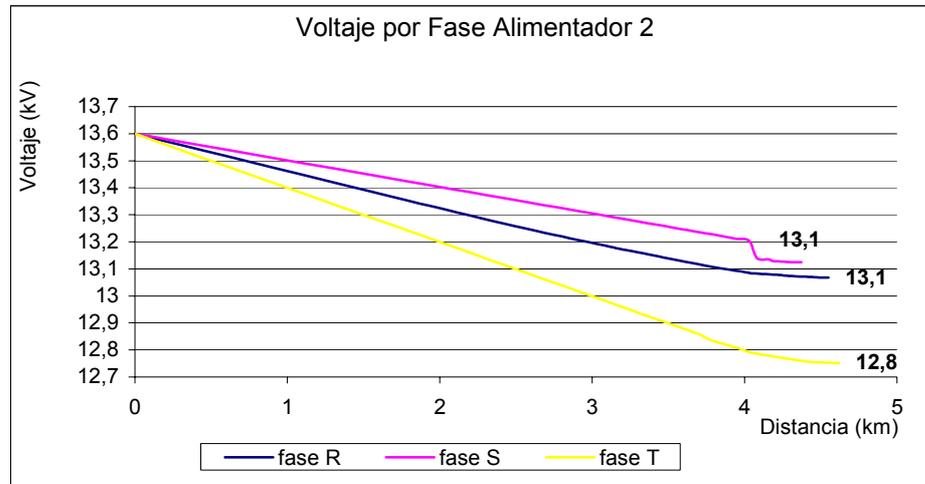


Gráfico 2.2 Voltaje por Fase Alimentador 2

Para el Alimentador 3 debido a la configuración actual, se ha dividido en tres zonas para el cálculo del voltaje, El Salto que comprende una zona urbana, San Juan que comprende la troncal principal y un ramal de gran extensión de la zona rural y por último Pimocha que es otro ramal de la troncal principal igual de gran extensión.

El Salto

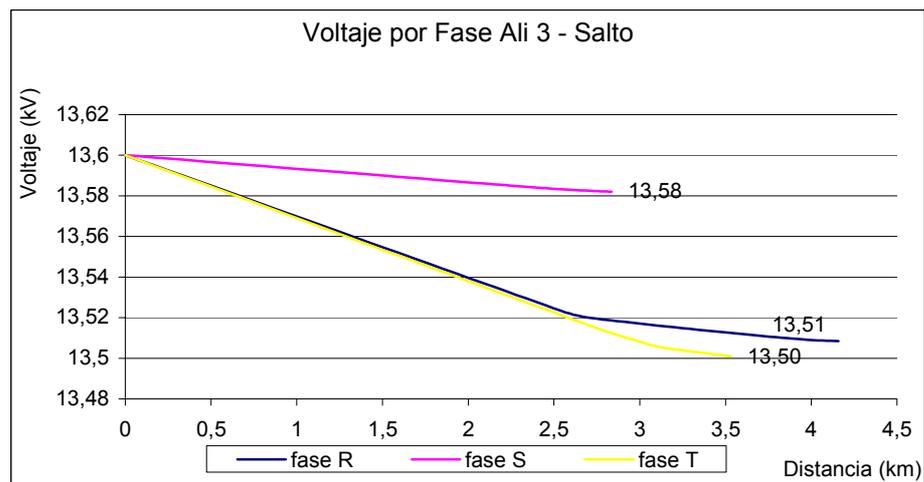


Gráfico 2.3 Voltaje por Fase Alimentador 3 - El Salto

San Juan

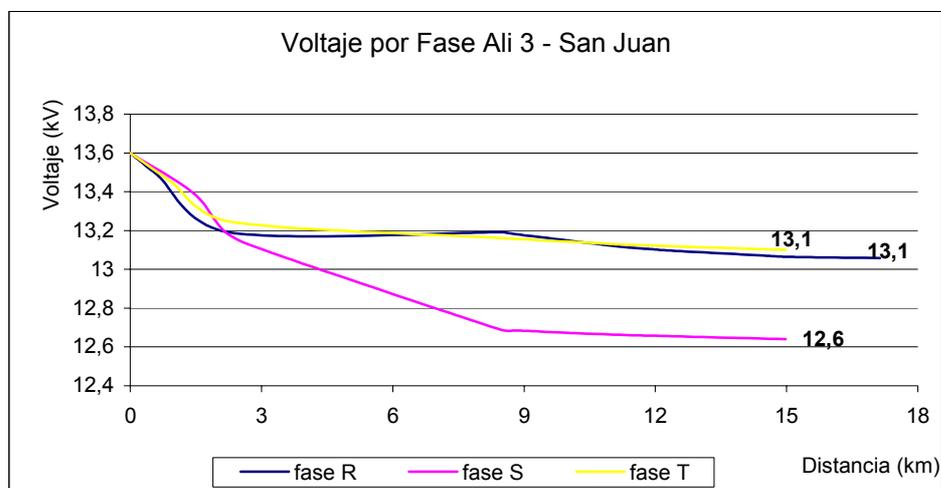


Gráfico 2.4 Voltaje por Fase Alimentador 3 - San Juan

Pimocha

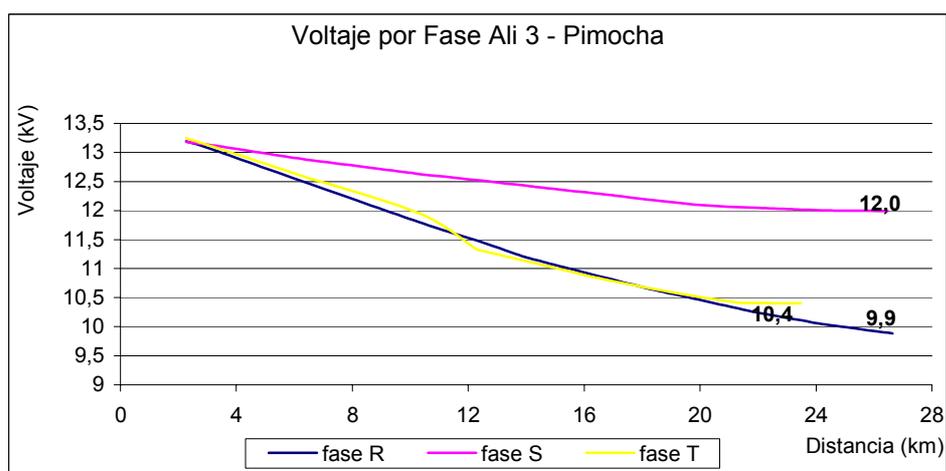


Gráfico 2.5 Voltaje por Fase Alimentador 3 - Pimocha

Los cambios que se advierten en algunas curvas como es el caso de las fases R y T para el Alimentador 1, todas las fases para la zona de San Juan del Alimentador 3, y toda la zona de Pimocha; nos indica que a lo largo de estos alimentadores existen varios tramos con diferentes tipos de conductores.

Para los Alimentadores 1 y 2, el voltaje calculado está dentro de los límites; para el Alimentador 3 (Pimocha) existe un voltaje que está fuera de los límites como se muestra en la siguiente tabla:

Voltaje por Fase al final de cada Alimentador - Subestación Chorrera					
Fases	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3		
	Zona Urbana	Zona Urbana	El Salto(urbano)	San Juan	Pimocha
R	12,75	13,11	13,51	13,06	9.88
S	12,98	13,2	13,58	12,64	11,98
T	12,99	12,79	13,5	13,1	10,4

Tabla 2.2 Voltaje por Fase al final de cada Alimentador – S/E Chorrera

El ramal principal (3Ø) de Pimocha con una extensión aproximada de 27km está compuesto por distintos tipos de conductores a lo largo de todo su recorrido lo que implica variaciones de voltajes que dependen del tipo de conductor.

Esta caída de voltaje puede ser reducida al cambiar a un solo tipo de conductor a todo el ramal; en este caso a ACSR 4/0, se realizó un nuevo cálculo de voltaje asumiendo el cambio de conductor propuesto cuyos resultados se presentan a continuación:

Voltaje por Fase al final del Alimentador 3 (Pimocha)		
Tipos de Conductor	3#1/0 ACSR+1#2ACSR 3#3/0ACSR 3#4/0 ACSR	3#4/0 ACSR
Fases	Pimocha(actual)	Pimocha(mejorado)
R	9.88	10,42
S	11,98	12,15
T	10,4	10,84

Tabla 2.3 Cambio de Conductor Pimocha

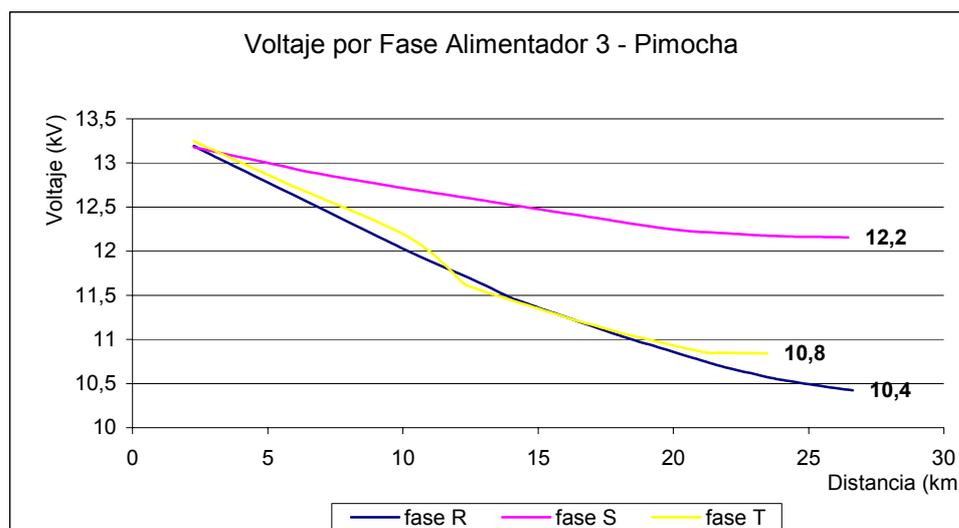


Gráfico 2.6 Voltaje por Fase Alimentador 3 – Pimocha (mejorado)

Aunque la mejora del voltaje al final del Alimentador 3-Pimocha no parece significativa; al realizar este cambio se mejora también aspectos como las pérdidas de potencia y la regulación de voltaje.

2.1.2 Perfiles de Voltaje

El cálculo de perfiles de voltaje se realiza con la finalidad de obtener la variación del voltaje con respecto a máxima y mínima carga en cada alimentador.

Alimentador 1

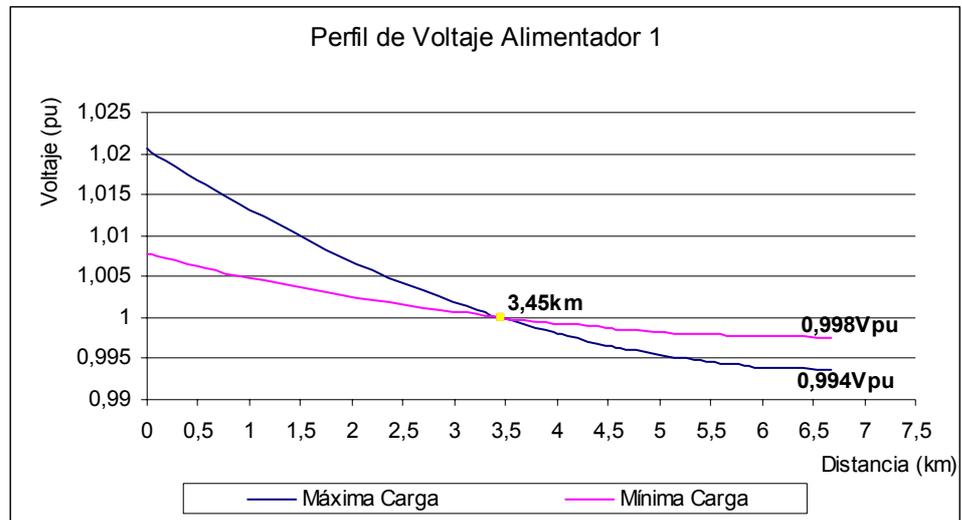


Gráfico 2.7 Perfil de Voltaje Alimentador 1

Alimentador 2

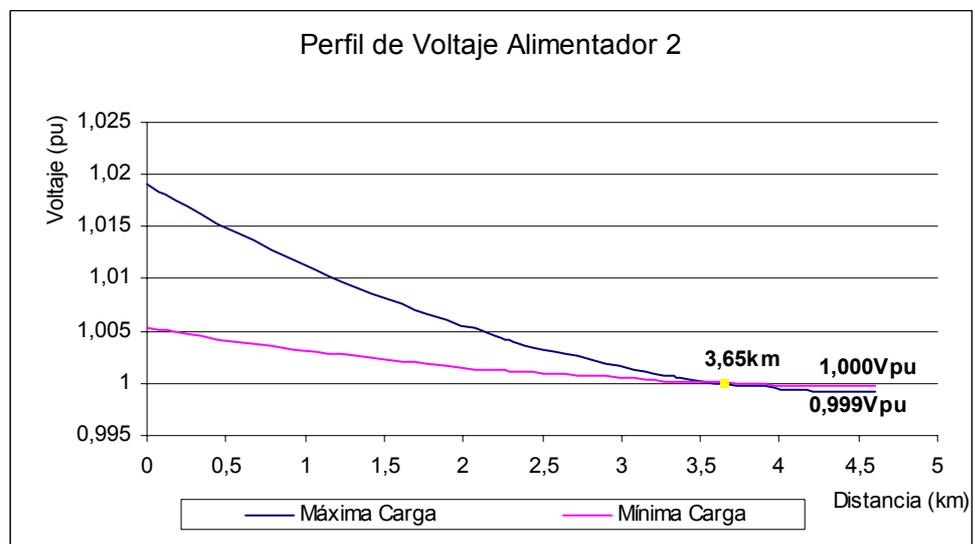


Gráfico 2.8 Perfil de Voltaje Alimentador 2

Alimentador 3

El Salto

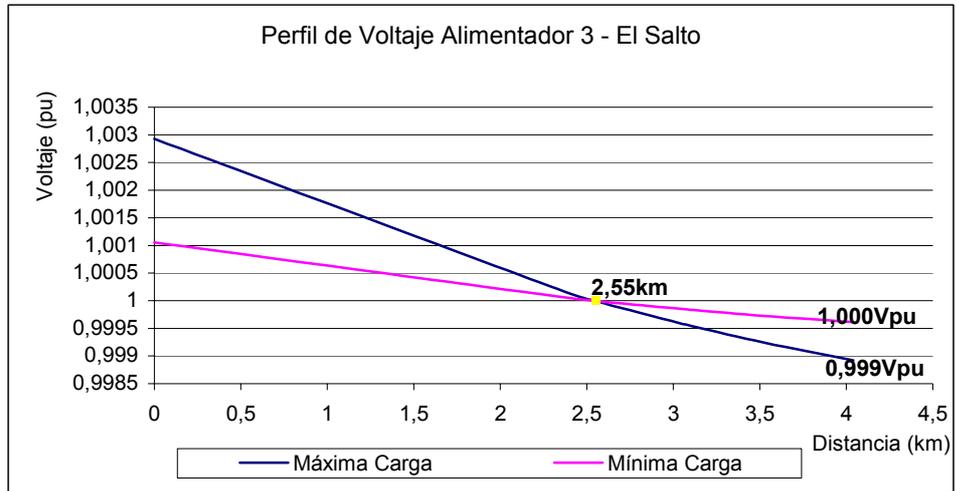


Gráfico 2.9 Perfil de Voltaje El Salto

San Juan

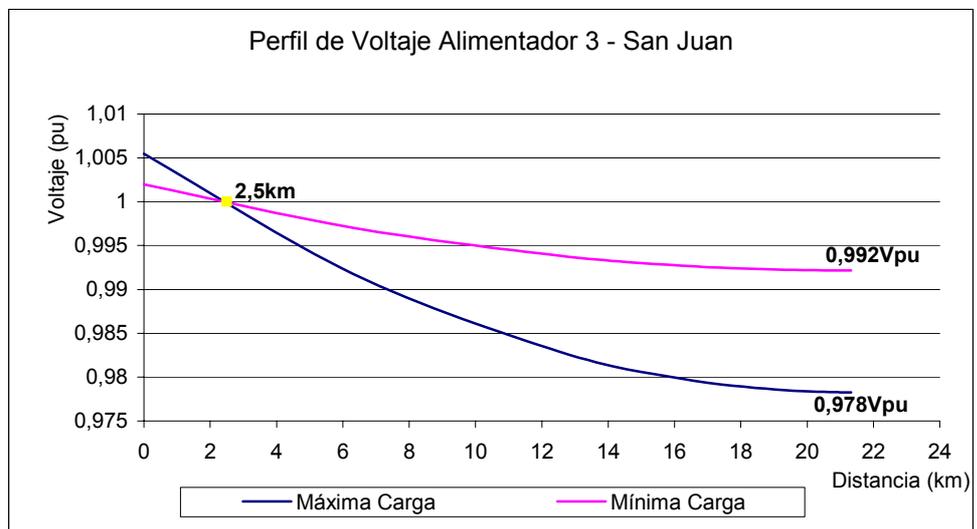


Gráfico 2.10 Perfil de Voltaje San Juan

Pimocha

Para la zona de Pimocha el cálculo de perfil de voltaje de la situación actual, se consideró el conductor que comprende la mayor parte del ramal que es el conductor ACSR 3/0, obteniendo el siguiente resultado:

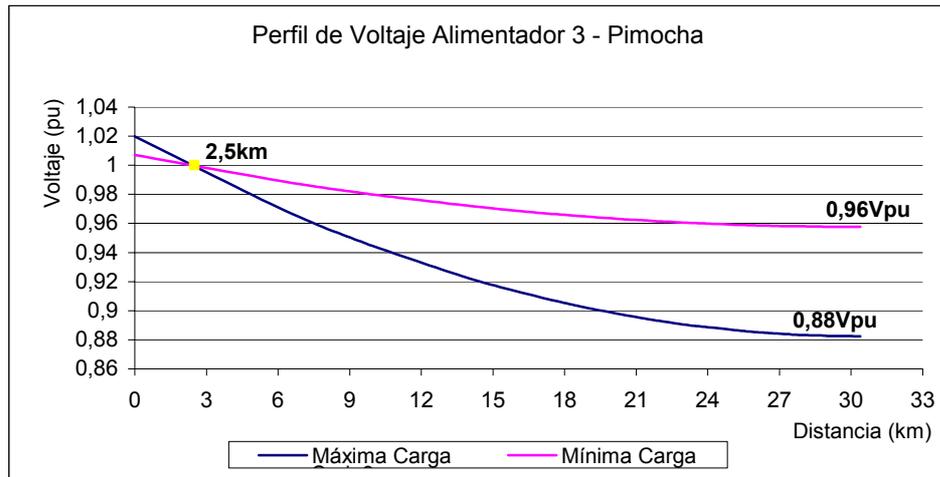


Gráfico 2.11 Perfil de Voltaje Pimocha (Actual)

Realizando el cambio de conductor que se propuso anteriormente para este mismo tramo, se obtiene el siguiente perfil de voltaje:

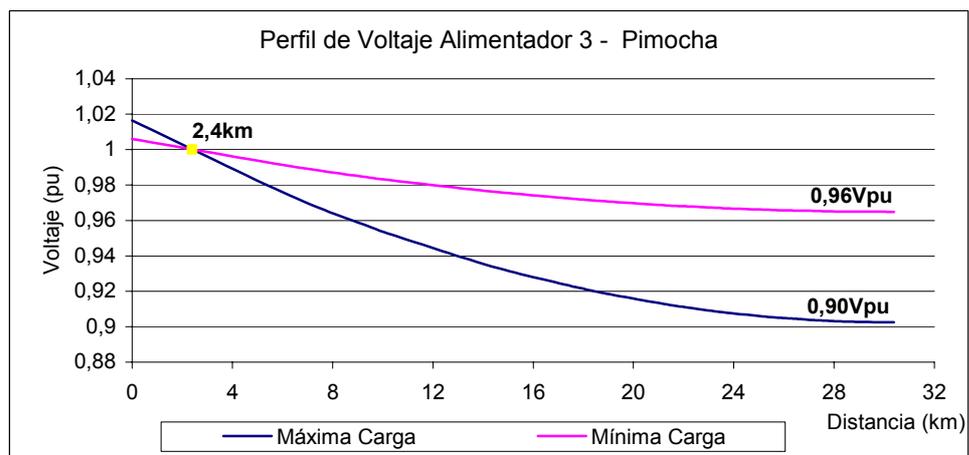


Gráfico 2.12 Perfil de Voltaje Alimentador 3 – Pimocha (Mejorado)

El perfil de voltaje para mínima carga no varia significativamente, para máxima carga al final del ramal con el cambio del conductor el perfil de voltaje mejora, es decir se acerca al valor base o nominal de la barra de la Subestación.

2.2.- BALANCE EN LAS ALIMENTADORAS

2.2.1 Factor de Utilización

El Factor de Utilización de un sistema, es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema. El factor de utilización establece que porcentaje de la capacidad del sistema esta siendo utilizado durante el pico de carga.

La Empresa Emelrios calcula la demanda máxima de todo el sistema, y no de cada subestación. Otra forma de calcular el factor de utilización es multiplicando el voltaje (kV), por el valor de la corriente (A); así obtendríamos un valor aproximado de los Kva promedios demandados por cada alimentador en el periodo de máxima carga.

En la tabla 2.4, se muestra el factor utilización por cada fase de cada alimentador:

	Alimentador 1			Alimentador 2			Alimentador 3		
	R	S	T	R	S	T	R	S	T
V.prom. (kV)	13.49	13.41	13.60	13.49	13.41	13.60	13.49	13.41	13.60
I.prom. (Amp.)	102	114.63	94.77	106.41	95.85	60.22	132.77	126.04	109.01
Cap. Nom. (kVA.)	1957.50	1362.50	1703	1577	1184.00	2359	3434,5	1967	2168
F. Utilización (%)	70.29	112.79	75.70	91.02	108.54	34.73	52,15	85,91	68,40

Tabla 2.4 Factor de Utilización

2.2.2.- Balance

Los sistemas de distribución con cargas desequilibradas tienen un costo operativo mayor. Esto se debe a que las cargas desequilibradas incrementan las pérdidas de potencia en el sistema con respecto al mismo sistema que alimenta la misma demanda pero con cargas balanceadas.

El balanceo del sistema consiste en redistribuir las cargas de éste, de tal forma, que opere de la manera más balanceada posible. El proceso de distribución se realiza a través de las tres fases que componen el sistema; comúnmente denominadas R, S y T. Para determinar el desbalance de corriente por cada alimentador de la Subestación Chorrera; se calculó el promedio diario de la magnitud de la corriente por cada barra correspondiente al año 2006.

Determinándose así mediante la siguiente fórmula el desbalance mensual de corrientes en porcentajes.

$$D = \frac{MD - P}{P} * 100 \quad \%$$

MD = Máxima desviación de una de las fases con respecto al promedio de ellas.

P = Promedio de las 3 fases.

Desbalance de Corriente Alimentador 1:

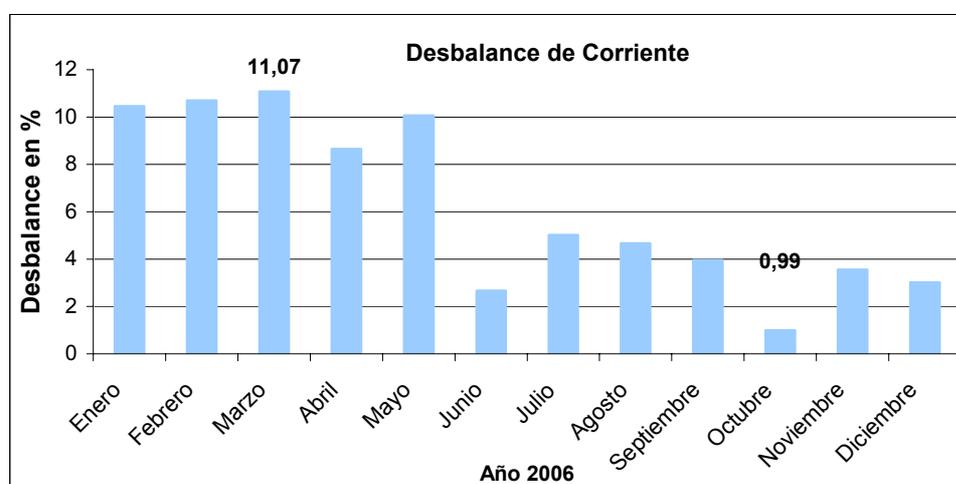


Gráfico 2.13 Desbalance de Corriente Alimentador 1

Como apreciamos en el gráfico 2.13 el mayor desbalance de corriente se da en el mes de Abril con un 11.07%, el menor desbalance corresponde al mes de Octubre en un 0.99%. El promedio anual de desbalance de corriente esta en el orden de 6.23 %.

Desbalance de Corriente Alimentador 2:

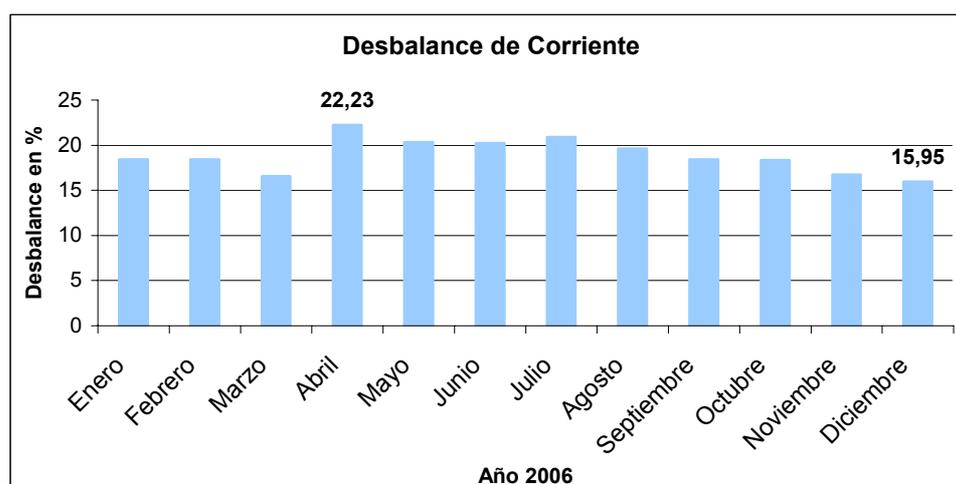


Gráfico 2.14 Desbalance de Corriente Alimentador 2

El mayor desbalance de corriente se da en el mes de Abril en un 22.33%; el menor desbalance es de 15.95% correspondientes al mes de Diciembre. El promedio anual de desbalance es de 18.85%.

Desbalance de Corriente Alimentador 3:

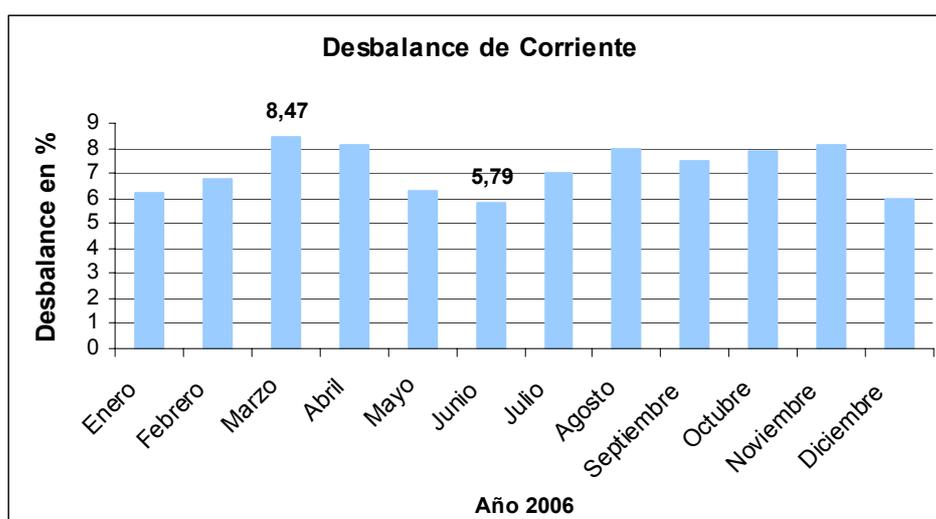


Gráfico 2.15 Desbalance de Corriente Alimentador 3

El mayor desbalance de corriente se da en el mes de Marzo con un 8.47%; el menor desbalance se da en el mes de Junio con un 5.78%. El promedio anual de desbalance es de 7.18%.

2.3.- SISTEMAS DE PROTECCIONES

Los equipos de protección, tienen como finalidad asegurar, proteger y mantener la continuidad del servicio eléctrico, por ende la calidad del mismo. La selección y coordinación de los equipos de protección por parte del ingeniero de diseño determinará la eficiencia y calidad del servicio eléctrico por parte de las empresas.

distribuidoras de energía eléctrica. La Empresa EMELRIOS C.A. tiene actualmente el siguiente sistema de protección que se muestra en el gráfico 2.16

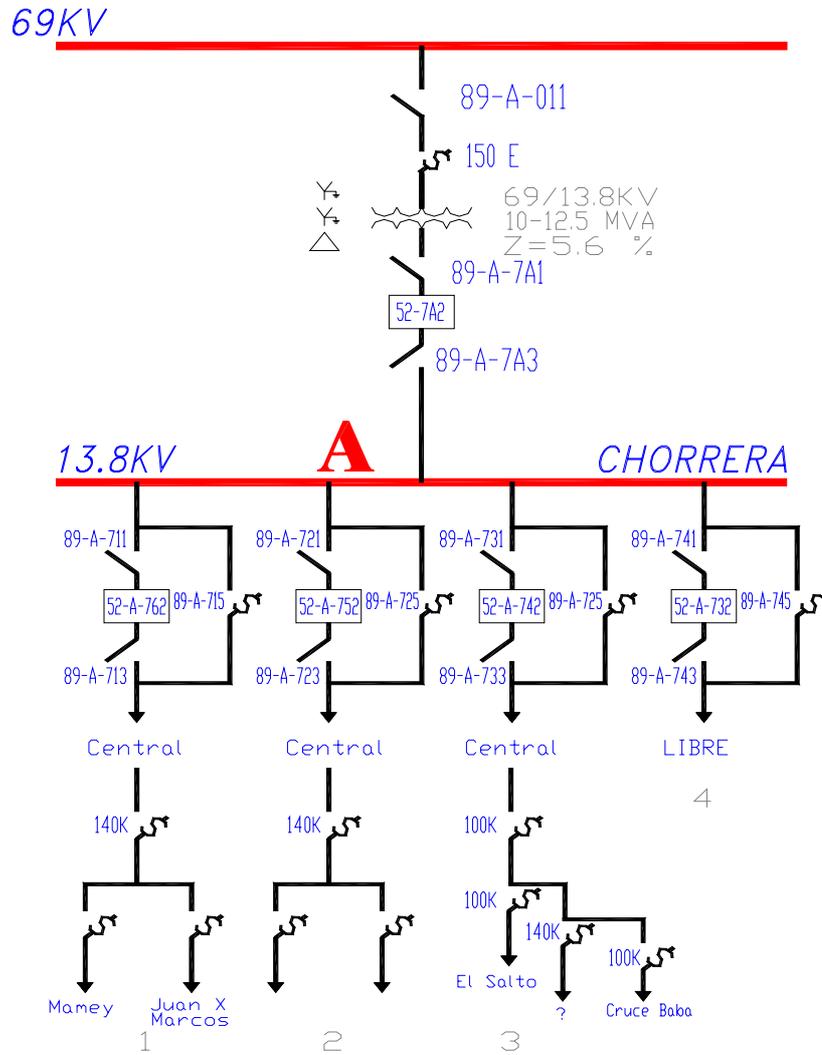


Gráfico 2.16 Diagrama Unifilar de Protecciones S/E Chorrera

2.3.1 Descripción del Sistema de Protecciones de la Subestación Chorrera.

En la siguiente tabla se indican los equipos de protección de la Subestación Chorrera y de cada alimentador.

Equipos de Protección		S/E	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3
Rele de Protección	Sobrecorriente fase IAC 53B104A	9			
	Sobrecorriente tierra IAC 53B10A	3			
	Frecuencia IB7417-5	1			
Fusibles 69 kV	Tipo E 250 A	1			
Banco de Baterías	12 V - 11 Placas	1			
Seccionadores	Marca Westinghouse	15	205	144	567
Interruptores Tripolar	Tipo VAC-25.8-12.5	3			
Reconectador	Tipo RX	1			
Pararrayos	G.E 100kV – 10kA	15	124	109	434

Tabla 2.5 Equipos de Protección S/E Chorrera

2.3.2 Curvas de Coordinación de los Equipos de Protección.

Los relés son dispositivos que sirven para sentir o detectar las condiciones de operación de la red y ordenar el cierre o apertura de los interruptores. La señal que reciben los relés es mediante los transformadores de corriente (CT).

2.3.2.1 Análisis del Sistema Considerando una Impedancia de Falla $Z_f = 0\Omega$

Alimentador 1

Los transformadores de corriente en el Alimentador 1, tienen una relación de $N = 300/5$ y el ajuste del rele de fase es TAP: 4 y TD: 3.

El disyuntor principal tiene transformadores de corriente cuya relación es $N=600/5$ y el ajuste del rele son TAP: 5 y TD: 3.

CURVAS DE COORDINACION 13,8 kV FASE S/E CHORRERA								
TAP	ALIMENTADOR 1		ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máximo tiempo de despeje)	
	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
1	240		600					
1,5	360	9,5	900	9,5	400	30,0	400	200,0
2	480	4	1200	4	500	4	500	30
3	720	1,75	1800	1,75	600	3,5	600	8
4	960	1,2	2400	1,2	650	2,5	650	5,5
5	1200	0,8	3000	0,8	700	2	700	4,5
6	1440	0,6	3600	0,6	1000	0,6	1000	1,3
10	2400	0,42	6000	0,42	2000	0,15	2000	0,25
15	3600	0,35	9000	0,35	2400	0,10	2400	0,21
20	4800	0,32	12000	0,32				

Tabla 2.6 Coordinación de Fase Alimentador 1

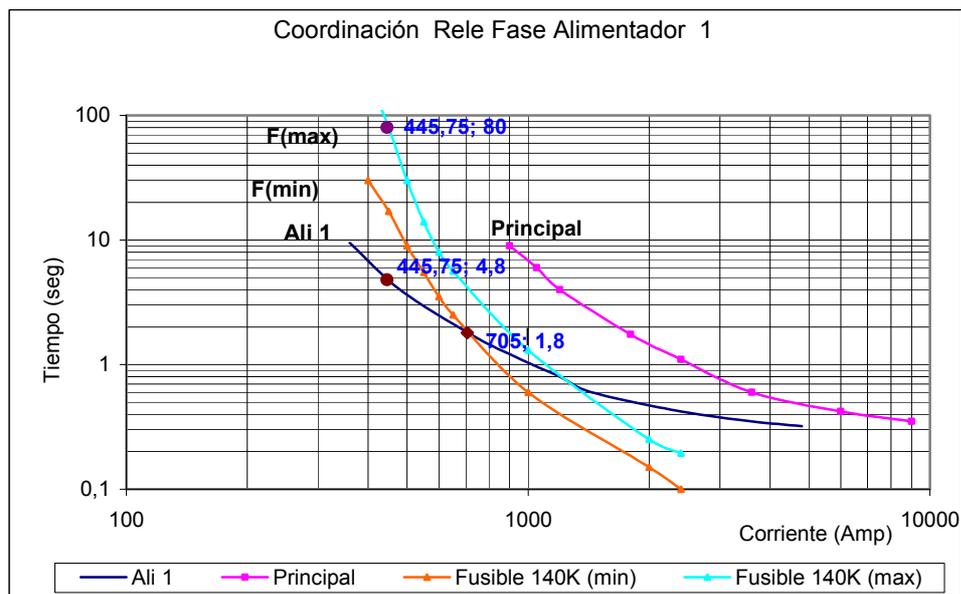


Gráfico 2.17 Coordinación de Fase Alimentador 1

En cada alimentador existen puntos de coordinación este punto indica donde comienza a operar el equipo (fusible, reconectador, interruptor), para que la falla sea despejada, con el fin de evitar daños o molestia a los usuarios. La tabla 2.7 muestra el tiempo que comienza el fusible a ver la falla.

Alimentador 1		
Punto de coordinación	Corriente(Amp)	Tiempo(seg)
Interruptor (Alim 1) – Fusible	705	1,8

Tabla 2.7 Punto de Coordinación Interruptor – Fusible A1

Los transformadores de corriente en el Alimentador 1 tiene una relación de $N = 300/5$ y el ajuste del rele de Tierra es TAP: 1,5 y TD: 4. El disyuntor principal tiene transformadores de corriente cuya relación es $N=600/5$ y el ajuste del rele de Tierra es TAP: 2,5 y TD: 5.

CURVAS DE COORDINACION 13,8 kV TIERRA S/E CHORRERA								
TAP	ALIMENTADOR 1		ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máximo tiempo de despeje)	
	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
1	90		300		400	30,0	400	200,0
1,5	135	12,5	450	17	500	4	500	30
2	180	5,2	600	7	600	3,5	600	8
3	270	2,25	900	3	650	2,5	650	5,5
4	360	1,4	1200	1,8	700	2	700	4,5
5	450	1,1	1500	1,4	1000	0,6	1000	1,3
10	900	0,57	3000	0,7	2000	0,15	2000	0,25
15	1350	0,46	4500	0,62	2400	0,10	2400	0,21
20	1800	0,42	6000	0,51				

Tabla 2.8 Coordinación de Tierra Alimentador 1

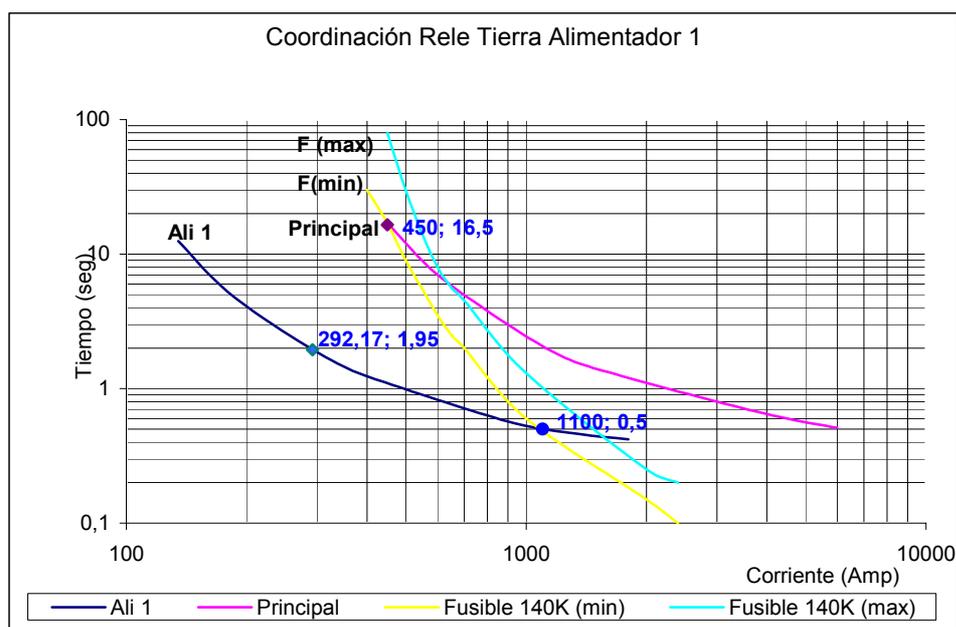


Gráfico 2.18 Coordinación de Tierra Alimentador 1

En la siguiente tabla se muestra los tiempos de operación para la mayor corriente de falla, así como para la menor corriente de falla, observándose que el interruptor principal no tiene una adecuada coordinación.

Alimentador 1	Tiempos de Operación (seg)		
Icc (Amp)	Curva Fusible 140K (máx.)	Curva Alimentador 1	Curva Principal
Rele de Fase			
445,75	80	4,8	No opera
Rele de Tierra			
292,17	No opera	1,95	No opera

Tabla 2.9 Tiempo de Operación (Alimentador 1)

Alimentador 2

El Alimentador 2 está protegido por un Reconectador (RX), es un dispositivo que al detectar una condición de sobrecorriente interrumpe el flujo, una vez que ha transcurrido un tiempo determinado cierra sus contactos nuevamente, energizando el circuito protegido. Si la condición de falla sigue presente, el reconectador repite la secuencia de cierre-apertura un número determinado de veces (por lo general son 4 como máximo). Después de la cuarta operación de apertura queda en posición abierto definitivamente.

El Reconectador tiene dos curvas rápidas y dos curvas lentas (2A - 2D) respectivamente.

El ajuste de la bobina de disparo es 140 Amp y la corriente mínima de operación es 280 Amp.

El disyuntor principal tiene transformadores de corriente cuya relación es $N=600/5$ y el ajuste del rele son TAP: 2,5 y TD: 5.

Corriente (Amp)	Reconectador (RX)				ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máximo tiempo de despeje)	
	Curvas Lentas		Curvas Rápidas		AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
	A	2A	D	2D						
280	0,13	0,26	7,5	15,26	600		400	30	400	200,0
560	0,07	0,14	1,3	2,74	900	9,5	500	9	500	30
840	0,054	0,108	0,5	1,108	1200	4	600	3,5	600	8
1120	0,0475	0,095	0,3	0,695	1800	1,75	650	2,5	650	5,5
1400	0,045	0,09	0,225	0,54	2400	1,2	700	2	700	4,5
1680	0,0425	0,085	0,17	0,425	3000	0,8	1000	0,6	1000	1,3
1960	0,0415	0,083	0,14	0,363	3600	0,6	2000	0,15	2000	0,25
2240	0,04	0,08	0,12	0,32	6000	0,42	2400	0,1	2400	0,21
2520	0,04	0,08	0,1	0,28	9000	0,35				
2800	0,04	0,08	0,09	0,26						
3080	0,04	0,08	0,05	0,18						
3360	0,04	0,08	0,045	0,17						

Tabla 2.10 Coordinación de Fase Alimentador 2

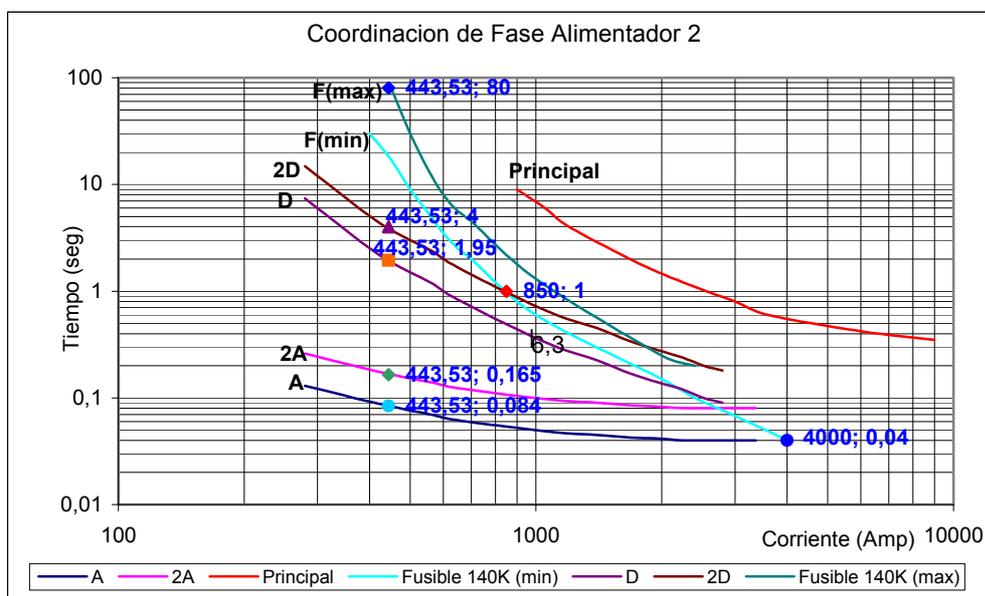


Gráfico 2.19 Coordinación de Fase Alimentador 2

En este Alimentador existe un máximo punto de coordinación así como un mínimo punto de coordinación que se muestra en la tabla 2.11.

Máximo punto de coordinación se obtiene entre el mínimo punto de fusión del fusible y la máxima del reconector ajustada; el mínimo punto de coordinación, se lo obtiene por medio de la intersección del mínimo punto de fusión y la mínima operación del reconector.

Alimentador 2		
Reconector - Fusible	Corriente(Amp)	Tiempo(seg)
Mínimo Punto de coordinación	4000	0,04
Máximo Punto de coordinación	850	1

Tabla 2.11 Punto de Coordinación Reconector – Fusible A2

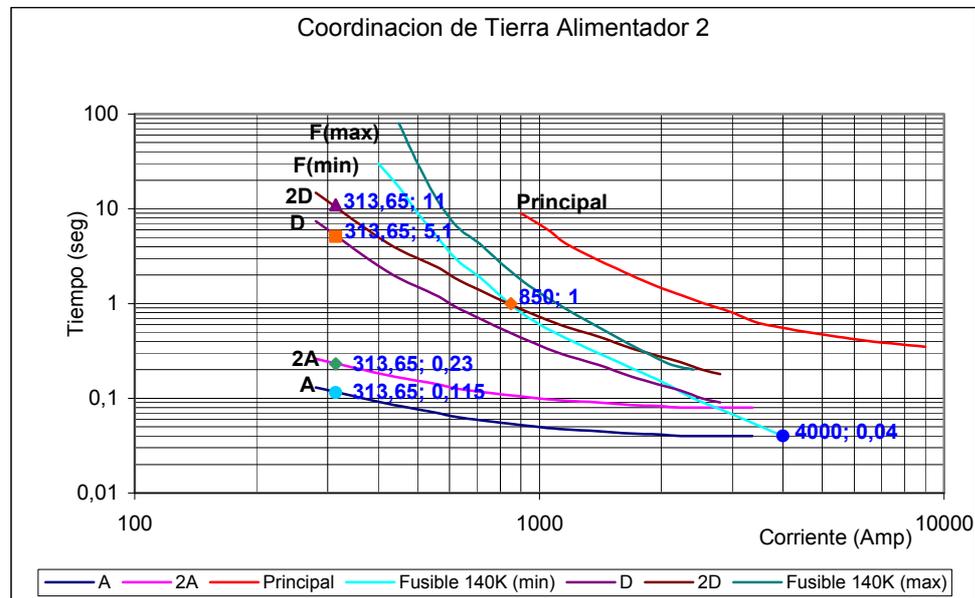


Gráfico 2.20 Coordinación de Tierra Alimentador 2

En la siguiente tabla se muestra los tiempos de operación para la mayor corriente de falla, así como para la menor corriente de falla, observándose que el interruptor principal no tiene una adecuada coordinación.

Alimentador 2		Tiempos de Operación (seg.)					Curva Principal
Icc (Amp)	Curva Fusible 140K (máx.)	Curvas Lentas		Curvas Rápidas			
Reconectador – Fusible (I _{max})		A	2A	D	2D		
443,53	80	0,084	0,165	1,95	4	No opera	
Reconectador – Fusible (I _{min})							
313,65	No opera	0,115	0,23	5,1	11	No opera	

Tabla 2.12 Tiempo de Operación (Alimentador 2)

Alimentador 3

Los transformadores de corriente en el Alimentador 3 tiene una relación de $N = 300/5$ y el ajuste del rele de fase es TAP: 4 y TD: 3.

El disyuntor principal tiene transformadores de corriente cuya relación es $N=600/5$ y el ajuste del rele de Fase son TAP: 5 y TD: 3.

CURVAS DE COORDINACION 13,8 kV FASE S/E CHORRERA								
TAP	ALIMENTADOR 3		ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máximo tiempo de despeje)	
	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
1	240		600					
1,5	360	9,5	900	9,5	400	30,0	400	200,0
2	480	4	1200	4	500	4	500	30
3	720	1,75	1800	1,75	600	3,5	600	8
4	960	1,2	2400	1,2	650	2,5	650	5,5
5	1200	0,8	3000	0,8	700	2	700	4,5
6	1440	0,6	3600	0,6	1000	0,6	1000	1,3

10	2400	0,42	6000	0,42	2000	0,15	2000	0,25
15	3600	0,35	9000	0,35	2400	0,10	2400	0,21
20	4800	0,32	12000	0,32				

Tabla 2.13 Coordinación de Fase Alimentador 3

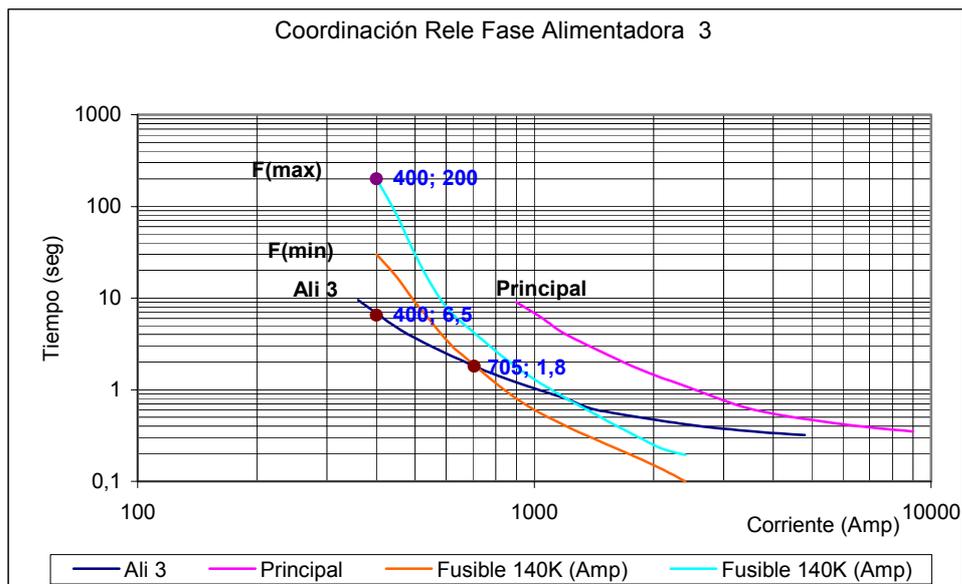


Gráfico 2.21 Coordinación de Fase Alimentador 3

La tabla 2.14 muestra el tiempo que comienza el fusible a ver la falla.

Alimentador 3		
Punto de coordinación	Corriente(Amp)	Tiempo(seg)
Interruptor (Ali 3) – Fusible	705	1,8

Tabla 2.14 Punto de Coordinación Interruptor – Fusible A3

Los transformadores de corriente en el Alimentador 3 tiene una relación de $N = 300/5$ y el ajuste del rele de Tierra es TAP: 1,5 y TD: 4 para el rele a tierra.

El disyuntor principal tiene transformadores de corriente cuya relación es $N = 600/5$ y el ajuste del rele de Tierra es TAP: 2,5 y TD: 5.

CURVAS DE COORDINACION 13,8 kV TIERRA S/E CHORRERA								
TAP	ALIMENTADOR 3		ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máximo tiempo de despeje)	
	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
1	90		300		400	30,0	400	200,0
1,5	135	12,5	450	17	500	4	500	30
2	180	5,2	600	7	600	3,5	600	8
3	270	2,25	900	3	650	2,5	650	5,5
4	360	1,4	1200	1,8	700	2	700	4,5
5	450	1,1	1500	1,4	1000	0,6	1000	1,3
10	900	0,57	3000	0,7	2000	0,15	2000	0,25
15	1350	0,46	4500	0,62	2400	0,10	2400	0,21
20	1800	0,42	6000	0,51				

Tabla 2.15 Coordinación de Tierra Alimentador 3

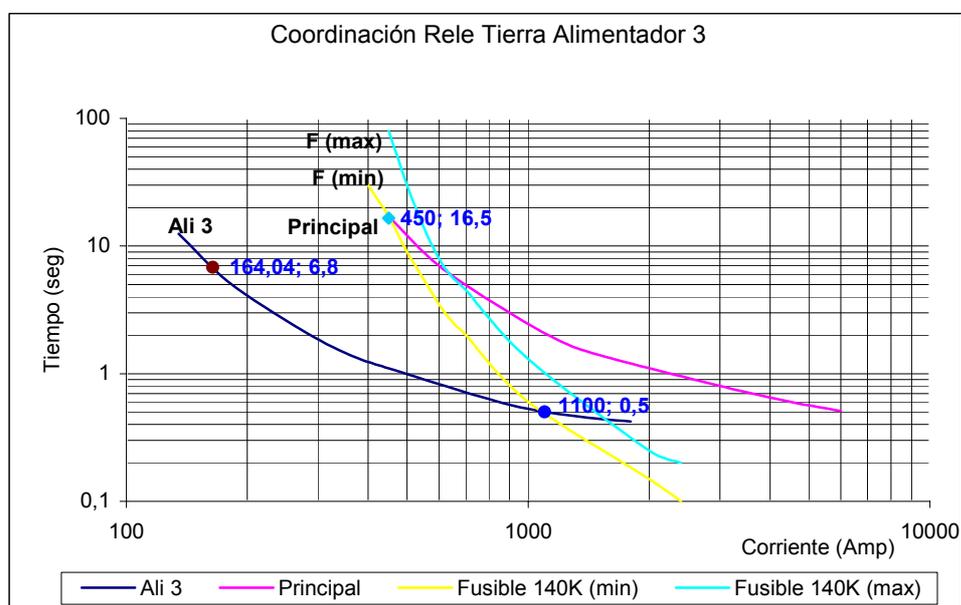


Gráfico 2.22 Coordinación de Tierra Alimentador 3

En la tabla siguiente se muestra los tiempos de operación para la mayor corriente de falla así como para la menor corriente de falla, observándose que el interruptor principal no tiene una adecuada coordinación.

Alimentador 3	Tiempos de Operación (seg)		
	Curva Fusible 140K (máx.)	Curva Alimentador 3	Curva Principal
Icc (Amp)			
Rele de Fase			
400	200	6,5	No opera
Rele de Tierra			
164,04	No opera	6,8	No opera

Tabla 2.16 Tiempo de Operación Alimentador 3

2.3.2.2 Análisis del Sistema Considerando una Impedancia de Falla $Z_f = 20\Omega$

La contribución de la impedancia de falla Z_f en el sistema de distribución ha hecho que el análisis tenga una mayor efectividad con los sistema reales, los valores comúnmente usados para líneas de distribución fluctúan entre los 5 a 25 ohms; para nuestro estudio se considero una impedancia de falla $Z_f = 20\Omega$ en todos los alimentadores.

Alimentador 1

La coordinación se ha realizado en base al estudio de la corriente de corto circuito, para el rele de fase se ha considerado la mayor corriente, los ajuste son los mismos tanto del TAP como para el TD mencionados anteriormente.

TAP	ALIMENTADOR 1		ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máximo tiempo de despeje)	
	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
1	240		600		400	30	400	200
1,5	360	9,5	900	9	450	17	450	80
2	480	4	1050	6	500	9	500	30
3	720	1,75	1200	4	550	5,5	550	14
4	960	1,1	1800	1,75	600	3,5	600	8
5	1200	0,8	2400	1,1	650	2,5	650	5,6
6	1440	0,6	3000	0,8	700	1,8	700	4,5
10	2400	0,42	3600	0,6	1000	0,6	1000	1,3
15	3600	0,35	6000	0,42	2000	0,15	2000	0,25
20	4800	0,32	9000	0,35	2400	0,1	2400	0,20

Tabla 2.17 Coordinación de Fase Alimentador 1

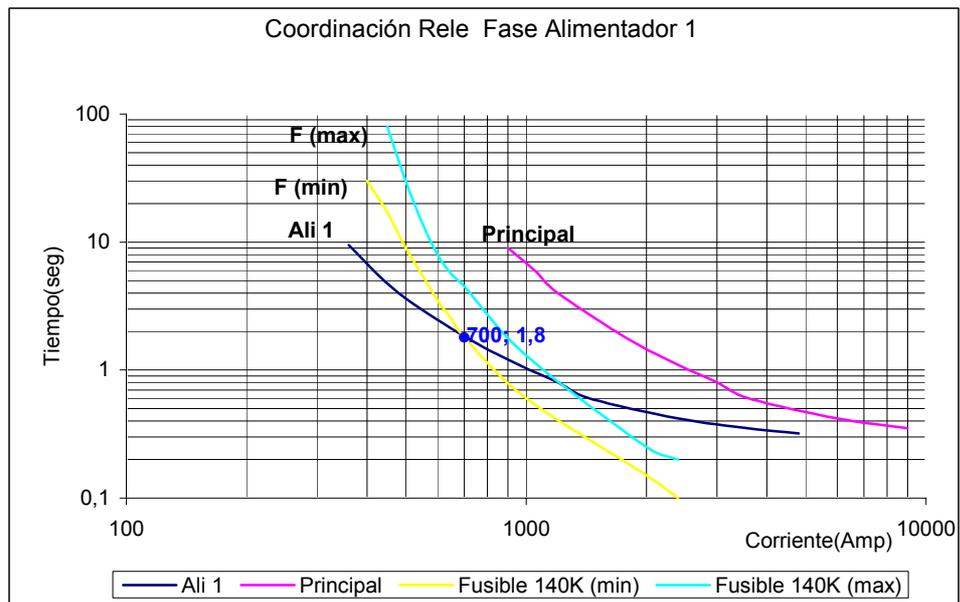


Gráfico 2.23 Coordinación de Fase Alimentador 1

La tabla 2.18 muestra el tiempo que comienza a ver el fusible a la falla.

Alimentador 1		
Punto de coordinación	Corriente(Amp)	Tiempo (seg.)
Interruptor (Alim 1) - Fusible	700	1,8

Tabla 2.18 Punto de Coordinación Interruptor – Fusible A1

La coordinación del rele de tierra se ha realizado en base a la menor corriente de cortocircuito, el ajuste del TAP Y TD tanto para alimentador como del principal son los anteriormente mencionados.

TAP	ALIMENTADOR 1		ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máxima tiempo de despeje)	
	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
1	90		300		400	30	400	200
1,5	135	12,5	450	17	450	17	450	80
2	180	5,2	600	7	500	9	500	30
3	270	2,25	900	3	550	5,5	550	14
4	360	1,4	1200	1,8	600	3,5	600	8
5	450	1,1	1500	1,4	650	2,5	650	5,6
7	900	0,57	3000	0,7	700	2	700	4,5
6	1350	0,46	4500	0,62	1000	0,6	1000	1,3
10	1800	0,42	6000	0,51	2000	0,15	2000	0,25
15					2400	0,1	2400	0,20

Tabla 2.19 Coordinación de Tierra Alimentador1

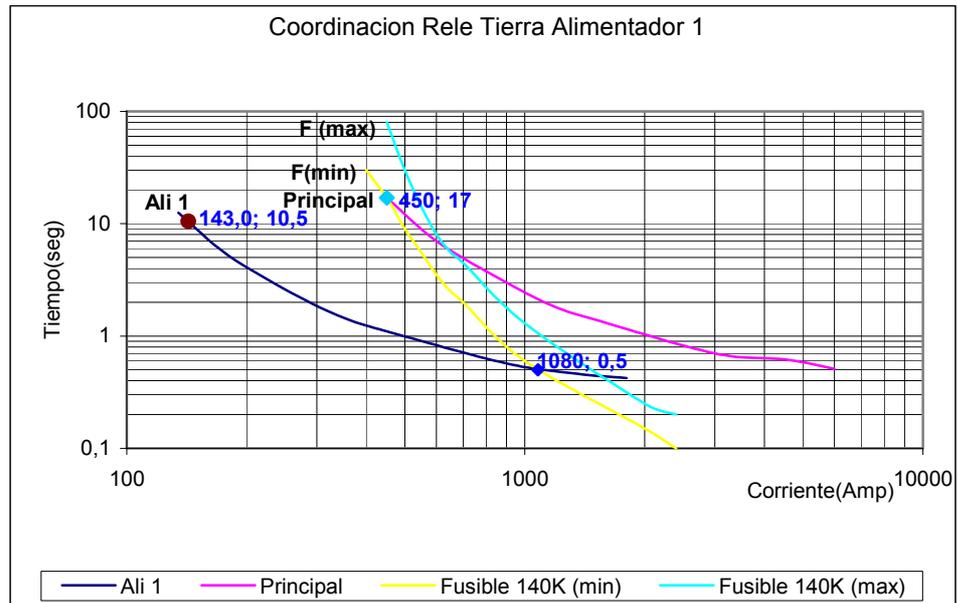


Gráfico 2.24 Coordinación de Tierra Alimentador 1

En la tabla 2.20 se muestra los tiempos de operación para la mayor corriente de falla así como para la menor corriente de falla, observándose que el interruptor principal no tiene una adecuada coordinación.

Alimentador 1	Tiempos de Operación (seg.)			
	Icc (Amp)	Curva Fusible 140K (máx.)	Curva Alimentador 1	Curva Principal
Rele de Fase	292,4	No opera	No opera	No opera
Rele de Tierra	143,0	No opera	10,5	No opera

Tabla 2.20 Tiempo de Operación Alimentador1

Alimentador 2

Con los ajustes que anteriormente se presentaron se realiza el análisis para una $Z_f = 20\Omega$.

I (Amp)	Reconectador (RX)				ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máxima tiempo de despeje)	
	Curvas Lentas		Curvas Rápidas		AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
	A	2A	D	2D						
280	0,13	0,26	7,4	14,8	600		400	30	400	200
420	0,088	0,176	2,2	4,4	900	9	450	17	450	80
560	0,07	0,14	1,2	2,4	1050	6	500	9	500	30
627,2	0,063	0,126	0,9	1,8	1200	4	550	5,5	550	14
840	0,054	0,108	0,5	1	1800	1,75	600	3,5	600	8
1120	0,0475	0,095	0,3	0,6	2400	1,1	650	2,5	650	5,6
1400	0,045	0,09	0,225	0,45	3000	0,8	700	2	700	4,5
1680	0,0425	0,085	0,17	0,34	3600	0,6	1000	0,6	1000	1,3
1960	0,0415	0,083	0,14	0,28	6000	0,42	2000	0,15	2000	0,25
2240	0,04	0,08	0,12	0,24	9000	0,35	2400	0,1	2400	0,20
2520	0,04	0,08	0,1	0,2			3000	0,07		
2800	0,04	0,08	0,09	0,18			4000	0,04		
3080	0,04	0,08								
3360	0,04	0,08								

Tabla 2.21 Coordinación de Fase Alimentador 2

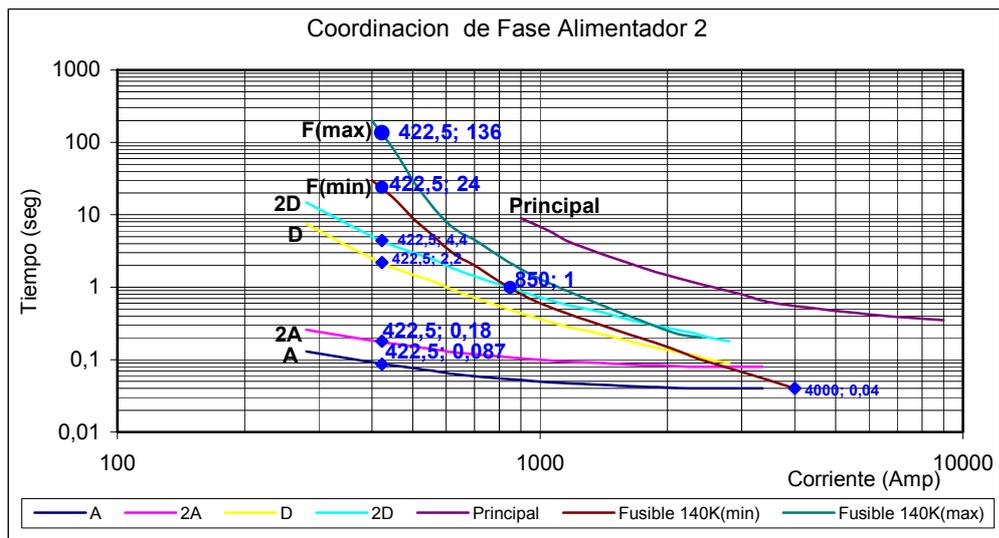


Gráfico 2.25 Coordinación de Fase Alimentador 2

En la tabla siguiente, se muestra el máximo punto de coordinación así como un mínimo punto de coordinación.

Alimentador 2		
Max. Punto de Coordinación	Corriente(Amp)	Tiempo(seg)
Reconectador - Fusible	4000	0,04
Min. Punto de Coordinación		
Reconectador - Fusible	850	1

Tabla 2.22 Punto de Coordinación Reconectador – Fusible A2

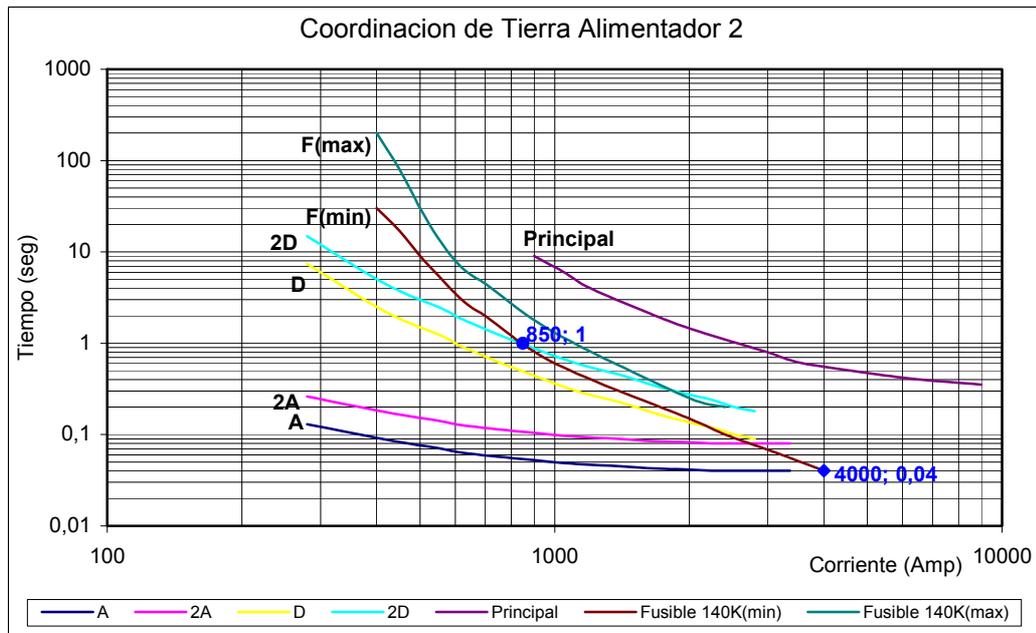


Gráfico 2.26 Coordinación de Tierra Alimentador 2

En la siguiente tabla se muestra los tiempos de operación para la mayor corriente de falla, así como para la menor corriente de falla, en donde se nota que el interruptor principal no tiene una adecuada coordinación.

Alimentador 2		Tiempos de Operación (seg)					Curva Principal
Icc (Amp)	Curva Fusible 140K (máx.)	Curvas Lentas		Curvas Rápidas			
Reconectador – Fusible (Imax)		A	2A	D	2D		
422,5	24	0,087	0,18	2,2	4,4	136	
Reconectador – Fusible (Imin)							
150,9	No opera	No opera	No opera	No opera	No opera	No opera	

Tabla 2.23 Tiempo de Operación Alimentador 2

Alimentador 3

Los análisis de coordinación se realizan con los mismos ajustes antes mencionados.

CURVAS DE COORDINACION 13,8 KV FASE S/E CHORRERA								
TAP	ALIMENTADOR 3		ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máximo tiempo de despeje)	
	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
1	240		600					
1,5	360	9,5	900	9,5	400	30,0	400	200,0
2	480	4	1200	4	500	4	500	30
3	720	1,75	1800	1,75	600	3,5	600	8
4	960	1,2	2400	1,2	650	2,5	650	5,5
5	1200	0,8	3000	0,8	700	2	700	4,5
6	1440	0,6	3600	0,6	1000	0,6	1000	1,3
10	2400	0,42	6000	0,42	2000	0,15	2000	0,25
15	3600	0,35	9000	0,35	2400	0,10	2400	0,21
20	4800	0,32	12000	0,32				

Tabla 2.24 Coordinación de Fase Alimentador 3

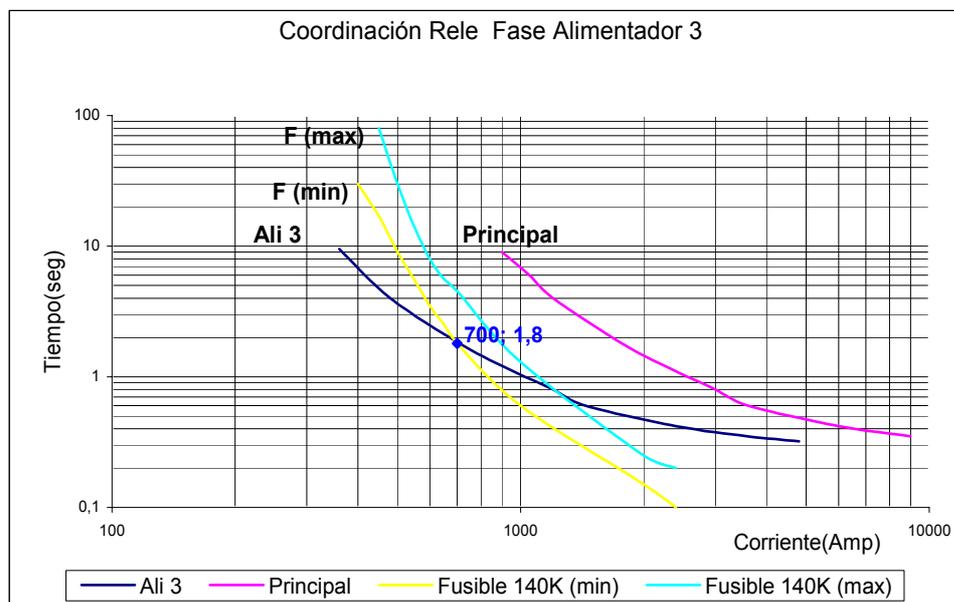


Grafico 2.27 Coordinación de Fase Alimentador 3

La tabla 2.25 muestra el tiempo que comienza el fusible a ver la falla.

Alimentador 3		
Punto de coordinación	Corriente(Amp)	Tiempo(seg)
Interruptor (Ali 3) - Fusible	700	1,8

Tabla 2.25 Punto de Coordinación Interruptor – Fusible A3

Con los mismos ajustes para el rele de Tierra, se realiza el siguiente análisis.

CURVAS DE COORDINACION 13,8 kV TIERRA S/E CHORRERA								
TAP	ALIMENTADOR 3		ALIMENTADOR PRINCIPAL		FUSIBLE 140 K (mínimo tiempo de fusión)		FUSIBLE 140 K (máximo tiempo de despeje)	
	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO	AMP	TIEMPO
1	90		300		400	30,0	400	200,0
1,5	135	12,5	450	17	500	4	500	30
2	180	5,2	600	7	600	3,5	600	8
3	270	2,25	900	3	650	2,5	650	5,5

4	360	1,4	1200	1,8	700	2	700	4,5
5	450	1,1	1500	1,4	1000	0,6	1000	1,3
10	900	0,57	3000	0,7	2000	0,15	2000	0,25
15	1350	0,46	4500	0,62	2400	0,10	2400	0,21
20	1800	0,42	6000	0,51				

Tabla 2.26 Coordinación de Tierra Alimentador 3

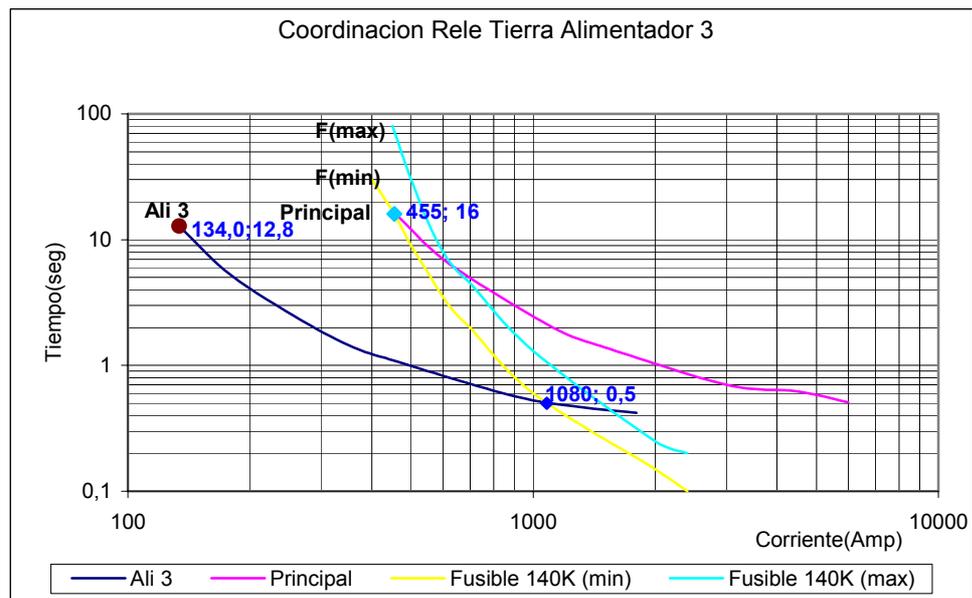


Gráfico 2.28 Coordinación de Tierra Alimentador 3

En la tabla siguiente se muestra los tiempos de operación para la mayor corriente de falla así como para la menor corriente de falla, donde se nota que el interruptor principal no tiene una adecuada coordinación.

Alimentador 3	Tiempos de Operación (seg)		
	Curva Fusible 140K (máx.)	Curva Alimentador 1	Curva Principal
Rele de Fase			
279,12	No opera	No opera	No opera
Rele de Tierra			
134,0	No opera	12,8	No opera

Tabla 2.27 Tiempo de Operación Alimentador 3

2.3.3 Análisis de la Coordinación de Fusibles del Sistema Actual.

El análisis de la coordinación se realizó tomando en cuenta las corrientes de corto circuito, calculadas para cada alimentador; verificando si la coordinación entre fusible Protector y fusible Protegido es la adecuada.

La coordinación de los fusibles de expulsión se logra comparando la curva I-t de interrupción total del fusible protector, con la curva I-t mínima de fusión del fusible protegido, esta relación no debe superar el 75% en valores de tiempo, para asegurar la no operación o daño por efectos de precalentamiento debido a la carga y alta temperatura ambiente.

En las siguientes tablas se muestran la Coordinación por cada Alimentador:

Alimentador 1

Alimentador 1							
Ptos C.C.	Protegido (Amp) Tipo K	Protector (Amp) Tipo K	Max Corriente de falla (Amp)	Max tiempo de Despeje (seg)	Min tiempo de fusión (seg)	Relación (Tmax/Tmin)	Conclusión
6a	80	30	267,77	0,50	5,00	10,000	Hay Coordinación
6f1	30	15	239,62	0,15	0,38	39,474	Hay Coordinación
10	80	15	266,37	0,13	0,28	46,429	Hay Coordinación
10a	15	6	238,64	0,02	0,08	22,500	Hay Coordinación
13a	30	12	261,11	0,08	0,28	29,091	Hay Coordinación
	30	15	261,11	0,14	0,28	50,000	Hay Coordinación
13c	12	3	230,95	0,02	0,05	34,000	Hay Coordinación
	12	10	230,95	0,07	0,05	130,000	No hay Coordinación
13b	15	12	234,34	0,09	0,08	122,667	No hay Coordinación
	15	3	234,34	0,02	0,08	22,667	Hay Coordinación

14a	15	3	256,43	0,02	0,07	22,857	Hay Coordinación
	15	6	256,43	0,03	0,07	40,000	Hay Coordinación
15a	25	6	255,10	0,03	0,20	14,250	Hay Coordinación
	25	2	255,10	0,02	0,20	8,500	Hay Coordinación
20a	25	6	253,44	0,03	0,22	12,273	Hay Coordinación
	25	15	253,44	0,14	0,22	63,636	Hay Coordinación

Tabla 2.28 Coordinación de Fusibles Alimentador 1 (Actual)

Alimentador 2

Alimentador 2							
Ptos C.C.	Protegi do (Amp) Tipo K	Protector (Amp) Tipo K	Max Corriente de falla (Amp)	Max tiempo de Despeje e (seg)	Min tiempo de fusión (seg)	Relación (Tmax/Tmin)	Conclusión
6b	25	6	250,94	0,028	0,200	14,000	Hay Coordinación
10b	10	6	273,23	0,025	0,020	125,000	No hay Coordinación
12a	15	12	271,69	0,070	0,058	120,690	No hay Coordinación
17f	15	3	266,51	0,015	0,067	22,388	Hay Coordinación
17i	15	6	266,48	0,027	0,067	39,552	Hay Coordinación
19b	15	6	239,61	0,031	0,080	38,750	Hay Coordinación
21a	15	10	265,13	0,051	0,068	75,000	Hay Coordinación
22a	10	6	237,99	0,033	0,030	110,000	No hay Coordinación

Tabla 2.29 Coordinación de Fusible Alimentador 2 (Actual)

Alimentador 3

Alimentador 3							
Ptos C.C.	Protegido (Amp) Tipo K	Protector (Amp) Tipo K	Max Corriente de falla (Amp)	Max tiempo de Despeje (seg)	Min tiempo de fusión (seg)	Relación (Tmax/Tmin)	Conclusión
6a	10	2	240,25	0,02	0,028	53,571	Hay Coordinación
	10	6	240,25	0,28	0,028	1000,000	No hay Coordinación
8	140	80	279,125	10,00	200	5,000	Hay Coordinación
	140	80	279,125	10,00	200	5,000	Hay Coordinación
9	80	50	247,05	1,80	5,50	32,727	Hay Coordinación
9a	50	40	240,28	1,00	1,00	100,000	No hay Coordinación
9da	40	12	146,01	0,22	3,00	7,333	Hay Coordinación
	40	8	146,01	0,10	3,00	3,167	Hay Coordinación
9g	20	12	56,22	1,80	50,00	3,600	Hay Coordinación
	20	15	56,22	5,00	50,00	10,000	Hay Coordinación
16ec	40	8	165,13	0,08	2,00	4,000	Hay Coordinación
	40	30	165,13	2,00	2,00	100,000	No hay Coordinación

Tabla 2.30 Coordinación de Fusible Alimentador 3 (Actual)

2.3.4 Ajuste y Coordinación Mejorada de los Rele de cada Alimentador.

Alimentadores 1, 3

Los ajustes para el disyuntor VAC de los alimentadores 1 y 3, están correctamente seleccionados como se comprobó en el análisis al calcular la corriente de carga dividido para la relación de transformación del CT.

Reajuste de Rele de Fase						
Ajustes	Alimentador 1		Alimentador 3		Principal	
	Actual	Mejorado	Actual	Mejorado	Actual	Mejorado
TAP	4	4	4	4	5	4
TD	3	3	3	3	3	4

Tabla 2.31 Reajuste del Rele de Fase A1, A3, Principal

Para el disyuntor principal se presenta un nuevo ajuste como se ve en la tabla anterior; este ajuste implica que la curva se desplace hacia la izquierda teniendo así oportunidad de coordinar correctamente con las curvas de los disyuntores de los Alimentadores 1 y 3 para un valor de corriente de falla dado, como apreciamos en el siguiente gráfico:

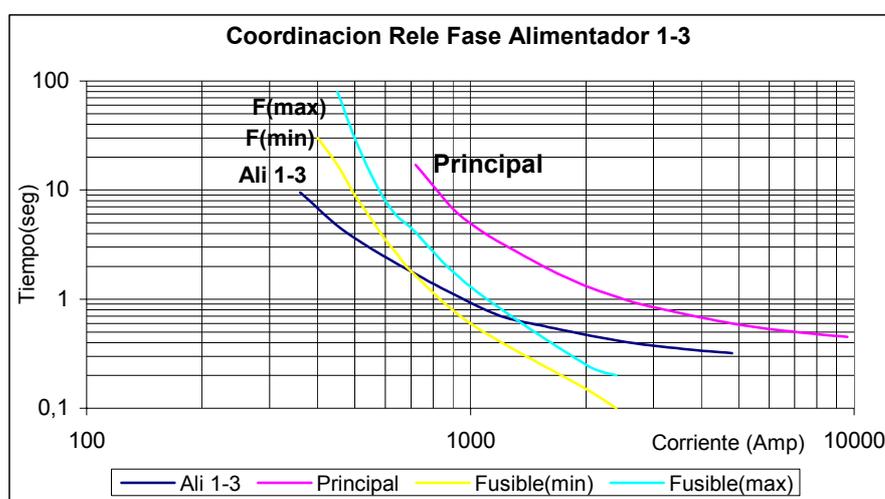


Gráfico 2.29 Coordinación de Fase A1, A3, Principal (Mejorado)

Para el reajuste del Rele de Tierra de los Alimentadores 1 y 3, se debe tener muy en cuenta el desbalance de corriente que presenta cada alimentador. En la siguiente tabla se presenta los nuevos ajustes propuestos:

Reajuste de Rele de Tierra						
Ajustes	Alimentador 1		Alimentador 3		Principal	
	Actual	Mejorado	Actual	Mejorado	Actual	Mejorado
TAP	1,5	0,5	1,5	0,5	2,5	0,5
TD	4	4	4	4	5	5

Tabla 2.32 Reajuste del Rele de Tierra A1, A3, Principal

El TAP ha sido reajustado para cada uno de los rele Alimentador 1, Alimentador 3 y Principales. En el siguiente gráfico se muestra las curvas de acuerdo a sus nuevos ajustes.

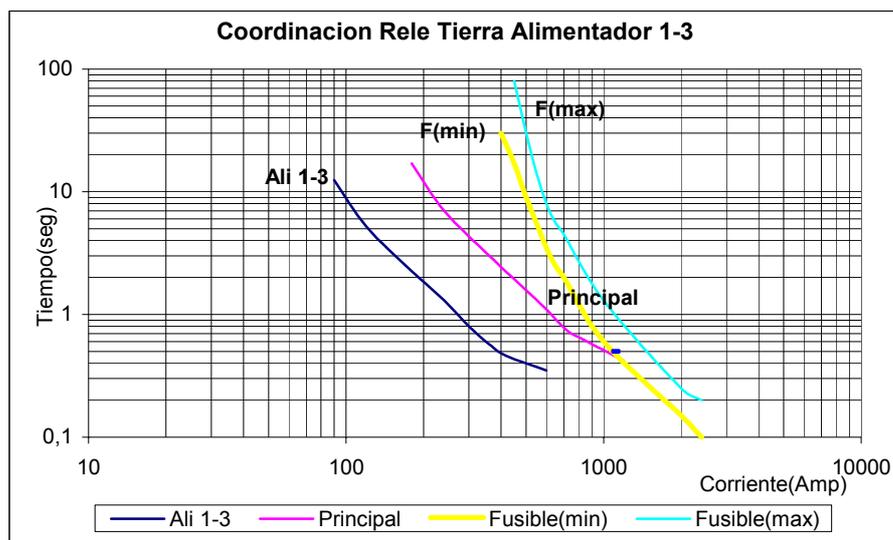


Gráfico 2.30 Coordinación de Tierra A1, A3, Principal (Mejorado)

Alimentador 2

La selección de la bobina del Reconector se realiza mediante el valor de corriente que circula a través de ella, en este caso la selección es la adecuada; de 140 Amp, cuyo valor mínimo de disparo es de 280 Amp. A continuación se presenta las curvas de coordinación, tomando en cuenta el nuevo ajuste para el disyuntor principal:

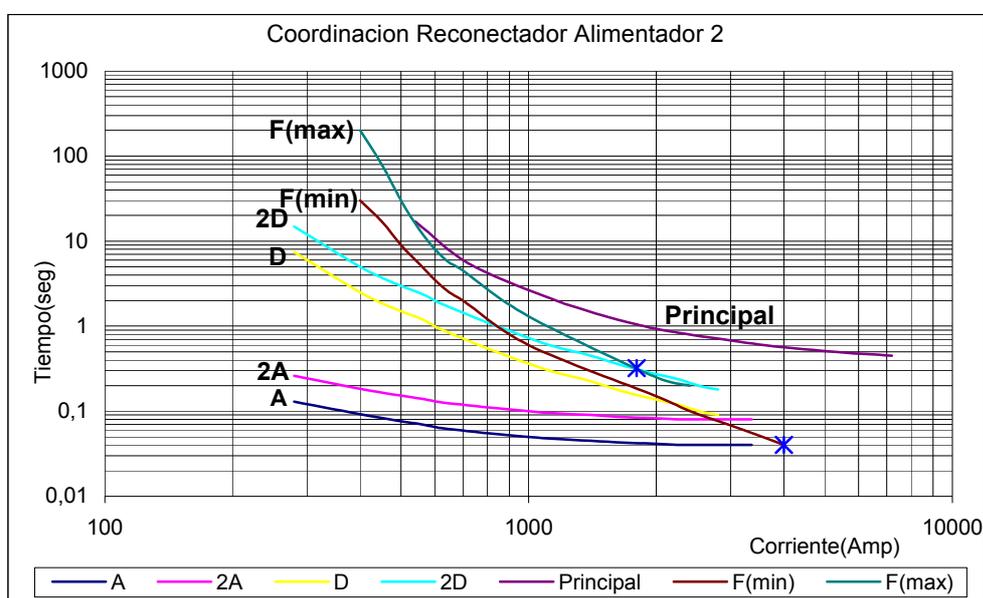


Gráfico 2.31 Coordinación del Reconector A2 (Mejorado)

2.3.5 Coordinación Mejorada de los Fusibles de cada Alimentador.

La Coordinación de los Fusibles de los Alimentadores 1, 3 se las realizo tomando en cuenta que estos tienen como equipo de protección en la subestación un Interruptor comandado por rele, y la Coordinación del Alimentador 2 se la hizo tomando en cuenta que tiene un reconector en la Subestación. Para todos los Alimentadores se

utilizo las Corrientes de Corto Circuito y las Corrientes de Carga que circulan por cada uno de los ramales, como se muestran en los Anexos F.1, F.2, F.3, F.4; de los Alimentadores 1, 2,3(urbano, rural) respectivamente.

Alimentador 1

El fusible tiene la función de operar con una falla del lado de la carga, impidiendo que opere el interruptor(rele de tiempo),a menos que este ultimo cuente con rele instantáneo que operará inmediatamente y en caso de persistir la falla operará el fusible después de realizar el recierre. Se recomienda un tiempo mínimo de 0.35 -0.4 segundos entre la curva I-t de interrupción total del fusible y la curva I-t del rele de tiempo del interruptor.

En la siguiente tabla se muestra la nueva Coordinación, considerando la incorporación adicional de fusibles, mejorando así el sistema de protección.

Alimentador 1								
Ptos C.C.	Protegido (Amp) Tipo K	Protector (Amp) Tipo K	Máx. I. de falla (Amp)	I. Carga (Amp)	Máx. tiempo de Despeje (Seg.)	Min tiempo de fusión (Seg.)	Relación (Tmax/Tmin)	Conclusión
6a	65	30	267,77	91,87	0,5	1,9	26,316	Hay Coordinación
6f1	30	15	239,62	37,41	0,150	0,38	39,474	Hay Coordinación
10	100	20	266,37	100	0,130	0,28	46,429	Hay Coordinación
10a	15	6	238,64	21,52	0,018	0,08	22,500	Hay Coordinación
13a	30	12	261,11	37,85	0,080	0,275	29,091	Hay Coordinación
	30	18	261,11	37,85	0,140	0,280	50,000	Hay Coordinación
13c	10	3	230,95	9,33	0,017	0,030	56,667	Hay Coordinación
	10	6	230,95	9,33	0,018	0,030	60,000	Hay Coordinación

13b	20	12	234,34	23,22	0,092	1,500	6,133	Hay Coordinación
	20	3	234,34	23,22	0,017	1,500	1,133	Hay Coordinación
14a	15	3	256,43	17,79	0,016	0,070	22,857	Hay Coordinación
	15	6	256,43	17,79	0,028	0,070	40,000	Hay Coordinación
15a	25	6	255,10	15,48	0,029	0,200	14,250	Hay Coordinación
	25	2	255,10	15,48	0,017	0,200	8,500	Hay Coordinación
20a	25	6	253,44	10,96	0,027	0,220	12,273	Hay Coordinación
	25	15	253,44	10,96	0,140	0,220	63,636	Hay Coordinación

Tabla 2.33 Coordinación Fusible Alimentador 1 (Mejorado)

Alimentador 2

Para una adecuada coordinación del reconnector - fusible se busca que las operaciones rápidas del reconnector no provoquen daño a los fusibles, incluyendo el efecto acumulativo de las operaciones rápidas considerando los intervalos de recierre. Por otro lado las operaciones lentas del reconnector se deben retardar lo suficiente para asegurar la operación del fusible antes de la apertura definitiva del reconnector.

Alimentador 2								
Ptos C.C.	Protegido (Amp) Tipo K	Protector (Amp) Tipo K	Máx. I. de falla (Amp)	I. Carga (Amp)	Máx. tiempo de Despeje (Seg.)	Min tiempo de fusión (Seg.)	Relación (Tmax/Tmin)	Conclusión
6b	20	6	250,94	26,1	0,028	0,140	20,000	Hay Coordinación
	20	12	250,94	26,1	0,085	0,140	60,714	Hay Coordinación
10c	15	6	246,44	18,44	0,027	0,080	33,750	Hay Coordinación
	15	10	246,44	18,44	0,059	0,080	73,750	Hay Coordinación
10b	15	10	273,23	19,49	0,042	0,057	73,684	Hay Coordinación
12a	15	10	271,69	13,45	0,042	0,058	71,552	Hay Coordinación

17a	15	10	267,13	14,86	0,050	0,067	74,850	Hay Coordinación
17f	15	6	266,51	17,687	0,027	0,067	40,299	Hay Coordinación
17i	20	6	266,48	28,27	0,027	0,125	21,600	Hay Coordinación
17d	35	15	267,05	48,16	0,067	0,500	13,400	Hay Coordinación
19a	15	10	266,21	21,16	0,050	0,067	74,627	Hay Coordinación
19d	15	8	266,16	18,89	0,038	0,067	56,716	Hay Coordinación
21a	15	10	265,13	21,64	0,051	0,068	75,000	Hay Coordinación
22a	20	6	237,99	25,93	0,033	0,220	15,000	Hay Coordinación

Tabla 2.34 Coordinación de Fusibles Alimentador 2 (Mejorado)

Alimentador 3

Alimentador 3								
Ptos C.C.	Protegido (Amp) Tipo K	Protector (Amp) Tipo K	Max Corriente de falla (Amp)	I. de Carga (Amp)	Max tiempo de Despeje (seg)	Min tiempo de fusión (seg)	Relación (Tmax/Tmin)	Conclusión
2a	12	3	276,57	12,8	0,02	0,035	42,857	Hay Coordinación
	12	6	276,57	12,8	0,02	0,035	62,857	Hay Coordinación
6a	12	2	240,25	12,82	0,02	0,038	47,368	Hay Coordinación
	12	6	240,25	12,82	0,03	0,038	73,684	Hay Coordinación
8	140	100	279,125	200,45	70,00	200	35,000	Hay Coordinación
8	140	80	279,125	200,45	80,00	200	40,000	Hay Coordinación
9	80	65	247,05	97,46	4,50	6,00	75,000	Hay Coordinación
9a	65	6	240,28	86,17	0,03	2,50	1,120	Hay Coordinación
	65	50	240,28	86,17	1,80	2,50	72,000	Hay Coordinación
9c	50	6	163,05	68,8	0,06	6,00	1,000	Hay Coordinación
9da	20	15	146,01	29,59	0,28	0,38	73,684	Hay Coordinación
	20	8	146,01	29,59	0,09	0,38	22,368	Hay Coordinación
9f	20	15	78,85	25,71	1,20	1,60	75,000	Hay Coordinación
	20	8	78,85	25,71	0,22	1,60	13,750	Hay Coordinación
9g	15	10	56,22	19,73	0,85	2,00	42,500	Hay Coordinación

	15	6	56,22	19,73	0,25	2,00	12,500	Hay Coordinación
16ec	15	8	165,13	20,04	0,08	0,20	40,000	Hay Coordinación
	15	3	165,13	20,04	0,04	0,20	17,500	Hay Coordinación
18a	12	6	193,54	16,01	0,04	0,07	54,286	Hay Coordinación
	12	8	193,54	16,01	0,05	0,07	71,429	Hay Coordinación
30a	12	3	168,40	16,34	0,03	0,07	44,118	Hay Coordinación
	12	10	168,40	16,34	0,05	0,07	73,529	Hay Coordinación
30b	10	3	166,16	13,76	0,03	0,07	43,478	Hay Coordinación
	10	6	166,16	13,76	0,05	0,07	72,464	Hay Coordinación
30eb	8	2	124,51	11,67	0,04	0,08	46,667	Hay Coordinación
	8	2	124,51	11,67	0,04	0,08	46,667	Hay Coordinación
30e	20	6	168,25	28,59	0,05	0,35	14,286	Hay Coordinación
	20	8	168,25	28,59	0,08	0,35	22,857	Hay Coordinación
	20	10	168,25	28,59	0,14	0,35	40,000	Hay Coordinación
35c	30	10	183,17	42,05	0,10	0,65	15,385	Hay Coordinación
	30	20	183,17	42,05	0,34	0,65	52,308	Hay Coordinación
37a	10	2	156,98	10,44	0,03	0,08	33,333	Hay Coordinación
	10	6	156,98	10,44	0,05	0,08	66,667	Hay Coordinación
37d	6	2	153,01	8,6	0,02	0,03	72,000	Hay Coordinación
44ae	6	2	114,82	8,6	0,03	0,05	73,333	Hay Coordinación
44aa	8	3	115,88	10,44	0,05	0,08	62,500	Hay Coordinación
44da	8	6	72,87	11,44	0,13	0,18	72,222	Hay Coordinación
44fa	6	2	62,53	5,92	0,08	0,14	53,571	Hay Coordinación
	6	3	62,53	5,92	0,09	0,14	60,714	Hay Coordinación

Tabla 2.35 Coordinación de Fusibles Alimentador 3 (Mejorado)

2.4.-CARGAS / CONSUMIDORES

Existen diversos criterios para la clasificación de las cargas, entre los cuales destacan:

- a) Localización geográfica.
- b) Tipo de utilización de la energía.
- c) Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad).
- d) Efecto de la carga en el sistema de distribución (ciclo de las cargas).
- e) Tarifas.
- f) Especiales.

a) Localización geográfica

Un sistema de distribución debe atender a usuarios de energía eléctrica, tanto los localizados en ciudades como en zonas rurales; por tanto, es obvia una división del área que atiende el sistema de distribución en zonas.

La carga de cada usuario se clasificará de acuerdo con su localización geográfica, destacando peculiaridades típicas de cada zona. En la siguiente tabla se muestran algunos valores de densidades características por zona.

ZONAS	MVA / km ² densidad
Urbana central	40 - 100
Semiurbana	3 - 5
Urbana	5 - 40
Rural	<5

Tabla 2.36 Densidad Características

Para calcular la densidad de carga de la Subestación Chorrera, se consideró la distancia de los ramales trifásicos y de los ramales monofásicos, en vista de no tener el valor de cada área para cada Alimentador.

En la tabla 2.37 presentamos las densidades de carga de cada alimentador:

	Alimentador 1		Alimentador 2		Ali.3 Urbano		Ali.3 Rural	
	R. 3Ø	R. 1Ø	R. 3Ø	R. 1Ø	R. 3Ø	R. 1Ø	R. 3Ø	R. 1Ø
Distancia (Km)	6,75	8,21	4,56	4,67	4,56	4,67	57,57	190,19
C.nominal(MVA)	2,21	2,79	1,23	3,89	1,23	3,89	1,19	4,69
Densidad(MVA/Km)	0,33	0,34	0,27	0,83	0,27	0,83	0,02	0,02

Tabla 2.37 Densidades por tramo de cada Alimentador

b) Tipo de utilización de la energía

Las aplicaciones que da el usuario al consumo de energía eléctrica pueden servir como parámetros para clasificar las cargas; así, de éstas se tienen, por ejemplo:

- Cargas residenciales.
- Cargas de iluminación en predios comerciales.
- Cargas de fuerza en predios comerciales.
- Cargas industriales.
- Cargas de municipios o gubernamentales.
- Cargas hospitalarias.

c) Dependencia de la energía eléctrica (confiabilidad)

Considerando los perjuicios que pueden causar las interrupciones de energía eléctrica en las cargas, es posible clasificar éstas en:

- Sensibles.
- Semisensibles.
- Normales.

d) Efecto de la carga en el sistema de distribución y ciclo de trabajo de las cargas.

Conforme al ciclo de trabajo, las cargas se pueden clasificar en:

- Transitorias cíclicas.
- Transitorias acíclicas.
- Normales.

Las primeras son aquellas que no funcionan continuamente y efectúan un ciclo de trabajo periódico, desarrollando las segundas un ciclo de trabajo no periódico, no así las normales que trabajan continuamente. La existencia de cargas transitorias impone soluciones más elaboradas, en especial tratándose de cargas de gran potencia, ya que ocasionan perturbaciones en el sistema y deben evitarse.

e) Tarifas

Otro criterio de clasificación es la tarifa o la manera de cobro de la energía que se suministra. Para ello las compañías eléctricas acostumbran catalogar a sus consumidores de acuerdo con el tipo de carga que consumen. Evidentemente, esto dependerá del criterio de cada compañía.

f) Especiales

Dentro de las cargas especiales se distinguen las que introducen asimetrías al sistema y lo desequilibran, por ejemplo: hornos monofásicos eléctricos.

También se pueden considerar especiales las cargas grandes cuya alimentación altera las condiciones de funcionamiento de un sistema.

La empresa EMELRIOS presenta la siguiente clasificación de cargas por cada alimentador de la Subestación Chorrera:

Alimentadora	Tipo	Tarifa
1	Urbana	Residencial
2	Urbana	Residencial/ Comercial
3	Urbana/Rural	Residencial/ Servicios

Tabla 2.38 Clasificación de Cargas por cada Alimentador

2.5.- INFORMACION ESTADISTICAS DE LAS INTERRUPCIONES

Según la Regulación No. CONELEC- 004/01, que trata sobre la Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución; en el numeral 3.1.3 establece para todas las empresas distribuidoras, el registro y clasificación de las interrupciones.

En el Anexo G, se muestra el formato, que lleva la empresa EMELRIOS para el registro de las interrupciones.

Para el cálculo de los índices de calidad se han considerado todas las interrupciones mayores de tres minutos, incluyendo las de origen externo, en el Anexo H presentamos las interrupciones de cada alimentador de la Subestación Chorrera.

En la tabla siguiente se muestra el número de interrupciones por año de cada alimentador.

Años	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3	total
2003	5	3	42	50
2004	8	4	54	66
2005	1	3	40	44
2006	7	4	77	88
total	21	14	213	248

Tabla 2.39 Números de Interrupciones por Alimentadora

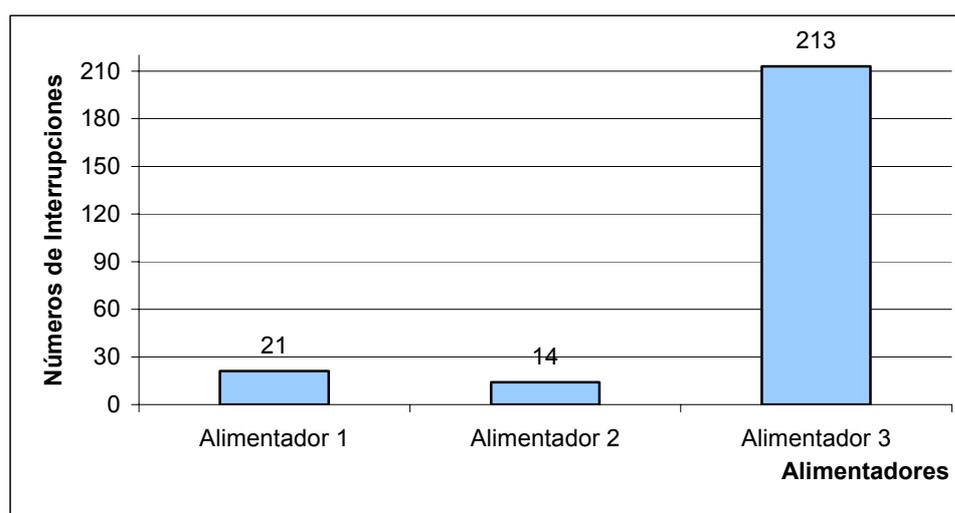


Gráfico 2.32 Número de Interrupciones por Alimentadora durante 4 Años

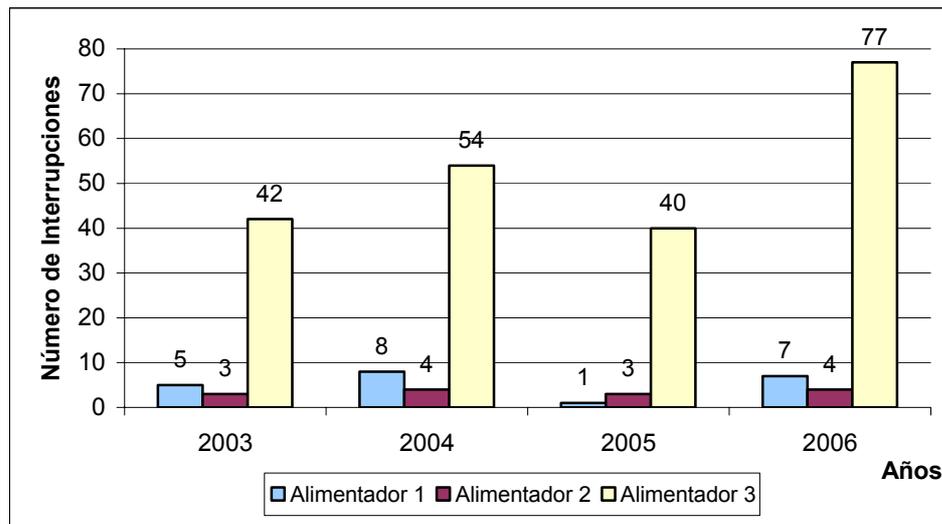


Gráfico 2.33 Número de Interrupciones por Año por Alimentadora

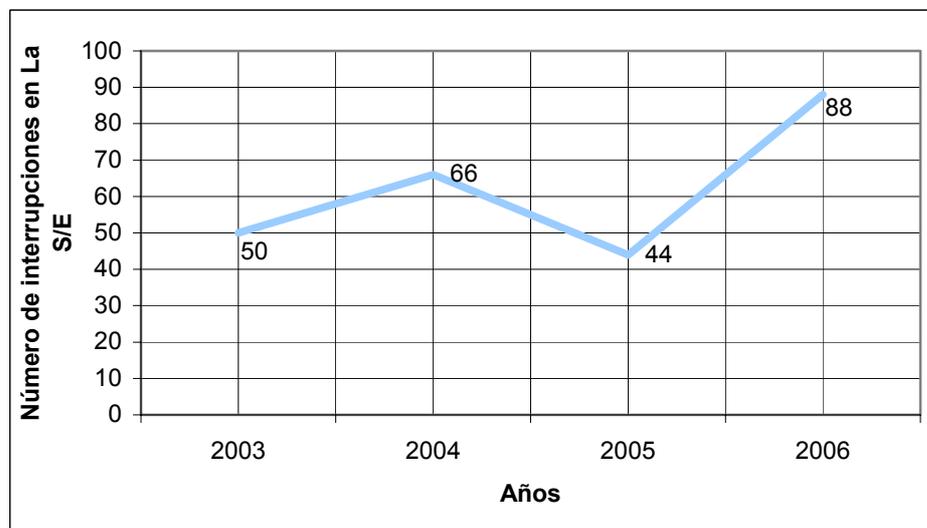


Gráfico 2.34 Evaluación de las Interrupciones en la Alimentadora

2.5.1 Duración de la Salida de Servicio.

El impacto de la falla de un componente en la disponibilidad del sistema es influenciado por dos procedimientos operacionales:

- 1.- La restauración permanente de las funciones del sistema (sea separando o reemplazando el componente fallado).
- 2.- La restauración temporal (total o parcial), de las funciones del sistema a través de la reconfiguración del circuito (switcheo).

Los principales componentes de una duración de salida de servicio son:

- Tiempo de Notificación (TN)
- Tiempo de Preparación de la Cuadrilla (TPC).
- Tiempo de Ubicación de la Falla (TUF).
- Tiempo de Viaje al Switch (TVS).
- Tiempo de Reparación o Reemplazo del Componente (TRC).

La Empresa EMELRIOS C.A., no lleva un registro de estos tiempos; a través de una encuesta realizada al personal encargado de la reparación de una falla, se determinó ciertos tiempos para cada alimentador y dependiendo del componente fallado como se muestra en la siguiente tabla.

Tiempo (min.)	Alimentador 1			Alimentador 2			Alimentador 3		
	Líneas	Fusibles	Transf.	Líneas	Fusibles	Transf.	Líneas	Fusibles	Transf.
TN	10	10	10	10	10	10	10	10	10
TPC	5	5	5	5	5	5	5	5	5
TUF	30	30	30	30	30	30	60	60	60
TVS	5	5	5	5	5	5	5	5	5
TRC	30	10	60	30	10	60	30	10	60
TOTAL	80	60	110	80	60	110	110	90	140

Tabla 2.40 Tiempo Estimado para la Reparación de Componentes Fallados

Estos tiempos, equivalen aproximadamente a lo que se tomarían en reestablecer el servicio eléctrico la cuadrilla de reparación de fallas, de haber ocurrido una interrupción en el alimentador y en los componentes indicados en la tabla 2.40.

Para establecer el tiempo medio de reparación, tomaremos en cuenta los tiempos iguales o mayores que nos da la Empresa, en su detalle de Interrupciones; si el tiempo registrado es menor, se utilizara como estándar el tiempo indicado en la tabla 2.40

3.5.2 Duración de Interrupciones

La siguiente tabla representa el registro llevado por la empresa EMELRIOS C.A., de la duración de todas las interrupciones mayores a tres minutos comprendidos entre los años 2003 a 2006.

Duración de las Interrupciones en horas (Registrado)				
Años	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3	total
2003	1,26	5,19	23,91	30,36
2004	1,04	3,92	33,2	38,16
2005	0,07	3,07	7,92	11,06
2006	2,68	3,5	46,4	52,58
total	5,05	15,68	111,43	132,16

Tabla 2.41 Duración de Interrupciones por Alimentador

De acuerdo a la tabla 2.40 (tiempos estimados); y a los registros de la tabla 2.41, se estableció la duración de las interrupciones en el tiempo estimado en horas que se presentan en la siguiente tabla:

Duración de las Interrupciones Estimadas en horas				
Años	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3	total
2003	7,33	5,953	82,006	95,289
2004	18,56	7,6	115,413	141,573
2005	1,833	4,153	68,516	74,502
2006	9,16	5,833	143,905	158,898
total	36,883	23,539	409,84	470,262

Tabla 2.42 Duración de Interrupciones Estimada por Alimentador.

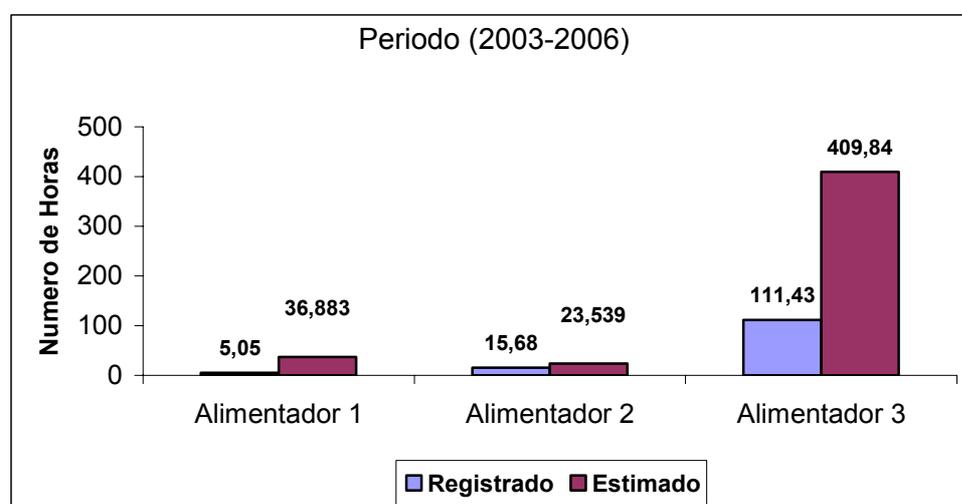


Gráfico 2.35 Duración de Interrupciones por Alimentadora durante 4 Años

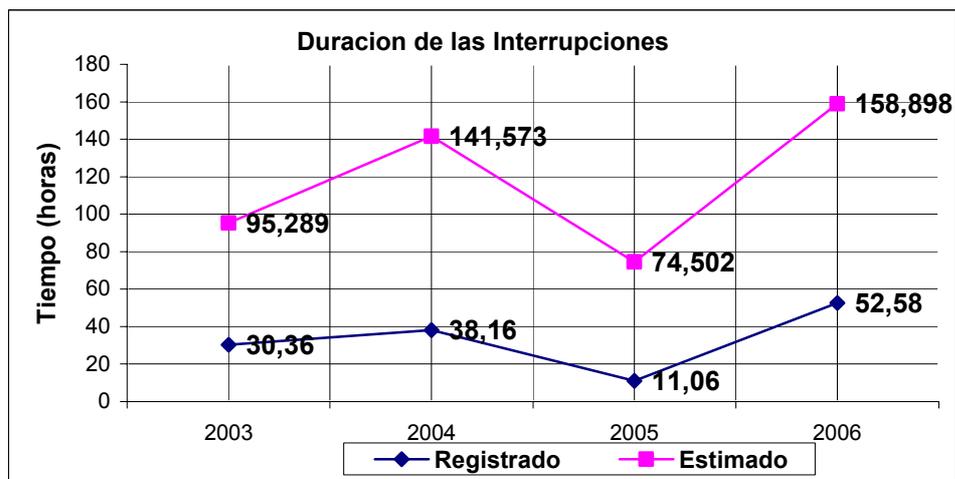


Gráfico 2.36 Variación de la Duración de las Interrupciones por Año

2.6.- EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD

El objetivo de la evaluación de la confiabilidad, sea esta de distribución, transmisión o industrial es determinar índices que reflejan la calidad de ser vicio que presenta el sistema para el usuario final.

Para la evaluación de la confiabilidad, se determinan diferentes parámetros o índices a partir de datos históricos de operación; los libros recomiendan cuando menos cinco años. La empresa EMELRIOS guarda toda la información sobre mediciones, pruebas y su procesamiento; por un periodo no menor de tres años, según como lo estipula el CONELEC, en su Regulación No. CONELEC-004/01.

La tasa de salida o de falla de líneas de distribución, deberá ser establecida por Km. por año para cada tipo, y tensión de alimentación; para otros equipos o componentes

tales como transformadores, interruptores, banco de capacitores, etc., deberá ser determinada por unidades existentes y por año.

Para la evaluación de los parámetros hemos considerados los siguientes componentes en cada uno de los alimentadores de la Subestación Chorrera: transformadores de distribución (T/D), fusibles, líneas divididas en troncal principal y ramales a nivel de 13.8 kV.

2.6.1.- Cálculo de Parámetros

$$\lambda = \frac{m}{n * T}$$

λ = La tasa de falla estimada.

m = Número de fallas.

n = Número de unidades expuestas a la falla (población).

T = Periodo de tiempo que las unidades fueron expuestas a la falla.

$$\mu = \lambda * r$$

μ = Indisponibilidad del componente

λ = La tasa de falla estimada.

r = Tiempo medio de reparación

Alimentador 1

A1 T/D	m	n	T	λ (fallas/año)	r (hrs.)	μ (Ind.-año)
2003	2	109	1	0,0183486	0,0336	0,000616
2004	6	114	2	0,0263158	0,0965	0,002539
2005	1	119	3	0,0028011	0,0154	0,000043
2006	1	124	4	0,0020161	0,0148	0,000030

Tabla 2.43 Tasa de Falla Transformadores Alimentador 1

A1 fusibles	m	n	T	λ (fallas/año)	r (hrs.)	μ (Ind.-año)
2003	1	175	1	0,0057143	0,0057	0,000033
2004	1	185	2	0,0027027	0,0054	0,000015
2005	0	195	3	0	0	0,000000
2006	2	205	4	0,002439	0,0098	0,000024

Tabla 2.44 Tasa de Falla Fusibles Alimentador 1

Alimentador 2

A2 T/D	m	n	T	λ (fallas/año)	r (hrs.)	μ (Ind.-año)
2003	0	94	1	0	0	0,00000
2004	2	99	2	0,010101	0,037	0,00037
2005	1	104	3	0,0032	0,0176	0,00006
2006	1	109	4	0,0023	0,0168	0,00004

Tabla 2.45 Tasa de Falla Transformadores Alimentador 2

No se registran fallas por fusibles en el Alimentador 2 por lo que no se pudo calcular su tasa de falla.

Alimentador 3

Zona Urbana:

A3 T/D	m	n	T	λ (fallas/año)	r (hrs.)	μ (Ind.-año)
2003	18	15	1	1,2000	2,1993	2,6392
2004	42	17	2	1,2353	4,5288	5,5944
2005	18	19	3	0,3158	1,7363	0,5483
2006	38	21	4	0,4524	3,3171	1,5006

Tabla 2.46 Tasa de Falla Transformadores Alimentador 3

A3 Fusibles	m	n	T	λ (fallas/año)	r (hrs.)	μ (Ind.-año)
2003	11	24	1	0,4583	0,4583	0,2101
2004	5	27	2	0,0926	0,1852	0,0171
2005	16	30	3	0,1778	0,5333	0,0948
2006	11	33	4	0,0833	0,3333	0,0278

Tabla 2.47 Tasa de Falla Fusibles Alimentador 3

Zona Rural:

A3 T/D	m	n	T	λ (fallas/año)	r (hrs.)	μ (Ind.-año)
2003	18	396	1	0,0455	0,1060	0,0048
2004	42	402	2	0,0522	0,2438	0,0127
2005	18	408	3	0,0147	0,1029	0,0015
2006	38	413	4	0,0230	0,2147	0,0049

Tabla 2.48 Tasa de Falla Transformadores Alimentador 3

A3 Fusibles	m	n	T	λ (fallas/año)	r (hrs.)	μ (Ind.-año)
2003	11	518	1	0,0212	0,0319	0,0007
2004	5	523	2	0,0048	0,0143	0,0001
2005	16	528	3	0,0101	0,0455	0,0005
2006	11	534	4	0,0051	0,0309	0,0002

Tabla 2.49 Tasa de Falla Fusibles Alimentador 3

Tasa de fallas relacionadas con la longitud:

$$b = \frac{m}{n * T}$$

Donde:

b = Factor de escala de la tasa de falla (falla/Km/año).

m = Número de fallas observadas.

n = Longitud total del componente expuesto a la falla.

T = Tiempo de la prueba.

$$\lambda = b * L$$

Donde:

λ = La tasa de falla estimada (falla/año).

b = Factor de escala de la tasa de falla.

L = Longitud de la alimentadora o un segmento de ella.

Para el cálculo de la tasa de falla del componente (líneas); se ha dividido cada alimentador en segmentos tanto la troncal principal y los ramales como se muestra en los Anexos I.1, I.2, I.3, I.4 de los Alimentadores 1, 2, 3(urbano, rural) respectivamente.

Los datos proporcionados por la empresa correspondiente al año 2006, tales como; número estimado de usuario por alimentador, kVA Instalados por alimentador, tasa de crecimiento anual de energía eléctrica. Se estimó el número de usuarios

correspondientes a los años 2003, 2004, 2005, a partir de estos datos, se realizaron los cálculos de tasa de fallas estimada.

	Troncal Principal		Ramal Monofasico	
	Tasa de Falla λ	Tiempo Medio de Reparación	Tasa de Falla λ	Tiempo Medio de Reparación
	(falla/Km.-año)	(horas)	(falla/Km.-año)	(horas)
Alimentador 1	0,222	5,33	0,183	3,334
Alimentador 2	0,493	4	0,482	3,228
Ali.3 Urbano	2,165	26,66	5,623	13,606
Ali.3 Rural	0,152	36,66	0,046	14,372

Tabla 2.50 Tasa de Falla y Tiempo de Reparación por Alimentador

En el Anexo J; se calculó cada una de las tasas de fallas por cada segmento, de la troncal principal y de los ramales a lo largo del Alimentador 1, 2 y 3 respectivamente.

2.6.2.- Índices o Indicadores de la Confiabilidad orientados al Consumidor

Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI)

$$SAIFI = \frac{\text{Número Total de Consumidores Interrumpidos}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}}$$

$$SAIFI = \frac{\sum \lambda_i * N_i}{\sum N_i}$$

λ_i = Tasa de falla en i.

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

Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio de Consumidor (CAIFI)

$$CAIFI = \frac{\text{Número Total de Consumidores Interrumpidos}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}}$$

$$CAIFI = \frac{\sum \lambda_i * N_i}{\sum N_a}$$

N_a = Número Total de Consumidores afectados (# consumidores afectados deberá ser contado una sola vez, sin importar el Número de interrupciones que pueda haber experimentado en un año).

Índice de la Duración Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI)

$$SAIDI = \frac{\sum \text{De los Pr oductos de la duración de la int errup} * \# \text{consumidor es int p}}{\text{Número Total de Consumidor es}}$$

$$SAIDI = \frac{\sum \mu_i N_i}{\sum N_i}$$

Índice de la Duración de la Interrupción Promedio de Consumidor (CAIDI)

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de los Pr oductos de la Duración de la Interrup} \times \# \text{de consumidor int errump.}}{\text{Número Total de Consumidores in terrumpidos}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum \mu_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} = \frac{SAIDI}{CAIFI}$$

Índice de la Disponibilidad Promedio de Servicio (ASAI)

$$ASAI = \frac{\text{Consumidores} - \text{horas de servicio disponible}}{\text{Consumidores} - \text{horas demandados}}$$

$$CAIDI = \frac{\sum N_i * 8760 - \sum \mu_i * N_i}{\sum N_i * 8760}$$

Índice de Indisponibilidad Promedio del Servicio (ASUI)

$$ASUI = 1 - \frac{\text{Consumidores} - \text{horas de servicio disponible}}{\text{Consumidores} - \text{horas demandados}} = 1 - ASAI$$

2.6.2.1 Cálculo de Índices

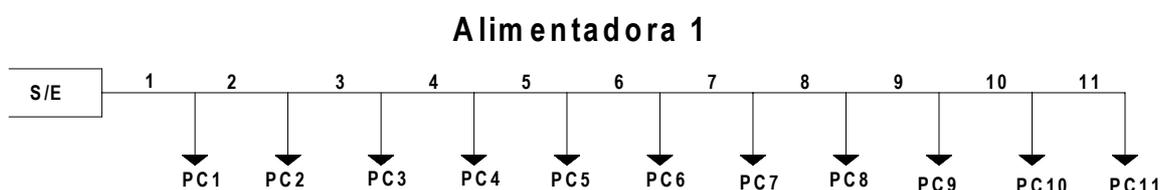


Gráfico 2.37 Puntos de Carga Alimentador 1

Con una tasa de crecimiento de los usuarios en un 0.15% anual, para la zona urbana de los Alimentadores 1, 2, 3 y 0.09% anual para la zona rural del Alimentadora 3; se estimó el número de usuarios para el periodo en estudio comprendido entre los años 2003-2006.

En tabla 2.51; se presentan el número aproximados de usuarios, por cada punto de carga para los años que se indican.

Pto.de Carga	No. Consumidores.(Ni)			
	2003	2004	2005	2006
PC1	40	41	42	43
PC2	161	163	165	168
PC3	332	337	341	346
PC4	205	208	211	214
PC5	197	200	203	76
PC6	70	71	72	73
PC7	334	339	343	348
PC8	268	271	275	279
PC9	199	201	204	207
PC10	770	780	790	801
PC11	131	133	135	137

Tabla 2.51 Número de Usuarios del Alimentador 1

En el Anexo K.1, se presenta los resultados de la tasa de falla, el tiempo medio de reparación y la indisponibilidad para cada punto de carga del Alimentador 1.

Con los parámetros calculados, mostrados en el anexo K.1, es posible obtener los índices o indicadores de confiabilidad relacionados con los consumidores; los mismos que se aprecian en la tabla de resultados 2.52.

Índices	Periodos			
	2003	2004	2005	2006
SAIFI	0,890	0,774	0,516	0,762
CAIFI	1,056	0,528	0,352	1,168
SAIDI	0,411	0,000	0,000	1,077
CAIDI	0,462	0,000	0,000	0,922
ASAI	1,000	1,000	1,000	1,000
ASUI	0,000	0,000	0,000	0,000

Tabla 2.52 Índices de Confiabilidad Alimentador 1

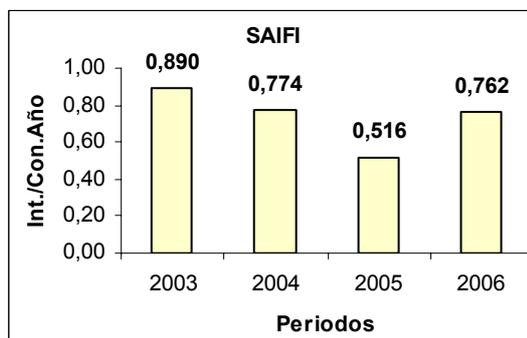


Gráfico 2.38 SAIFI Alimentador 1

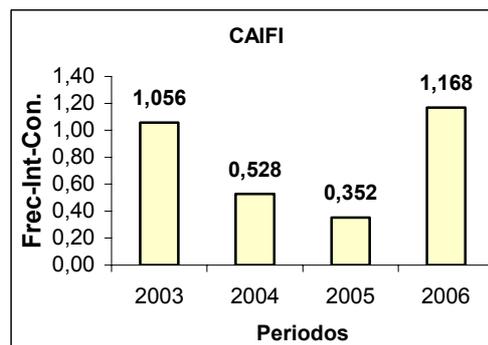


Gráfico 2.39 CAIFI Alimentador 1

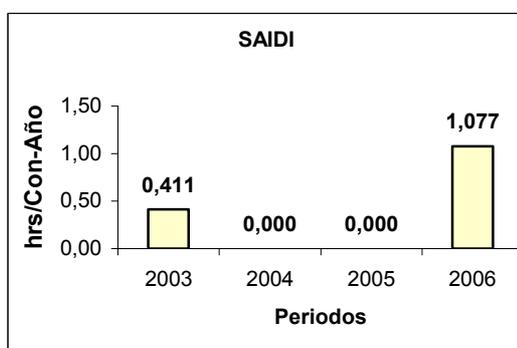


Gráfico 2.40 SAIDI Alimentador 1

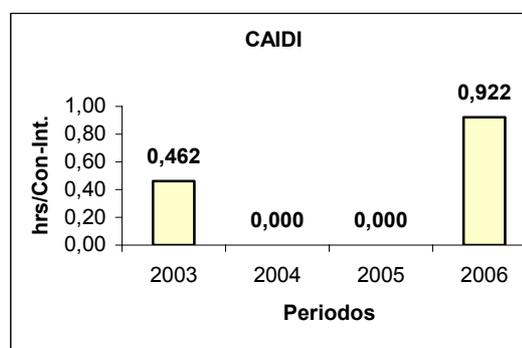


Gráfico 2.41 CAIDI Alimentador 1

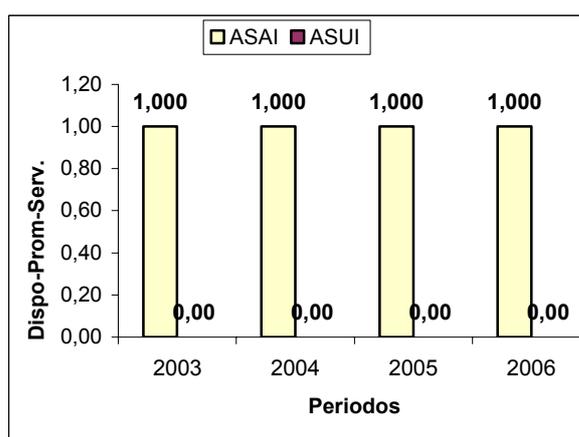


Gráfico 2.42 ASAI, ASUI Alimentador 1

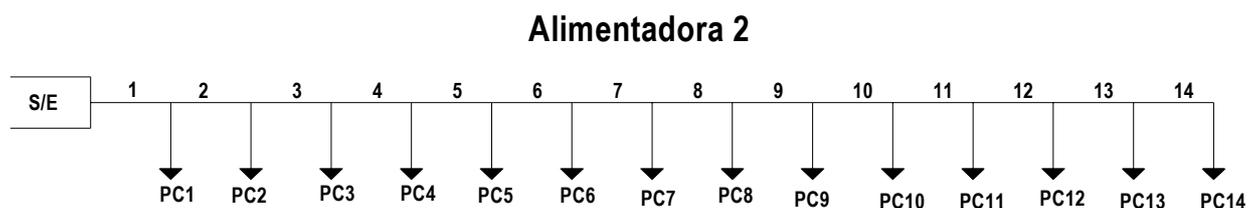


Gráfico 2.43 Puntos de Carga Alimentador 2

Pto. de Carga	No. Consumidores.(Ni)			
	2003	2004	2005	2006
PC1	132	134	136	138
PC2	135	137	139	141
PC3	29	31	33	35
PC4	70	72	74	76
PC5	201	203	205	208
PC6	77	79	81	83
PC7	120	122	124	126
PC8	828	837	846	856
PC9	80	82	84	86
PC10	221	223	226	229
PC11	57	59	61	63
PC12	320	323	327	331
PC13	193	195	197	200
PC14	98	99	101	103

Tabla 2.53 Número de Usuarios del Alimentador 2

En el Anexo K.2, se presenta los resultados de la tasa de falla, el tiempo medio de reparación y la indisponibilidad para cada punto de carga del Alimentador 2.

A partir de los parámetros calculados que se muestran en el anexo K.2, obtenemos los siguientes índices:

Índices	Periodos			
	2003	2004	2005	2006
SAIFI	1,261	1,681	1,345	1,440
CAIFI	1,188	1,588	1,275	1,513
SAIDI	1,232	1,145	0,310	0,192
CAIDI	0,977	0,681	0,231	0,127
ASAI	1,000	1,000	1,000	0,952
ASUI	0,000	0,000	0,000	0,048

Tabla 2.54 Índices de Confiabilidad Alimentador 2

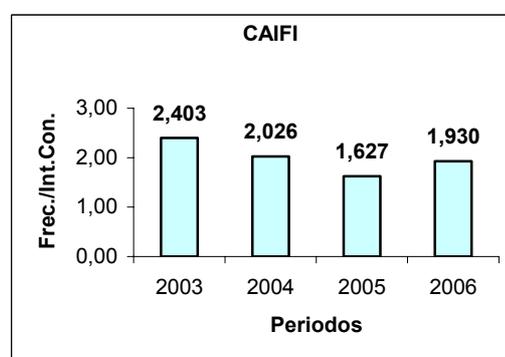
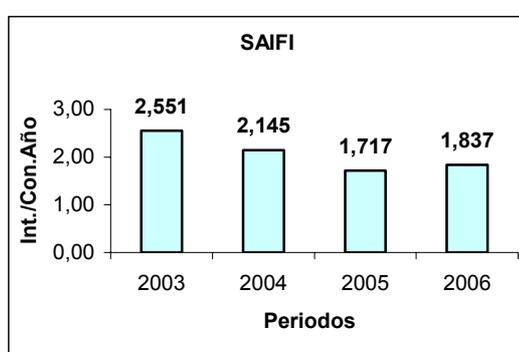


Gráfico 2.44 SAIFI Alimentador 2

Gráfico 2.45 CAIFI Alimentador 2

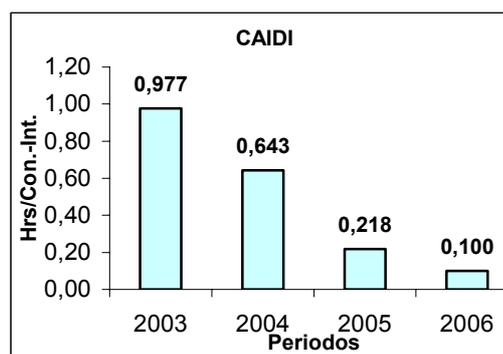
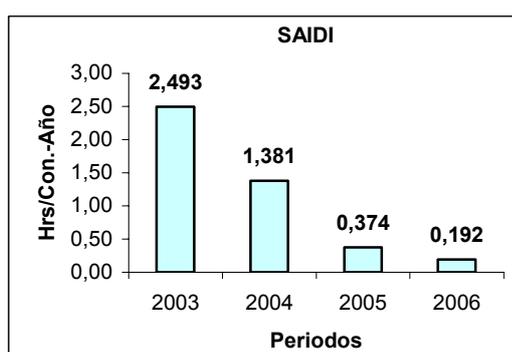


Gráfico 2.46 SAIDI Alimentador 2

Gráfico 2.47 CAIDI Alimentador 2

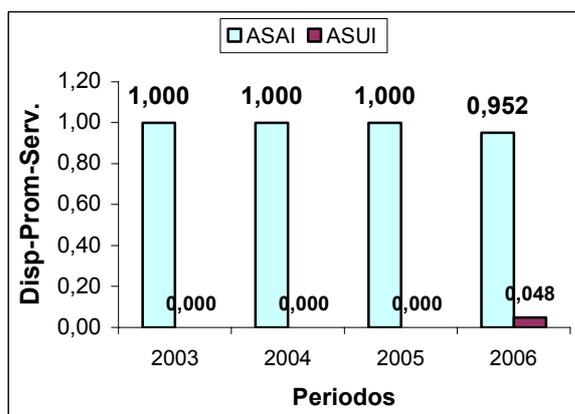


Gráfico 2.48 ASAI, ASUI Alimentador 2

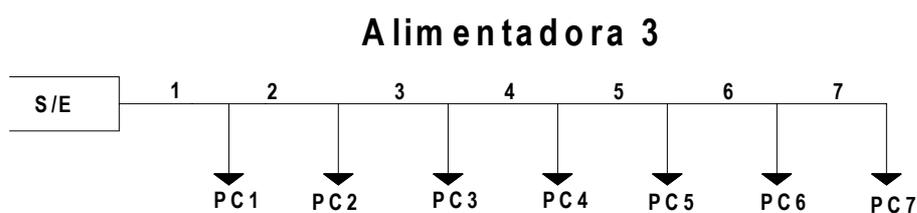


Gráfico 2.49 Puntos de Carga Alimentador 3 Urbano

Pto. de Carga	No. de Usuarios (Ni)			
	2003	2004	2005	2006
PCI	12	14	16	18
PC2	29	31	33	35
PC3	40	42	44	46
PC4	26	28	30	32
PC5	26	28	30	32
PC6	60	62	64	66
PC7	21	23	25	27

Tabla 2.55 Número de Usuarios Alimentador 3

En el Anexo K.3, se presenta los resultados de la tasa de falla, el tiempo medio de reparación y la indisponibilidad para cada punto de carga, tanto de la zona urbana como de la zona rural del Alimentador 3.

A partir de los parámetros calculados que se muestran en el anexo K.3, obtenemos los siguientes índices:

Índices	Periodos			
	2003	2004	2005	2006
SAIFI	5,546	3,877	2,766	4,836
CAIFI	5,875	4,131	2,962	5,202
SAIDI	17,951	5,077	4,722	32,348
CAIDI	3,237	1,310	1,707	6,689
ASAI	0,998	0,999	1,000	0,996
ASUI	0,002	0,001	0,000	0,004

Tabla 2.56 Índices de Confiabilidad Alimentador 2

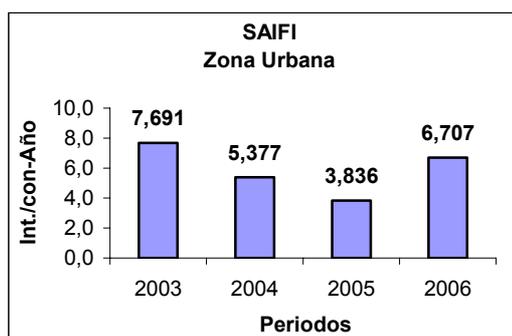


Gráfico 2.50 SAIFI Alimentador 3

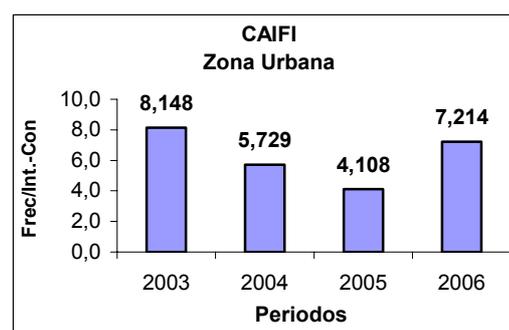


Gráfico 2.51 CAIFI Alimentador 3

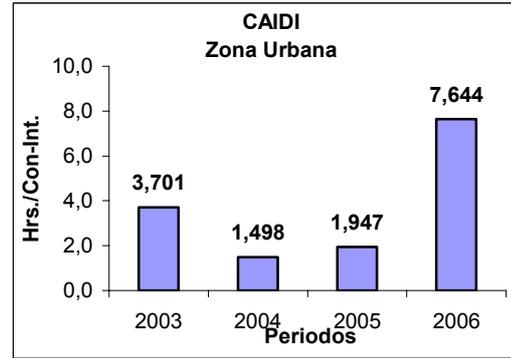
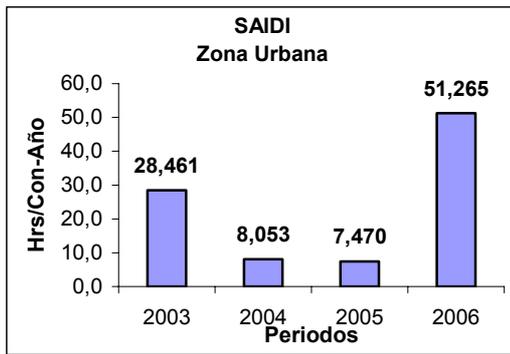


Gráfico 2.52 SAIDI Alimentador 3 Gráfico 2.53 CAIDI Alimentador 3

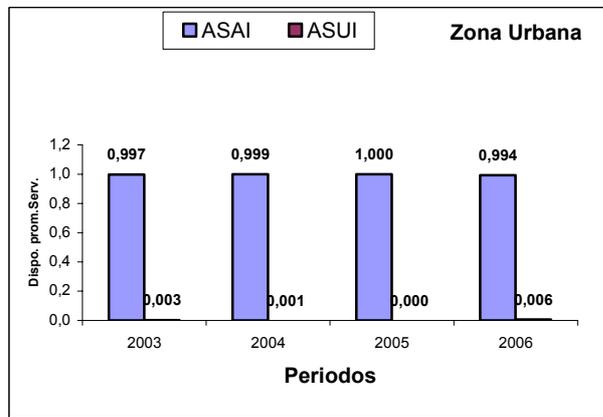


Gráfico 2.54 ASAI, ASUI Alimentador 3

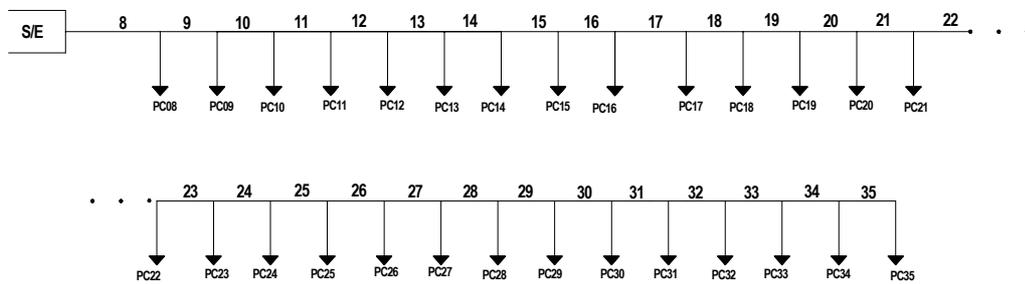


Gráfico 2.55 Punto de Carga del Alimentador 3 Rural

Pto. de Carga	No. de Usuarios (Ni)			
	2003	2004	2005	2006
PC8	21	23	25	27
PC9	462	464	466	468
PC10	131	133	135	137
PC11	109	111	113	115
PC12	16	18	20	22
PC13	6	8	10	12
PC14	50	52	54	56
PC15	75	77	79	81
PC16	483	485	487	489
PC17	6	8	10	12
PC18	125	127	129	131
PC19	30	32	34	36
PC20	48	50	52	54
PC21	106	108	110	112
PC22	37	39	41	43
PC23	42	44	46	48
PC24	94	96	98	100
PC25	24	26	28	30
PC26	9	11	13	15
PC27	248	250	252	254
PC28	112	114	116	118
PC29	34	36	38	40
PC30	251	253	255	257
PC31	143	145	147	149
PC32	56	58	60	62
PC33	43	45	47	49
PC34	50	52	54	56
PC35	314	316	318	320

Tabla 2.57 Número de Usuarios del Alimentador 3

A partir de los parámetros calculados que se muestran en el anexo K.3, obtenemos los siguientes índices:

Índices	Periodos			
	2003	2004	2005	2006
SAIFI	5,665	3,969	2,837	2,996
CAIFI	5,704	3,997	2,859	3,020
SAIDI	5,667	1,584	0,283	6,224
CAIDI	1,000	0,399	0,100	2,078
ASAI	0,999	1,000	1,000	0,999
ASUI	0,001	0,000	0,000	0,001

Tabla 2.58 Índices de Confiabilidad Alimentador 3

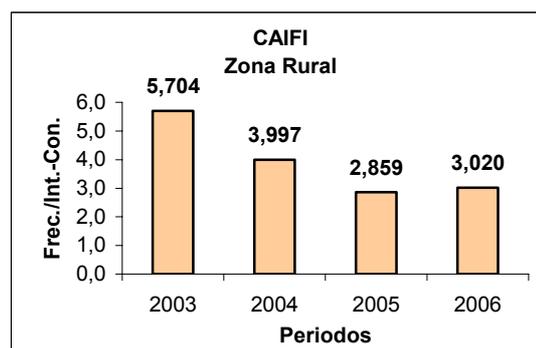
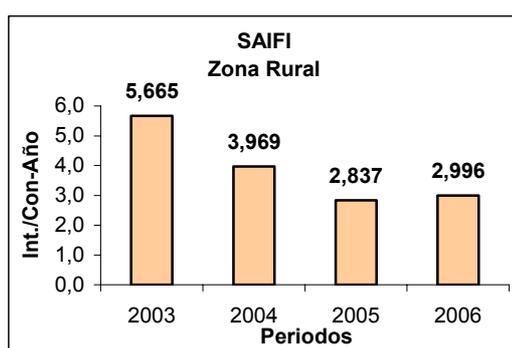


Gráfico 2.56 SAIFI Alimentador 3

Gráfico 2.57 CAIFI Alimentador 3

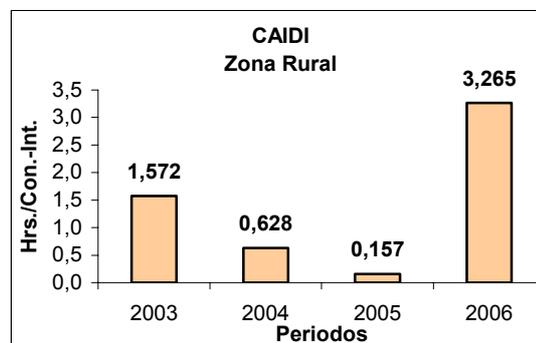
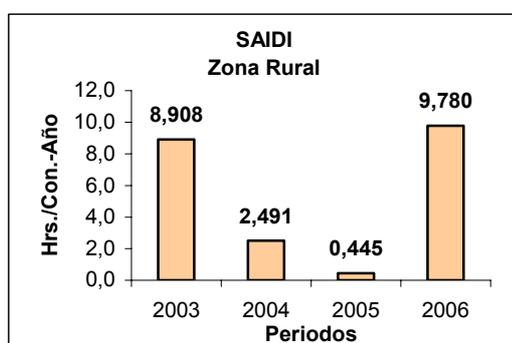


Gráfico 2.58 SAIDI Alimentador 3

Gráfico 2.59 CAIDI Alimentador 3

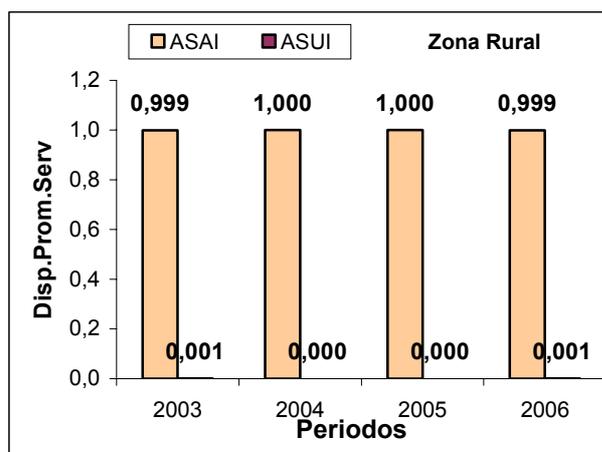


Gráfico 2.60 ASAI, ASUI Alimentador 3

2.6.3.- Índices o Indicadores de la Confiabilidad Orientados a la Carga

Indice de Energía total no suplida (ENS).

$$ENS = \sum Lai * Ui$$

Donde:

Lai = Carga promedio conectada al punto de carga i.

Ui= Indisponibilidad del sistema en el punto i.

Indice de corte de carga promedio del sistema o energía promedio no suplida (AENS)

$$AENS = \frac{\text{Energía total no suplida}}{\text{Número total de clientes servidos}} = \frac{\sum Lai * Ui}{\sum Ni}$$

Donde:

Ni = Número total de clientes servidos.

Con los puntos de carga descritos en los gráficos 2.37, 2.43, 2.49 y 2.55 para los Alimentadores 1, 2 y 3 respectivamente se cálculo los índices ENS y AENS los mismos que se muestran en los anexos L.1, L.2, L.3.

En la tabla 2.59 se muestra la Energía Total no Suplida por cada alimentador en los años que se indican, para el Alimentador 3 en su zona Urbana es donde tenemos el mayor valor de Energías No Suministrada, esto se debe al castigo que se le impuso a este alimentador al considerar para esta zona, el número de interrupciones ocurridas en cada año como si todas hubieran ocurridas en esta zona.

	Energía Total No Suplida por el Sistema ENS (kWh./año)			
	2003	2004	2005	2006
Alimentador 1	3935,5242	0	0	6266,702562
Alimentador 2	10568,976	5932,74417	1639,1063	5641,570601
Ali.3 Urbano	14139,074	4365,5052	835,30324	31272,37727
Ali.3 Rural	41876,418	11852,4615	2152,619	46658,70845

Tabla 2.59 Energía Total No Suplida (ENS)

	Energía Promedio No Suplida AENS (kWh./consu.-año)			
	2003	2004	2005	2006
Alimentador 1	1,4538323	0	0	2,220660015
Alimentador 2	4,1268943	2,28534059	0,6222879	2,108998355
Ali.3 Urbano	66,070441	19,1469526	3,4516663	122,1577237
Ali.3 Rural	13,400454	3,72601744	0,6650043	14,16905814

Tabla 2.60 Energía Promedio No Suplida (AENS)

2.6.4. Comparación y Análisis de Índices de Confiabilidad.

Para poder realizar un análisis de los índices de confiabilidad, es necesario realizar una comparación de los mismos, entre empresas que llevan un control de la calidad del servicio técnico por medios de indicadores de calidad. Ahora presentamos una comparación de índices de confiabilidad entre BC Hydro y la Asociación Eléctrica Canadiense (CEA):

YEAR	SAIFI		SAIDI	
	BCH	CEA	BCH	CEA
F2000	1.21	2.59	2.28	4.31
F2001	1.18	2.26	2.51	3.23
F2002	1.41	2.41	3.60	3.67
F2003	1.45	2.33	3.77	4.06
F2004	1.63	2.67	4.51	10.65
F2005	1.47	1.98	3.96	3.95

Tabla 2.61 Índices de Confiabilidad

	EMELRIOS C.A S/E CHORRERA			
	SAIFI (int./Con.-Año)			
	2003	2004	2005	2006
Alimentador 1	0,890	0,774	0,516	0,762
Alimentador 2	2,551	2,145	1,717	1,837
Ali. 3 Urbano	7,691	5,377	3,836	6,707
Ali. 3 Rural	5,665	3,969	2,837	2,996

Tabla 2.62 Índice SAIFI A1, A2, A3U, A3R

EMELRIOS C.A S/E CHORRERA				
SAIDI (hrs./Con.-Año)				
	2003	2004	2005	2006
Alimentador 1	0,411	0,000	0,000	1,077
Alimentador 2	2,493	1,381	0,374	1,266
Ali. 3 Urbano	28,461	8,053	7,470	51,265
Ali. 3 Rural	8,908	2,491	0,445	9,780

Tabla 2.63 Índice SAIDI A1, A2, A3U, A3R

Fuentes:

1. BC Hydro reporte de funcionamiento del servicio de distribución en empresas eléctricas F2000/01 a F2004/05,
2. CEA reporte de servicio anual del funcionamiento de sistemas de distribución en empresas eléctricas 2000 a 2004.

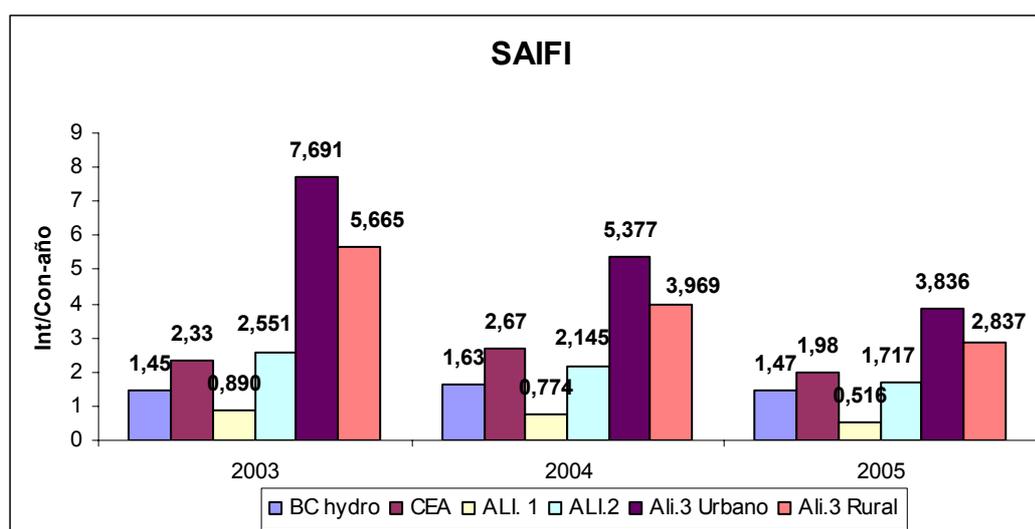


Gráfico 2.61 Comparación entre Empresas Distribuidoras (SAIFI)

Como se aprecia en el gráfico 2.61, en todos los años de comparación, el Alimentador 3, tanto en su zona Urbana y Rural; excede en un 430.4 %, 290.7% respectivamente a BC Hydro, y en un 230%, 143.1% a CEA en el 2003; para el ultimo año 2005 tenemos que el Alimentador 3 en su zona Urbana excede en un 160.9% y la zona Rural en un 93% a BC Hydro, y en un 93.7%, 43.3% en las zonas Urbanas y Rurales a CEA.

Los Alimentadores 1 y 2 como se ve en el gráfico 2.61, los valores del SAIFI, no exceden a las compañías, en ciertos años los valores son casi iguales; como es el caso del Alimentador 2 en los años 2003-2004-2005.

Para realizar la comparación y analizar el índice SAIDI, entre las compañías BC Hydro y CEA, con los Alimentadores 1,2 y 3 de la Subestación Chorrera se procedió de la misma manera que el índice de confiabilidad SAIFI obteniendo el siguiente gráfico:

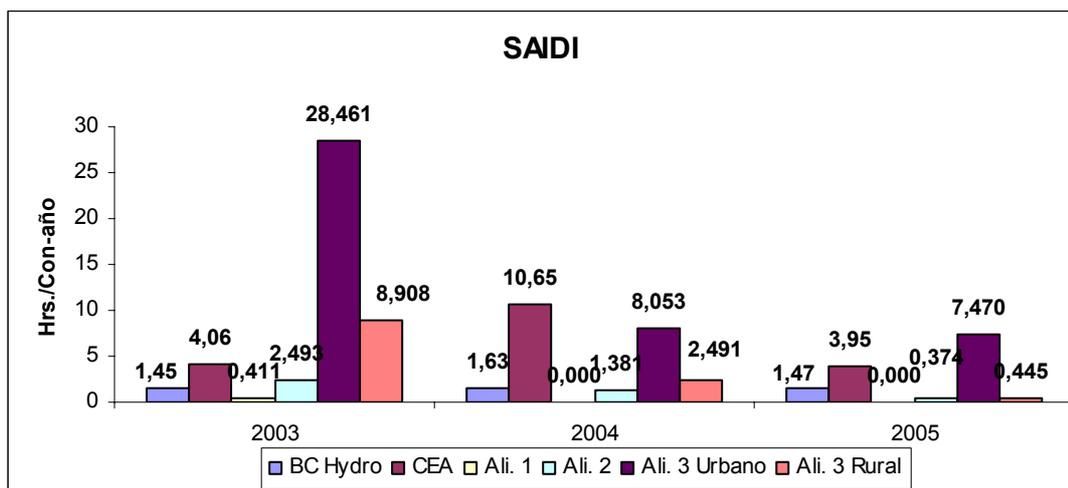


Gráfico 2.62 Comparación entre Empresas Distribuidoras (SAIDI)

El índice SAIDI nos indica el promedio del tiempo que un consumidor tuvo una interrupción durante un ciclo de tiempo (1 año). Como se aprecia en el gráfico 2.62., vemos que el Alimentador 3 en su zona Urbana tiene un promedio de 13.328 horas de interrupción durante el periodo 2003 hasta el 2005; es un valor muy por arriba al de las compañías BC Hydro y CEA que es de 1.51, 6.22 respectivamente.

Para el Alimentador 1 el promedio de horas de interrupción por consumidor, es el más bajo, el valor es de 0.137; para el Alimentador 2 el valor es de 1.416 y para el Alimentador 3 zona Rural el promedio es de 3.948.

Otras comparaciones de los Índices de Calidad la podemos hacer a partir de los mostrados en las siguientes tablas:

	Calidad de Referencia. 1		Calidad de Referencia. 2	
	SAIFI (Int./Us.- Sem.)	SAIDI (hrs./Us.- Sem.)	SAIFI (Int./Us.- Sem.)	SAIDI (hrs./Us.- Sem.)
Rural/Urb. Baja Densidad	4.2	8	2.4	4.4
Urbano	2.9	3.6	1.7	2

Tabla 2.64 Índices de Calidad de la Resolución ENRE 556/2001

Datos obtenidos en el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética de Argentina CEARE.

	Índices de Confiabilidad	
	SAIFI (Int/Con.-Año)	SAIDI (Hrs/Con.-Año)
EPRI REPORT ^a	1,1	107
IEEE 1995 Suervy ^b	1,3	120
EEI Annual Report ^e		
1998	1,2	118
1999	1,4	101

Tabla 2.65 Índices de Confiabilidad EPRI, IEEE, EEI

Fuentes:

a: EPRI 2003 Distribution Reliability Indices Tracking Within the U.S TR-1008459.May Palo Alto C.A.

b: IEEE 1995 Survery (http://resourceinsight.com/work/narx_pbr_97.pdf)

e: Power Sources Manufacturer's Associaton

TIPO	Índices de Confiabilidad "El Salvador"	
	SAIFI (Int/Con.-Año)	SAIDI (Hrs/Con.-Año)
Urbano	10	20
Rural	20	40

Tabla 2.66 Índices de Confiabilidad de El Salvador

La tabla 2.64, presenta los datos en forma semestral para poder realizar la comparación y graficarla se llevo esos datos a valores anuales y solo se considero los de la Referencia 1 que equivale como a nuestro caso la Subetapa 1.

En los siguientes gráficos presentamos la comparación de los índices SAIFI y SAIDI, la comparación se basa de acuerdo al tipo de carga; es decir si es Urbana o Rural.

Carga Urbana

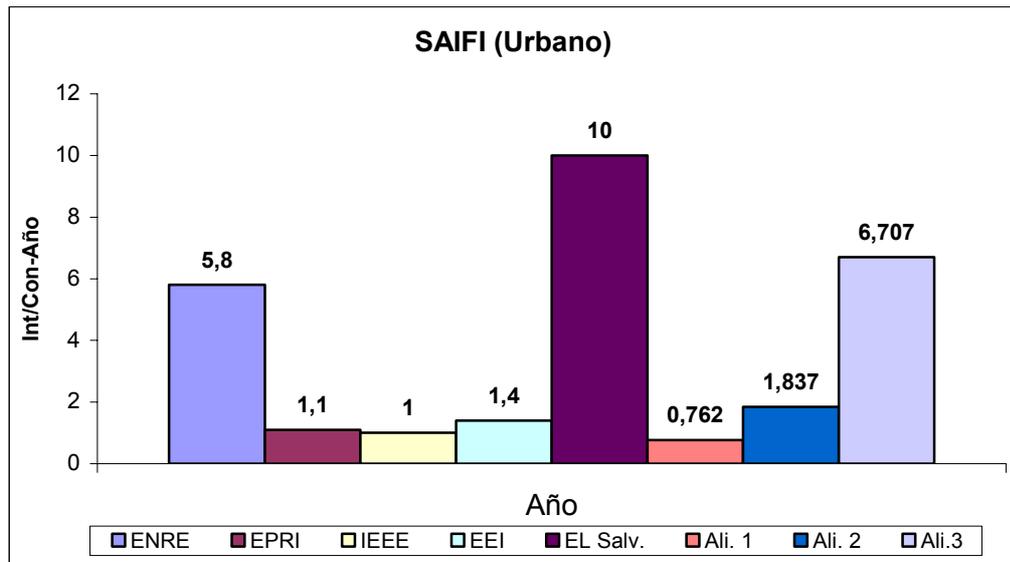


Gráfico 2.63 Comparación SAIFI (Urbano)

Como se ve en el gráfico 2.63, los valores del Alimentador 1 y 2, son casi iguales a los de PRI, IEEE y EEI; y muy por debajo de los valores del ENRE y El Salvador, esto nos indica que los valores del índice SAIFI en la zona Urbana, para los Alimentadores 1 y 2 están aceptables. No así para el Alimentador 3 excede a todos, menos a El Salvador.

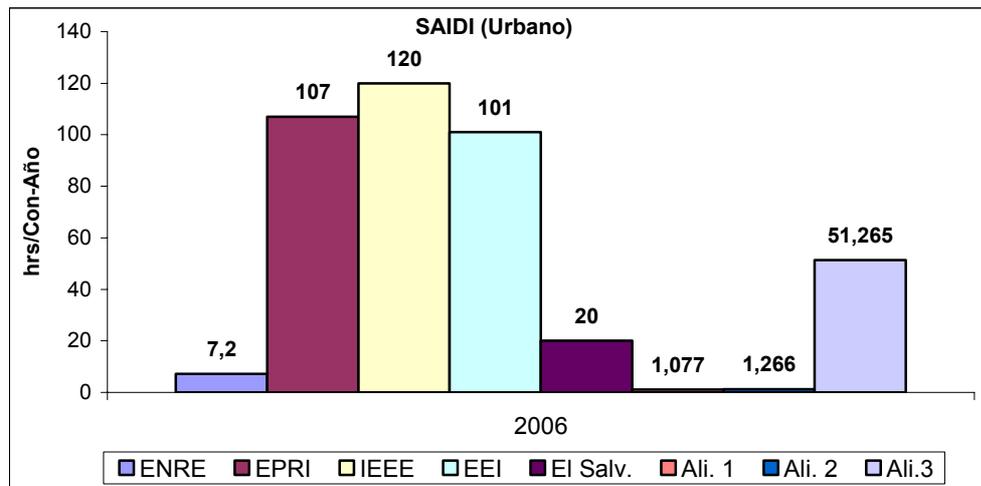


Gráfico 2.64 Comparación SAIDI (Urbano)

En cuanto al Índice SAIDI en la zona Urbana como se aprecia en el gráfico 2.64, los Alimentadores 1 y 2 están dentro de los límites con los cuales se compara; el Alimentador 3 excede los valores del ENRE y El Salvador; no así los del EPRI, IEEE, y EEI.

Carga Rural

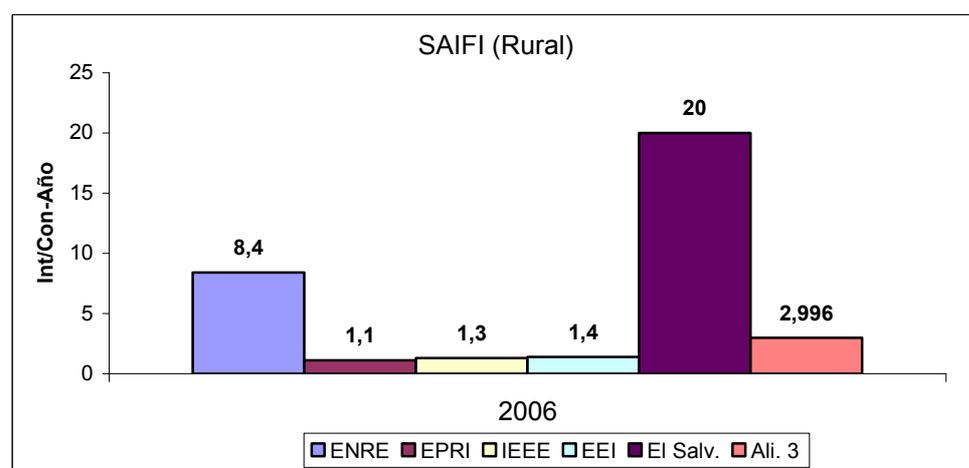


Gráfico 2.65 Comparación SAIFI (Rural)

La Subestación Chorrera en su Alimentador 3 tiene carga Rural, al analizar el gráfico notamos que el valor del índice SAIFI del Alimentador 3 excede con un promedio de 138.94% a la EPRI, IEEE Y a la EEI; pero su valor esta por debajo del ENRE y El Salvador.

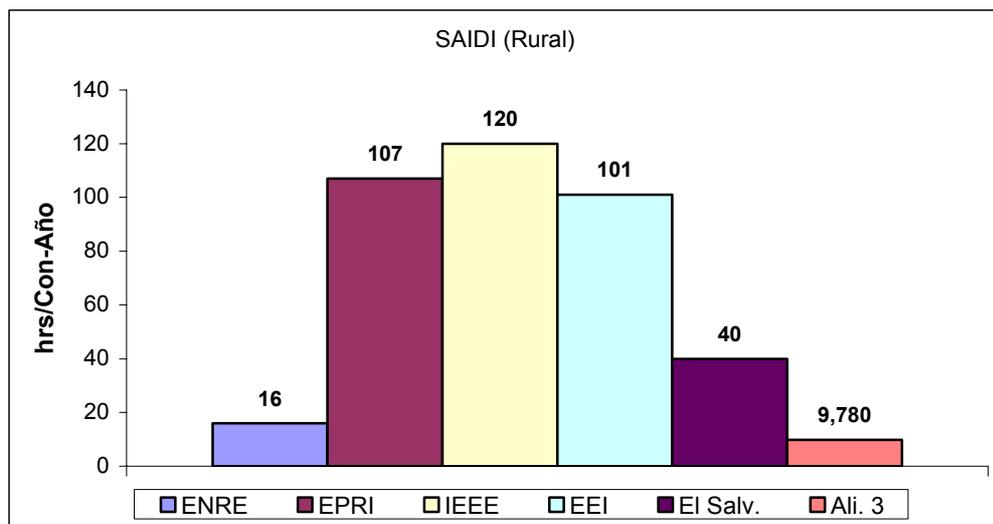


Gráfico 2.66 Comparación SAIDI (Rural)

En cuanto al índice SAIDI el Alimentador 3 no excede en su valor a ninguno de los entes con los que se los compara como se aprecia en el gráfico.

2.7.- ESTUDIO DE CORTOCIRCUITO

Los sistemas de potencia eléctricos son, en general, sistemas bastante complejos compuestos de una gama amplia de equipos dedicados a generar, transmitir, y distribuir potencia eléctrica a varios centros de consumo.

La misma complejidad de estos sistemas sugiere que las fallas sean inevitables, no importa qué tan cuidadosamente estos sistemas se hayan diseñado. La viabilidad de diseñar y operar un sistema con cero proporción de fracaso es, sino poco realista, económicamente injustificable. Dentro del contexto de análisis del corto circuito, las fallas de los sistemas se manifiestan como averías de aislamiento que pueden llevar a uno de los fenómenos siguientes:

- Modelos de flujo de corrientes indeseables.
- Aparición de magnitudes de corrientes excesivas que podrían llevar a un daño del equipo y fuera de servicio.
- Excesivos sobrevoltajes, de transientes y/o de forma natural que compromete la integridad y fiabilidad de varias partes del sistema.
- Depresiones de voltaje en la proximidad de la falla que podría afectar el funcionamiento del equipo adversamente.

Las fallas en los sistemas de distribución, en líneas y equipos son condiciones anormales en los circuitos, y las causas de estas pueden ser innumerables; sin embargo, todas las empresas eléctricas de distribución tratan de clasificarlas y llevar

estadísticas completas con objeto de conocer con detalle el comportamiento de su sistema y componentes para evitarlas en lo posible, así como escoger y coordinar en forma adecuada los equipos de protección. Los diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir en un sistema de distribución son:

Fallas de una línea a tierra.-

Ocurren cuando un conductor cae a tierra o hace contacto con el conductor neutro.

Fallas de línea a línea.-

Ocurren cuando dos líneas de un sistema son cortocircuitadas. Este tipo de falla puede ocurrir en cualquier lugar a lo largo del sistema, ya sea que este conectado en estrella o delta a lo largo de un ramal de dos fases.

Fallas de doble línea a tierra.-

Ocurren cuando dos conductores caen y son conectados a través de tierra, o cuando dos conductores hacen contacto con el conductor neutro en un sistema aterrizando de dos o tres fases.

Fallas trifásicas.-

Ocurren cuando las tres fases de un sistema trifásico conectado en estrella o delta son cortocircuitadas.

En la mayoría de los estudios de cortocircuitos, únicamente las fallas monofásicas y trifásicas son calculadas. La razón es que las fallas trifásicas generalmente producen la máxima corriente de falla (en algunos circuitos de distribución, una falla de doble

línea tierra cerca de la subestación puede producir corrientes de fallas que excedan la producida por una falla trifásica en el mismo punto), y las fallas de una línea a tierra son las más comunes en cuanto a probabilidad de ocurrencia.

Para encontrar las impedancias del sistema se deben identificar sus componentes individuales, por ejemplo líneas aéreas, transformadores, generadores, etc. luego las impedancias de secuencia de las componentes individuales son determinadas, normalmente, a través del uso de tablas y fórmulas. Finalmente, las componentes de las impedancias se combinan para producir las impedancias de secuencias equivalentes del sistema.

Para nuestro estudio de corto circuito para cada una de las alimentadoras, se consideraron los siguientes parámetros para el cálculo de las corrientes de falla:

1. Realizar el diagrama unifilar de cada alimentadora, ubicando los puntos donde se calcula las fallas de corto circuito.
2. Obtener las impedancias de secuencia del sistema de transmisión, subtransmisión y transformador de potencia de la Subestación Chorrera. Estos datos fueron proporcionados por la empresa eléctrica Los Ríos.
3. Determinar las impedancias de secuencia de la línea de distribución, tomando en cuenta la configuración y el tipo del conductor.
4. Seleccionar las impedancias de falla, para calcular las máximas y mínimas corrientes de falla del sistema, con los valores de 0Ω y 20Ω respectivamente.

5. Calcular la impedancia de secuencia total en cada punto de falla a lo largo de cada alimentador.
6. Encontrar la corriente simétrica y asimétrica de falla para cada punto de corto circuito a lo largo de las alimentadoras.

Se debe anotar que se calcula valores mínimos de corrientes por los siguientes aspectos:

- Para determinar si los equipos de protección de Sobrecorriente de fase o tierra serán capaces de detectar fallas no francas en los puntos más remotos en la zona protegida por el equipo de protección de Sobrecorriente.
- Para determinar la zona o el alcance del equipo de protección de Sobrecorriente.

A continuación en la tabla 2.67 y 2.68, se muestran las impedancias del sistema de transmisión y subtransmisión, con las cuales podemos obtener la impedancia equivalente de la fuente del sistema, que es utilizado para el estudio de corto circuito.

Impedancia del Transformador Potencia			
	Positiva	Negativa	Cero
p. u.	0,039+j0,302	0,039+j0,302	0,039+j0,302
Ohmios	0,721+j5,586	0,721+j5,586	0,721+j5,586

Tabla 2.67 Impedancia del Transformador de Potencia

Impedancia de Subtransmisión			
	Positiva	Negativa	Cero
p. u.	0,118+j0,719	0,118+j0,719	0,038+j0,577
Ohmios	0,183+j13,299	0,183+j13,299	0,703+j10,672

Tabla 2.68 Impedancia del Sistema de Subtransmisión

Impedancias de las Alimentadoras.

Las impedancias de secuencia de las Alimentadoras 1, 2 y 3 se muestran en las tablas 2.69, 2.70, 2.71 respectivamente, y se las ha calculado por medio de las siguientes fórmulas:

$$\text{Formula \# 1: } Z_{11} = R_{\phi} + j0.2794 \frac{f}{60} \log \frac{GMD_{\phi}}{GMR_{\phi}} [\Omega / \text{millas}]$$

$$\text{Formula \# 2: } Z_{\phi N} = 0.0954 \frac{f}{60} + j0.2794 \frac{f}{60} \log \frac{De}{GMD_{\phi N}}$$

$$\text{Formula \# 3: } Z_{NN} = R_N + 0.0954 \frac{f}{60} + j0.2794 \frac{f}{60} \log \frac{De}{GMR_N}$$

$$\text{Formula \# 4: } De = 2160 \sqrt{\frac{\rho}{f}} \text{ pies}$$

La resistividad del terreno es grava, arena, piedra con pequeños contenido de arcilla y marga con valor de 0,94 ohm-m.

Alimentadora 1						
Conductores	Trifásico			Monofásico		
	Sec. +	Sec.-	Sec. 0	Sec. +	Sec.-	Sec. 0
4/0	0,269+j0,424	0,269+j0,424	0,556+j1,358	0,09+j0,123	0,09+j0,123	0,377+j1,752
2/0	0,427+j0,447	0,427+j0,447	0,714+j1,370	0,142+j0,067	0,142+j0,067	0,429+j1,75
1/0	---	---	---	0,179+j0,064	0,179+j0,064	0,465+j1,762
2	0,850+j0,486	0,850+j0,486	1,137+j1,389	0,283+j0,081	0,283+j0,081	0,57+j1,794

Tabla 2.69 Impedancias en Ω/Km Alimentador 1.

Alimentadora 2						
Conductores	Trifásico			Monofásico		
	Sec. +	Sec.-	Sec. 0	Sec. +	Sec.-	Sec. 0
4/0	0,269+j0,424	0,269+j0,424	0,556+j1,358	0,09+j0,123	0,09+j0,123	0,377+j1,752
3/0	0,339+j0,435	0,339+j0,435	0,626+j1,462	---	---	---
2/0	0,427+j0,447	0,427+j0,447	0,714+j1,370	0,142+j0,067	0,142+j0,067	0,429+j1,75
1/0	0,536+j0,453	0,536+j0,453	0,737+j1,479	0,179+j0,064	0,179+j0,064	0,465+j1,762
4	1,351+j0,511	1,351+j0,511	0,714+j1,537	0,45+j0,089	0,45+j0,089	0,429+j2,382
2	0,850+j0,486	0,850+j0,486	1,137+j1,389	0,283+j0,081	0,283+j0,081	0,57+j1,794

Tabla 2.70 Impedancias en Ω /Km Alimentador 2.

Alimentadora 3						
Conductores	Trifásico			Bifásico		
	Sec. +	Sec.-	Sec. 0	Sec. +	Sec.-	Sec. 0
4/0	0,269+j0,424	0,269+j0,424	0,556+j1,449	0,135+j0,499	0,135+j0,499	0,422+j1,456
3/0	0,339+j0,435	0,339+j0,435	0,626+j1,462	0,170+j0,511	0,170+j0,511	0,197+j1,467
2/0	0,427+j0,447	0,427+j0,447	0,714+j1,473			
1/0	0,536+j0,453	0,536+j0,453	0,822+j1,479			
4	1,351+j0,511	1,351+j0,511	1,638+j1,537			
2	0,850+j0,486	0,850+j0,486	1,137+j1,512	0,425+j0,561	0,425+j0,561	0,712+j1,518

...

Alimentadora 3		
Monofásico		
Sec. +	Sec.-	Sec. 0
0,09+j0,143	0,09+j0,143	0,377+j2,259
0,142+j0,149	0,142+j0,149	0,429+j2,317
0,179+j0,064	0,179+j0,064	0,465+j1,762
0,45+j0,172	0,45+j0,172	0,737+j2,464
0,283+j0,164	0,283+j0,164	0,57+j2,404

Tabla 2.71 Impedancias en Ω /Km Alimentador 3.

En la tabla 2.72 se muestran el tipo de corrientes máximas y mínimas de fallas para cada Alimentador de la Subestación Chorrera.

	Corrientes de Falla	
	Máxima con $Z_f = 0\Omega$	Mínima con $Z_f = 20\Omega$
Alimentador 1	2 líneas - tierra	2 líneas - tierra
Alimentador 2	2 líneas - tierra	2 líneas - tierra
Alimentador 3	2 líneas - tierra	2 líneas - tierra

Tabla 2.72 Tipos de Corrientes de Fallas por Alimentador

Las máximas corrientes de falla en cada uno de los Alimentadores, fueron encontradas durante las fallas de dos líneas a tierra, para los Alimentadores 1, 2, y 3, cuando el sistema tenía una impedancia de falla de 0Ω . En el caso de las mínimas corrientes de fallas, se las encontró durante las fallas de dos líneas a tierra para los Alimentadores 1, 2 y 3, cuando el sistema tenía una impedancia de 20Ω .

En la tabla 2.73, muestra los valores de corriente máxima de falla a lo largo de las troncales trifásicas de los tres Alimentadores, esto ocurre cuando se tiene una Z falla igual a 0.

	Corrientes de Falla (Amp)			
	$Z_f = 0\Omega$		$Z_f = 20\Omega$	
	Simétrica	Asimétrica	Simétrica	Asimétrica
Alimentador 1	445,902	630,601	292,372	426,436
Alimentador 2	444,678	628,869	422,488	425,341
Alimentador 3	389,410	550,709	279,123	402,265

Tabla 2.73 Corrientes de Fallas por Alimentador

En los Anexos M.1, M.2, M.3, se muestran las tablas que contienen los resultados de los cálculos de las corrientes de fallas para cada Alimentador de la Subestación Chorrera; estos cálculos fueron hechos a partir de los diagramas unifilares en donde se encuentran los puntos que se consideraron para realizar corto circuito. Estos diagramas se encuentran en los anexos N.1, N.2, N.3, N.4 para los Alimentadores 1, 2 y 3(urbano, rural) respectivamente.

En los siguientes gráficos se muestran las tendencias de las corrientes de falla para cada Alimentador con $Z = 0\Omega$ y $Z = 20\Omega$.

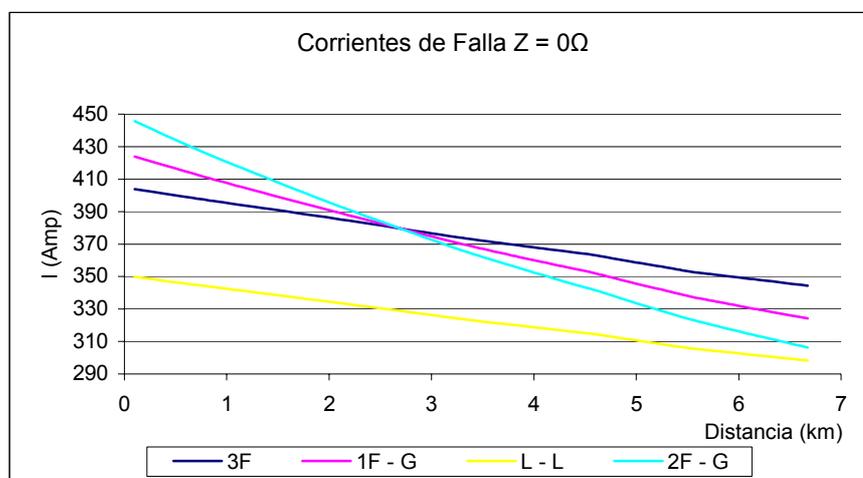


Gráfico 2.67 Corriente vs. Distancia para $Z=0\Omega$ Alimentador 1

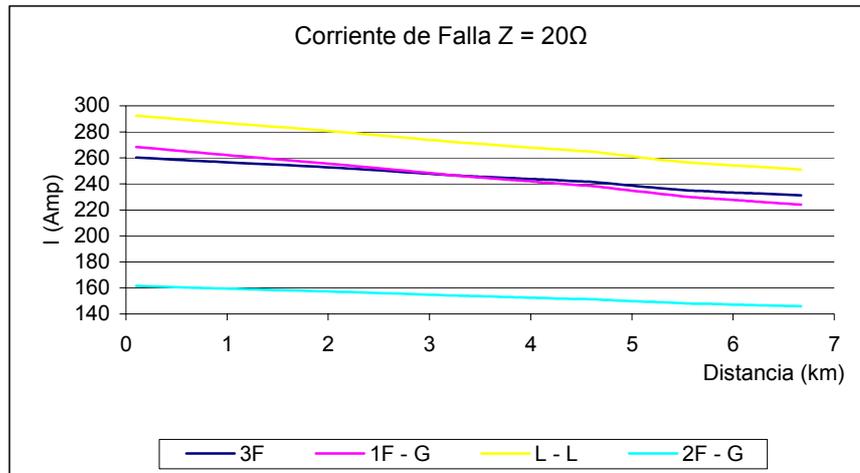


Gráfico 2.68 Corriente vs. Distancia para Z= 20Ω Alimentador 1

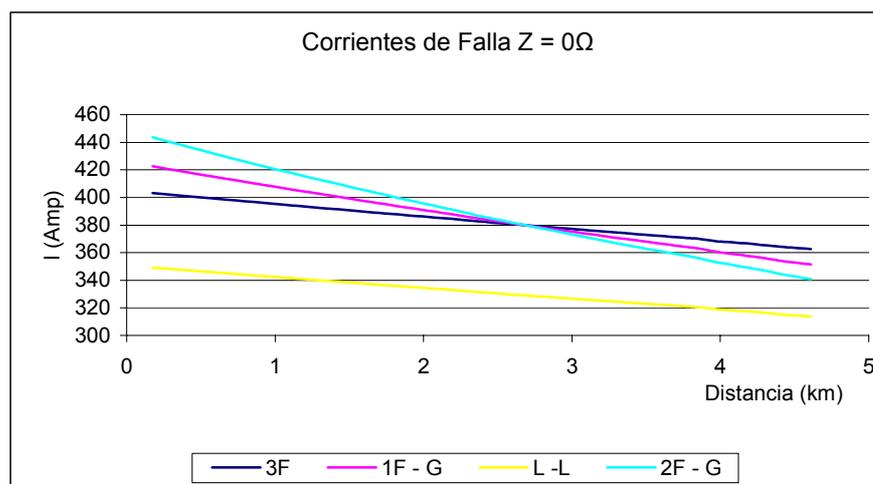


Gráfico 2.69 Corriente vs. Distancia para Z= 0Ω Alimentador 2

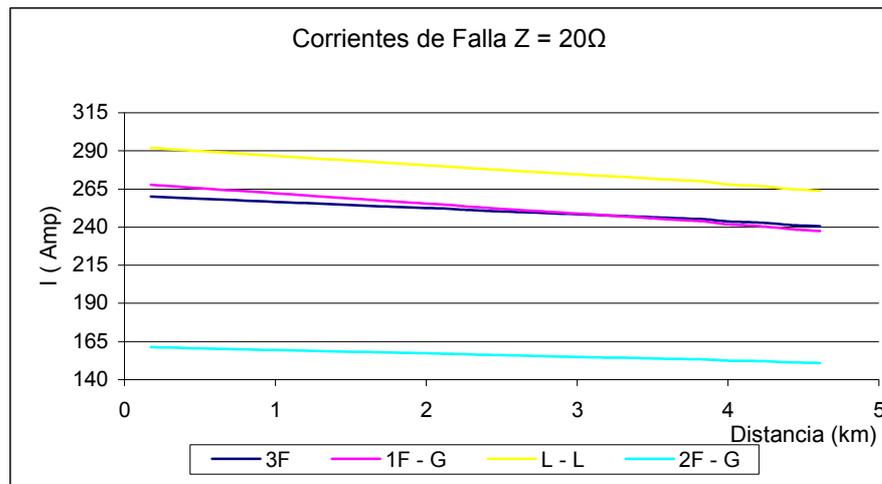


Gráfico 2.70 Corriente vs. Distancia para $Z= 20\Omega$ Alimentador 2

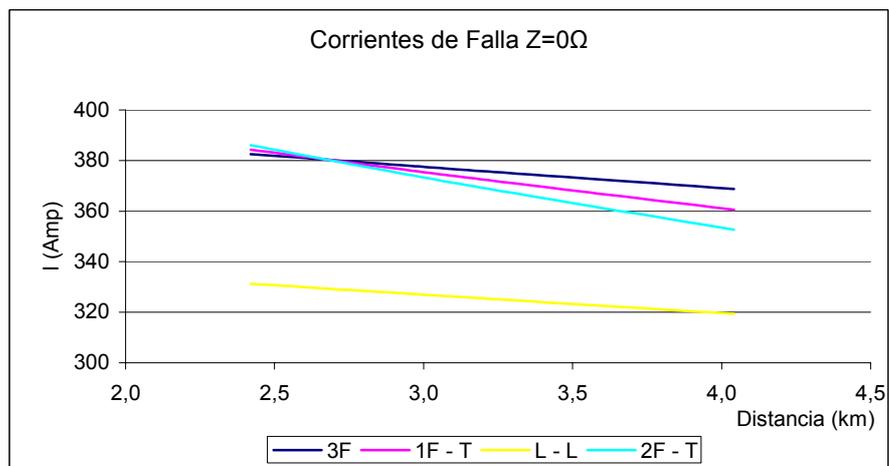


Gráfico 2.71 Corriente vs. Distancia para $Z= 0\Omega$ Alimentador 3 Urbano

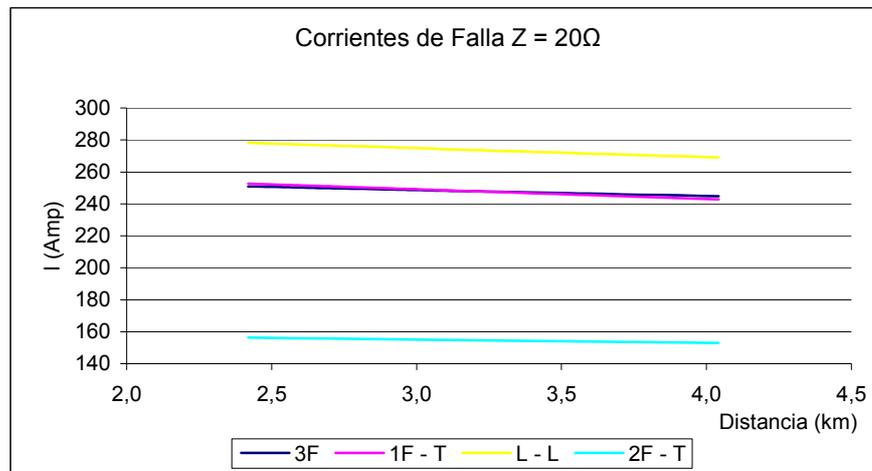


Gráfico 2.72 Corriente vs. Distancia para $Z= 20\Omega$ Alimentador 3 Urbano

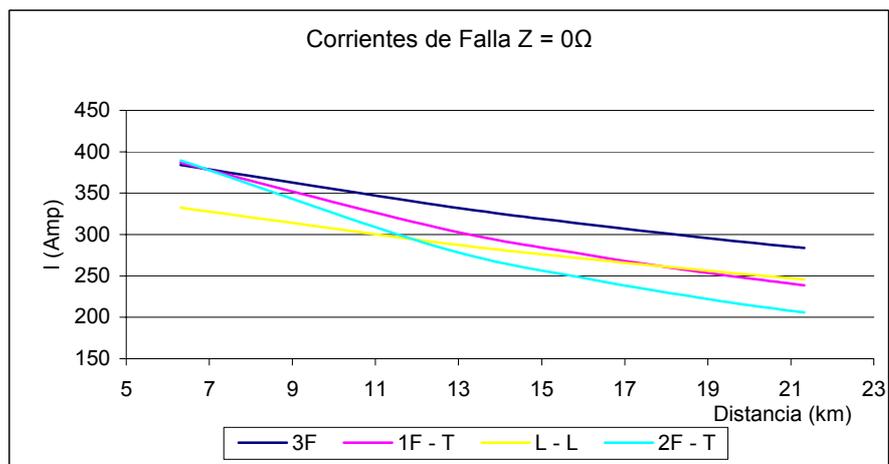


Gráfico 2.73 Corriente vs. Distancia para $Z= 0\Omega$ Ali 3 Rural – San Juan

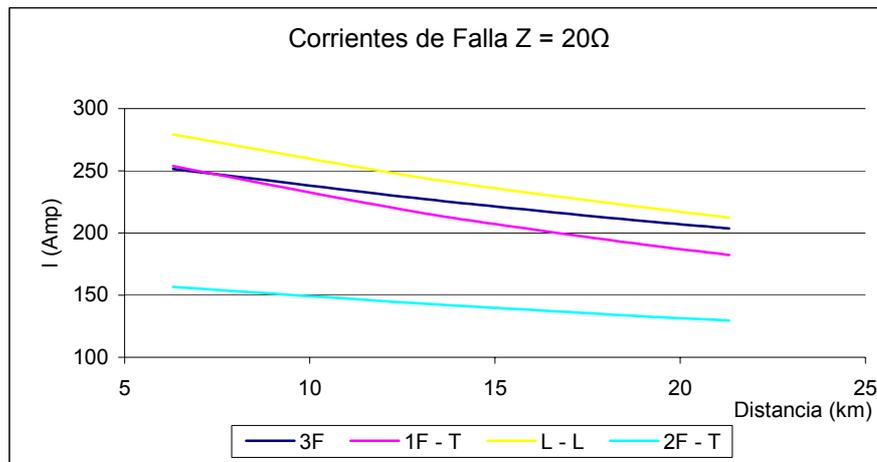


Gráfico 2.74 Corriente vs. Distancia para $Z= 20\Omega$ Ali 3 Rural – San Juan

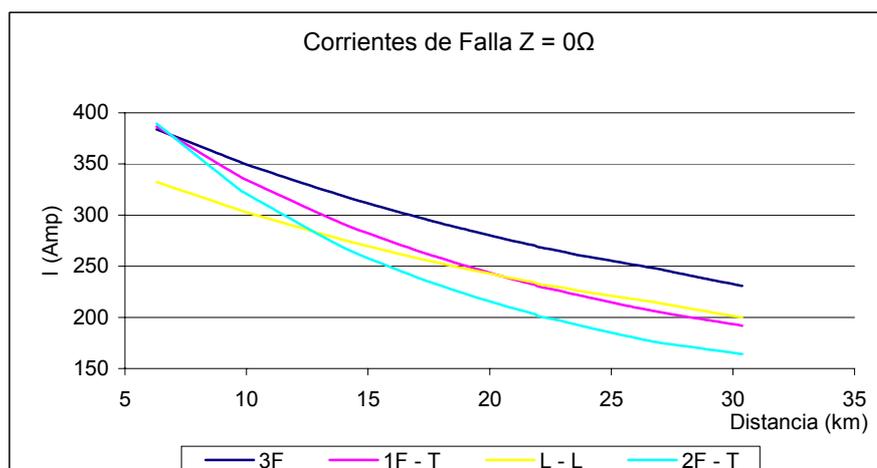


Gráfico 2.75 Corriente vs. Distancia para $Z= 0\Omega$ Ali 3 - Pimocha

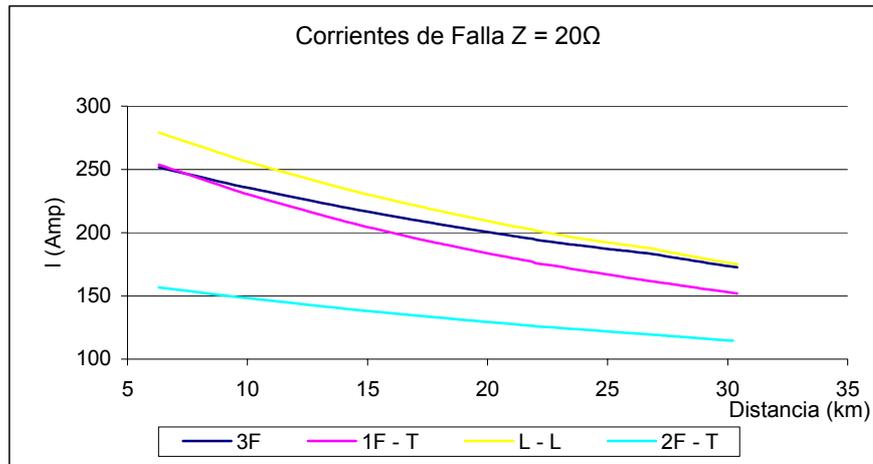


Gráfico 2.76 Corriente vs. Distancia para $Z= 20\Omega$ Ali 3 - Pimocha

2.8.- REGLAMENTO VIGENTE DE LA CALIDAD

La Regulación No. CONELEC-004/01, expedida por el Directorio del Concejo Nacional de Electricidad, dicha regulación tiene por objetivo establecer los niveles de calidad de la prestación del servicio eléctrico de distribución y los procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.

Las Empresas Distribuidoras tienen la responsabilidad de prestar el servicio eléctrico a los consumidores ubicados en su concesión, dentro de los niveles de calidad establecidos, en virtud de lo que señala la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, los Reglamentos aplicables, el Contrato de Concesión y las Regulaciones correspondientes.

La Calidad de Servicio se medirá considerando los siguientes aspectos:

Calidad del producto

- Nivel de Voltaje
- Perturbaciones de Voltaje
- Factor de Potencia

Calidad del Servicio Técnico:

- Frecuencia de Interrupciones
- Duración de Interrupciones

Calidad del Servicio Comercial

- Atención de Solicitudes
- Atención de Reclamos
- Errores en Medición y Facturación

Para realizar el Diseño del sistema primario de la Subestación Chorrera, nuestro estudio se ha basado en la recopilación, y análisis de la Calidad del Servicio Técnico, es decir toda la información histórica y presente referente a la Frecuencia y Duración de las Interrupciones que la Empresa Los Ríos C.A.; tiene y nos ha proporcionado.

2.8.1.- Índices

Los índices de calidad se calcularán para toda la red de distribución (Rd) y alimentador primario de medio voltaje (Aj), de acuerdo a las siguientes expresiones:

Frecuencia Media de Interrupción por kVA nominal Instalado (FMIK).- En un periodo determinado, representa la cantidad de veces que el KVA promedio sufrió una interrupción de servicio.

$$FMIK_{AJ} = \frac{\sum kva \text{ fuera de servicio}}{kva \text{ instalados}} = \frac{\sum kvafs}{Kva_{inst}}$$

Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado (TTIK).- En un periodo determinado, representa el tiempo medio en que el kVA promedio no tuvo servicio.

$$TTIK_{AJ} = \frac{\sum kva \text{ fueradeservicio} * \text{tiempofueradeservicio}}{kva \text{ instalados}} = \frac{\sum kvafs_{AJ} * Tfs_{AJ}}{KVA_{instAJ}}$$

2.8.2.- Límites

Los valores límites admisibles, para los índices de calidad del servicio técnico, aplicables durante la subetapa 1 son los siguientes:

Indice	Lim. FMIK	Lim. TTIK
Red	4,0	8,0
Alimentador Urbano	5,0	10,0
Alimentador Rural	6,0	18,0

Tabla 2.74 Valores limites admisibles de FMIK, TTIK

2.8.3.- Calculo de la Energía No Suministrada

En caso de haberse excedido los valores límites admisibles de los índices de Calidad de Servicio, aplicables durante la Subetapa 1, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante la aplicación de las siguientes fórmulas:

Caso a: Si $FMIK > Lim FMIK$ y $TTIK < Lim TTIK$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

Caso b: Si $FMIK < Lim FMIK$ y $TTIK > Lim TTIK$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

Caso c: Si $FMIK > Lim FMIK$ y $TTIK > Lim TTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

Caso d: Si $FMIK > Lim FMIK$ y $TTIK > Lim TTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en Kwh.

ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV), conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en Kwh., en el periodo de análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FMIK: Índice de Frecuencia Media de Interrupción por KVA.

TTIK: Índice de Tiempo Total de Interrupción por KVA.

Lim FMIK: Límite Admisible de FMIK.

Lim TTIK: Límite Admisible de TTIK.

2.8.4.- Cálculo de Índices.

Alimentador 1:

FMIK (fallas/kVA)			
2003	2004	2005	2006
1,8717	6,0930	0,8086	4,9883

Tabla 2.75 FMIK por Año Alimentador 1

TTIK (hrs./kVA)			
2003	2004	2005	2006
15,6054	91,3954	1,3444	58,1765

Tabla 2.76 TTIK por Año Alimentador 1

Energía No Suministrada ENS (kWh.)				
Años	Caso a	Caso b	Caso c	Caso d
2003		137,146		
2004				2015,681
2005				
2006		1222,205		

Tabla 2.77 ENS por Año Alimentador 1

Alimentador 2:

FMIK (fallas/kVA)			
2003	2004	2005	2006
2,2345	2,2053	1,8892	2,4744

Tabla 2.78 FMIK por Año Alimentador 2

TTIK (hrs./kVA)			
2003	2004	2005	2006
11,1723	14,6930	9,4459	16,4857

Tabla 2.79 TTIK por Año Alimentador 2

Energía No Suministrada ENS (kWh.)				
Años	Caso a	Caso b	Caso c	Caso d
2003		30,1476		
2004		120,838		
2005				
2006		167,398		

Tabla 2.80 ENS por Año Alimentador 2

Alimentador 3

FMIK (fallas/kVA)			
2003	2004	2005	2006
7,2994	2,3597	0,7305	13,7309

Tabla 2.81 FMIK por Año Alimentador 3

TTIK (hrs./kVA)			
2003	2004	2005	2006
106,3890	13,7630	1,0654	400,4780

Tabla 2.82 TTIK por Año Alimentador 3

Años	Energía No Suministrada ENS (kWh.)			
	Caso a	Caso b	Caso c	Caso d
2003				2828,848
2004				
2005				
2006				12680,423

Tabla 2.83 ENS por Año Alimentador 3

2.8.5.- Comparación de Índices FMIK y TTIK.

La comparación se hará entre valores de otras Empresas Distribuidoras del Ecuador que tienen concesión en las siguientes provincias y ciudades tales como Guayas, El Oro, Esmeraldas, y la ciudad de Milagro; así mismo se comparara con valores límites de continuidad de los países de Chile, El Salvador y Ecuador.

En la siguiente tabla presentamos los valores límites de los países anteriormente mencionados:

Índice	ECUADOR		CHILE		EL SALVADOR	
	Lim. FMIK	Lim. TTIK	Lim. FMIK	Lim. TTIK	Lim. FMIK	Lim. TTIK
Red	4,0	8,0	3,5-5	13-8	-	-
Alimentador Urbano	5,0	10,0	-	-	8	14
Alimentador Rural	6,0	18,0	-	-	14	30

Tabla 2.84 Valores Límites de Continuidad para Índices FMIK y TTIK

Fuente:

Regulaciones para El Servicio de la Calidad de Energía Eléctrica de los países de Ecuador, El Salvador y Chile.

En la siguiente tabla se presenta los valores de FMIK y TTIK, que las Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica reportaron al CONELEC en el año 2005.

Índices	Empresas Distribuidoras			
	Guayas	Esmeraldas	El Oro	Milagro
FMIK	5.3	1.5	13.3	6.9
TTIK	5.53	1.01	8.84	12.91

Tabla 2.85 Valores de FMIK, TTIK de las Empresas Distribuidoras

Fuente:

Plan de Electrificación del Ecuador 2006-2015 (CONELEC)

Zona Urbana

Frecuencia Media de Interrupción por Kva nominal instalado – FMIK

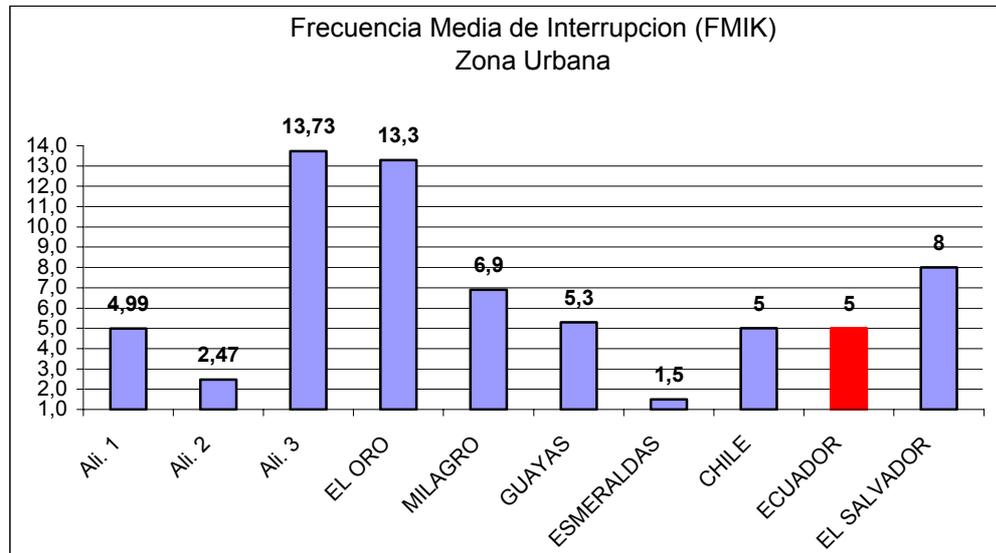


Gráfico 2.77 Comparación del FMIK (Zona Urbana)

Se aprecia en el gráfico 2.77, que el valor límite del FMIK para la Zona Urbana en nuestro país es de 5, los Alimentadores 1y 2 están dentro del límite; no así el Alimentador 3 que excede en un 174.6% del valor límite.

Tiempo Total de Interrupción por Kva nominal instalado –TTIK

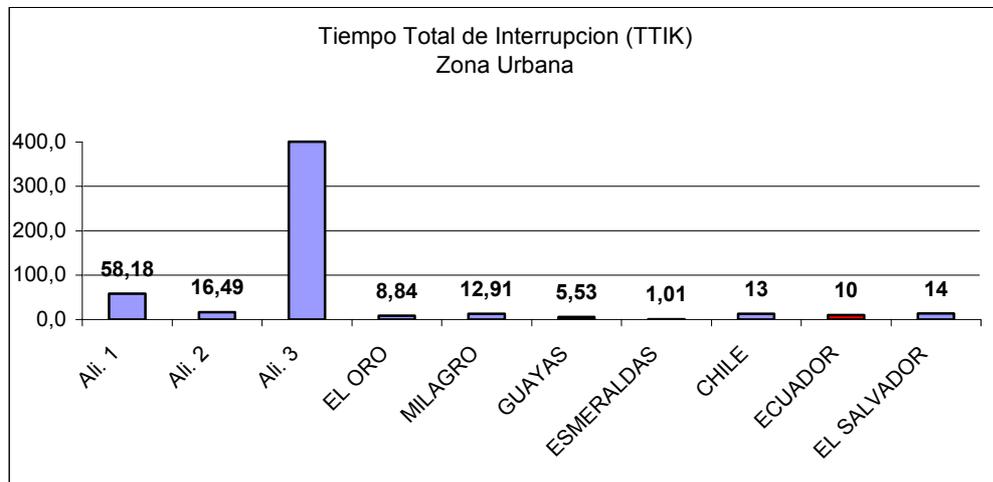


Gráfico 2.78 Comparación del TTIK (Zona Urbana)

El valor límite es 10 como se ve en el gráfico 2.78, los Alimentadores 1, 2, 3 sobrepasan al valor límite en un 481.8, 64.9 y 3904,8% respectivamente.

Zona Rural

Frecuencia Media de Interrupción por Kva nominal instalado – FMIK

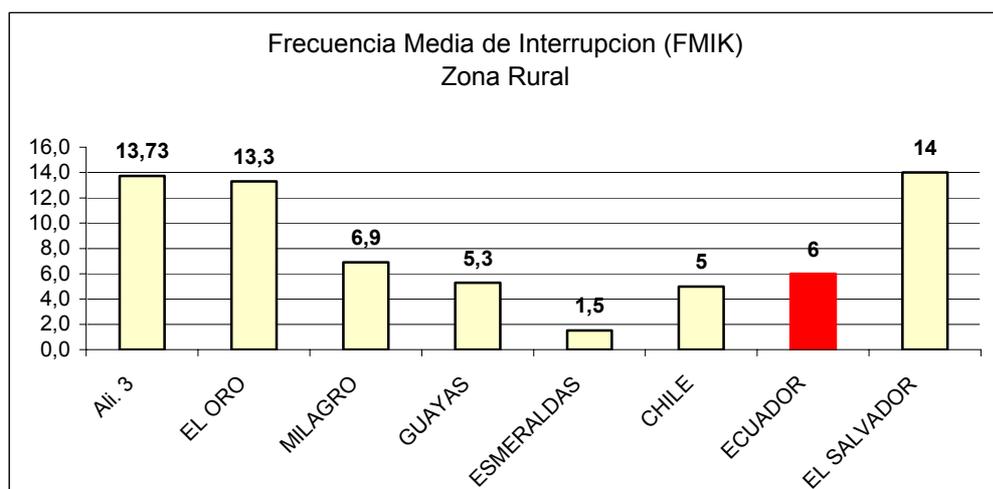


Gráfico 2.79 Comparación del FMIK (Zona Rural)

El valor límite es de 6, el Alimentador 3 excede en un 128.83% al valor límite del FMIK para la Zona Rural.

Tiempo Total de Interrupción por Kva nominal instalado –TTIK

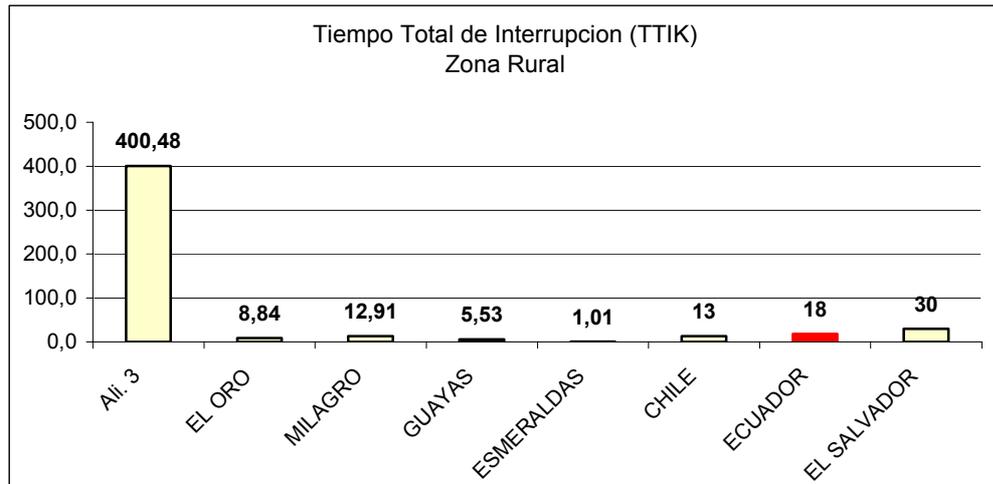


Gráfico 2.80 Comparación del TTIK (Zona Rural)

El valor límite para el Ecuador es de 18, el Alimentador 3 excede en 2124.88% al valor límite.

En resumen para la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK), los alimentadores 1 y 2 cumplen el límite establecido por el CONELEC; el Alimentador 3 no cumple ni para su zona Urbana, ni Rural con el límite establecido.

En lo que respecta al Tiempo Total de Interrupción (TTIK), los Alimentadores 1,2 y 3 exceden el límite en la Zona Urbana, así como también excede el Alimentador 3 en su Zona Rural.

2.8.6.- Comparación de la Energía No Suministrada (ENS).

Para identificar de qué manera se calculó la Energía No Suministrada llamaremos ENS1 a la calculada como indica la Regulación del CONELEC y ENS2 a la calculada por medio de los Puntos de Carga i.

Según la Regulación No. CONELEC-004/01, el cálculo de la Energía No Suministrada se realiza cuando se compara los valores de FMIK y TTIK, con los valores límites admisibles de los Índices de Calidad de Servicio, si uno de ellos o los dos exceden, se calcula; el cálculo es a través de algunas fórmulas según sea el caso como se indicó en el capítulo anterior. En la tabla siguiente se presenta la ENS1 para el año 2006

ENS1 (kWh-Año)			
Año	Alimentador 1	Alimentador 2	Alimentador 3
2006	1222.205	167.398	12680.423

Tabla 2.86 Valores de ENS1 por Alimentador Año 2006

La ENS es un índice orientado a la carga, también es calculada utilizando la carga promedio conectada al punto de carga i, multiplicado por la indisponibilidad del sistema en el punto i; mediante este criterio también se calculó la ENS2. En la siguiente tabla se presenta el cálculo para el año 2006.

ENS2 (kWh-Año)				
Año	Alimentador 1	Alimentador 2	Ali.3 Urbano	Ali.3 Rural
2006	6266.703	5641.571	31272.377	46658.708

Tabla 2.87 Valores de ENS2 por Alimentador Año 2006

Los valores de ENS1 son mucho menos que los valores de la ENS2, esto se debe a las distintas fórmulas que se utilizan y a los límites que presenta la Regulación, es un resultado mas subjetivo porque no involucra variables como por ejemplo el número de usuarios, el factor de utilización no es fijo, varía dependiendo del incremento de la carga.

La ENS2 representa la Energía Total No Suplida por el sistema, involucra tantos puntos de carga i , como se quiera determinar para el cálculo; nos da un resultado mas objetivo de la situación real del Alimentador o Sistema en estudio.

El cálculo de la ENS, se realiza con el objeto de tener o fijar cuanto la Empresa Distribuidora pierde o deja de ganar que es lo mismo en términos monetarios; podemos decir que la ENS es un Indicador Económico.

En la siguiente tabla se muestra los valores de la ENS en términos monetarios:

Energía Total No Suministrada año 2006 (USD/kWh)					
	Alimentador 1	Alimentador 2	Ali.3 Urbano	Ali.3 Rural	TOTAL
ENS1	128.454	17.594	1332.712	-	1478.760
ENS2	658.630	592.929	3286.727	3770.024	8308.310

Tabla 2.88 Valores de ENS en Términos Monetarios

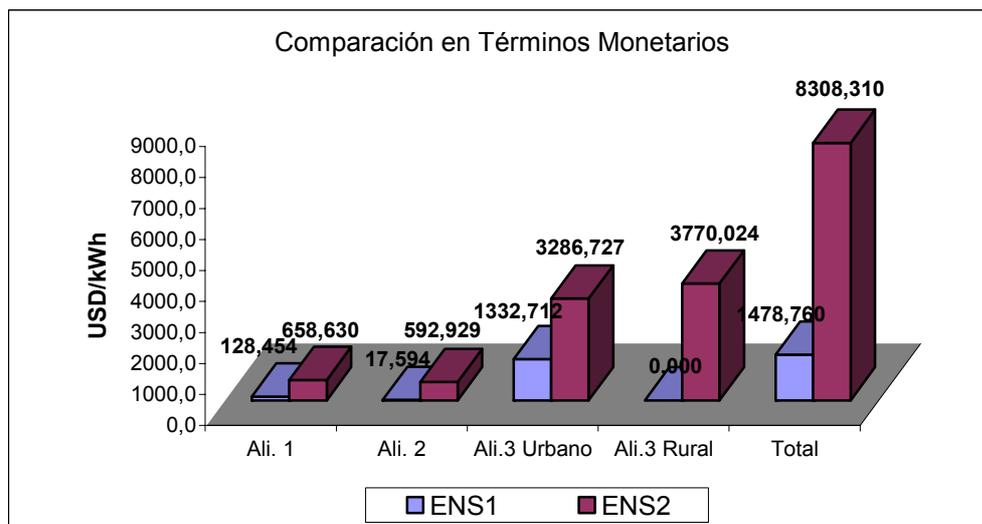


Gráfico 2.81 Comparación ENS1 Vs. ENS2 en Términos Monetarios

Los precios medios a usuarios finales en (USD ϕ /kWh), fueron obtenidos de la publicación del Plan de Electrificación del Ecuador 2006-2015, el mismo que establece los precios para la provincia de Los Ríos para el año 2005 en 10.51 para el área residencial, 8,98 área comercial, 7,62 área industrial, 9,24 alumbrado público y 8.08 otros.

Como vemos en el gráfico 2.81, el cálculo de la ENS2 refleja una pérdida de \$8.308,31 contra \$1.478,76 con el cálculo de la ENS1 para el mismo año y en la misma subestación. Es una diferencia de \$6829.55 que es una cifra significativa a la hora de ajustar cuentas en cualquier cierre económico.

CAPITULO III

REDISEÑO DEL SISTEMA ELECTRICO

La mayoría de las empresas de servicio eléctrico usan índices de confiabilidad para cuantificar y registrar el funcionamiento de sus circuitos. Las empresas comúnmente usan dos índices, SAIFI y SAIDI, como punto de referencia de la confiabilidad. Para realizar el rediseño de los alimentadores de la Subestación Chorrera, basado en la calidad de servicio eléctrico, se partirá de los indicadores de calidad calculados a partir de la situación actual, como un Caso Base de la empresa. Para mejorar la confiabilidad de cada uno de los alimentadores; se centrará el rediseño en disminuir los valores de los índices SAIFI Y SAIDI.

Índice de Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema (SAIFI)

El método para mejorar los niveles del SAIFI de un sistema es reduciendo los números de interrupciones sostenidas que ocurren. Esto puede ser alcanzado a través de un conveniente ciclo de mantenimiento para cada uno de los componentes en el sistema y también del uso de automatización y mejorar los equipos de protección que

sensan las fallas e intentan despejar la misma antes de convertirse en una salida de servicio permanente.

Índice de la Duración Interrupción Promedio del Sistema (SAIDI)

El SAIDI puede ser mejorado por la reducción del número de interrupciones o la duración de las interrupciones. Para áreas rurales y alimentadoras de grandes distancias, el tiempo que toma para alcanzar el sitio de la salida de servicio es comparativamente más grande que el tiempo actual de reparación.

En cada caso, el SAIDI puede ser reducido por uso óptimo de técnicas de reparación del personal. El uso de automatización es otro método para alcanzar mejoras en SAIDI.

3.1.- DETERMINACION DE PARÁMETROS DE DISEÑO.

Los principales parámetros de Diseño a Estimar son las tasas de falla, tiempos de restauración, tiempos de maniobra manual o duración de la salida de servicio, y la probabilidad de que un equipo automático no reconozca y aisle la falla en su zona de protección.

Las tasas de fallas fueron calculadas para cada uno de los Alimentadores, a partir de los datos históricos registrados por la Empresa EMELRIOS C.A., los mismos que se muestran en la tabla 2.50.

Dependiendo de algunos factores como tipo de zona donde el Alimentador se encuentre, componente fallado, tiempos en que la cuadrilla de reparación atiende,

repara y reestablece el servicio eléctrico; se estimó los tiempos de la duración de la salida de servicio los cuales se muestran en la tabla 2.42.

En cuanto a la probabilidad de que los equipos de protección, a partir de su número de operaciones cuantas veces operó correctamente y cuantas veces no, la Empresa no lleva un registro de los mismos.

3.2.- REDISEÑO DE LA TOPOLOGÍA DEL SISTEMA DE MEDIA TENSIÓN BASADO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO.

Para realizar la evaluación de los parámetros de la Confiabilidad para el Sistema y también los consumidores, es necesaria la descripción de la Estructura Topológica actual del Sistema, sin experimentar ningún cambio; que para nuestro caso vendría a ser como un Caso Base del cual se partirá para realizar el Rediseño de la Topología del Sistema.

Caso Base

La Topología Actual de cada uno de los Alimentadores de la Subestación Chorrera es la siguiente; los Alimentadores 1,2 compuesta por tramos principales y ramales separados por elementos de protección y/o maniobra (Topología Serie). Esto indica que los consumidores conectados a un mismo tramo sufrirán idénticas consecuencias ante las diversas contingencias que puedan presentarse en la red.

En cuanto al Alimentador 3, comprende la zona Rural más extensa del Sistema, debido a las averías en el Alimentador 4, ahora el Alimentador 3 esta compuesto por una zona Urbana presentando así una topología mixta es decir en serie y paralelo. Para poder calcular los índices de Confiabilidad se trato de forma independiente cada zona; así se obtuvo una topología en serie igual a la de los Alimentadores 1 y 2.

A partir del conocimiento de la Estructura Topológica de cada uno de los Alimentadores se obtuvo los diferentes Indices de Calidad orientados al Consumidor como a la Carga.

Caso uno

Para nuestro primer cambio a considerar para mejorar la Calidad del Servicio basado en los Indices de Calidad, llamado Caso Uno, la Estructura Topológica de los Alimentadores no será cambiada, en el Caso Uno se propone mejoras significativas en el Tiempo de Restauración del Servicio Eléctrico, por medio del análisis de las llamadas de las averías y de la gestión del personal encargado de las mismas.

En lo referente a Tiempos de Restauración o Reparación del Servicio, se debe tener en cuenta el impacto que el mismo tiene sobre la duración de las interrupciones, mediante las siguientes acciones se puede disminuir este impacto:

- Mejoras en planes de atención de averías.
- Mejoras en sistemas de detección de fallas.
- Utilización informática en los centros de atención de clientes.

- Automatización de la red.
- Aumento en la cantidad de personal que atiende problemas de la red.

Es mucho más factible intervenir en los tiempos que en las tasas de las fallas, en la actualidad se han realizado muchos estudios sobre como disminuir los Tiempos de Reparación de Averías o Fallas, este tema se conoce como Gestión de Interrupciones del Servicio (OMS), en sus siglas en ingles. El OMS propone que los operadores de la red pueden identificar, evitar o amortiguar las perturbaciones antes de que se conviertan en apagones de gran extensión.

Caso Dos

Para el Caso Dos se ha considerado modificaciones específicas para cada Alimentador tales como:

Para el Alimentador 1, colocar un Seccionador Automático que trabaje Bajo Carga, el mismo que pueda ser configurado y manejado a distancia; la ubicación seria a 4. 10 Km desde la Subestación Chorrera, de esta manera se haría una transferencia de Carga de ser necesario hacia el Alimentador 3 de la Subestación Terminal Terrestre. Las principales características que se deben considerar para la selección del Seccionador son: voltaje del sistema 13.8kV, máxima corriente de carga 300 A, máxima corriente de falla asimétrica 6500 A. La Topología del Alimentador sigue siendo la misma, Serie.

Para el Alimentador 2, colocar un Seccionalizador Electrónico, que automáticamente desconecte las secciones en falla a 4.040 Km desde la Subestación. El Seccionalizador no posee capacidad para interrumpir corrientes de falla, estos cuentan las operaciones del reconectador durante condiciones de falla establecidas de un número seleccionado de aperturas del reconectador asociado y cuando este último este abierto, el Seccionalizador abre y aísla la sección en falla de la línea. Esta operación permite al reconectador cerrar y reestablecer el servicio en las zonas libre de fallas.

Las características principales para la selección del Seccionalizador deben ser:

- Voltaje Máximo de Diseño, igual o mayor que el voltaje del Sistema.
- Corriente Nominal, igual o mayor que la corriente exigida por la carga.
- Máxima Corriente de Falla, se puede definir como 16kA durante 1 seg.
- Mínima Corriente de Actuación, asociada al nivel de disparo ajustado al reconectador siendo el 80% de la corriente de disparo en el reconectador para una efectiva coordinación.
- Numero de Conteos, debe estar ajustado para al menos una operación menos que el reconectador asociado aguas arriba.

De ser necesario se haría una transferencia de Carga hacia el Alimentador 2 de La Reforma de la Subestación Centro Industrial. La Topología del Alimentador sigue siendo la misma, Serie.

Para el Alimentador 3, en la Zona Urbana (El Salto), colocar un Reconectador Automático en la Subestación Chorrera, de esta manera se independiza esta parte volviendo a conformar el Alimentador 4; los parámetros a considerar para aplicar un Reconectado Automático son:

- Máximo Voltaje del Sistema, igual o mayor que la tensión del Sistema.
- Frecuencia, 60Hz.
- Corriente Simétrica de Interrupción, igual o mayor que la máxima corriente de corto circuito en el punto donde se instala el reconectador.
- Corriente Máxima de Carga, igual o mayor que la capacidad nominal del reconectador.
- Mínima Corriente de Disparo, debe ser el doble de la capacidad nominal de la conducción de la bobina y al menos el doble de la corriente de máxima de carga esperada.

Para el Alimentador 3, en la Zona Rural (San Juan, Pimocha-Baba), colocar dos Seccionalizadores Manuales en los puntos de mayor carga que son: vía San Juan en el Cruce de Caracol a 8.47 Km. desde la Subestación y el otro en Baba a 19.66 Km. desde la Subestación Chorrera. Las características que se deben considerar para la selección de un Seccionalizador son:

- Voltaje del Sistema
- Máxima Corriente de Carga,
- Máxima Corriente de Falla y

- Secuencia de operación.

La Topología del Alimentador 3 ahora seria en serie.

3.3.- REDISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIONES BASADO EN LA CALIDAD DEL SERVICIO.

El Sistema de Protecciones de cada uno de los Alimentadores de la Subestación Chorrera esta bien diseñado, en el capítulo 2.3, se realizó un análisis completo, en donde se detectó en ciertos elementos una mala coordinación o simplemente no había coordinación entre sus equipos de protección; así mismo se procedió a realizar nuevos ajustes a los equipos para así lograr una correcta coordinación.

3.4.- RESULTADOS

Caso Base

Como ya se indico anteriormente, el rediseño se basara a partir de un Caso Base, el cual representa al sistema actual de la Subestación Chorrera y sus Alimentadoras, se calcularon los Índices de Calidad sin realizar ningún cambio en su sistema de protección o topología del Sistema. En la siguiente tabla se muestran los diferentes Índices de Calidad para cada uno de los Alimentadores correspondientes al año 2006.

Subestación Chorrera (Caso Base)				
Índices	Alimentador1	Alimentador2	Ali.3 Urbano	Ali. 3 Rural
SAIFI	0,762	1,837	6,707	2,996
CAIFI	1,168	1,930	7,214	3,020
SAIDI	1,077	1,266	51,265	9,780
CAIDI	1,413	0,689	7,644	3,265
ASAI	1,000	0,951	0,994	0,999
ASUI	0,000	0,049	0,006	0,001
ENS	6266,70	5641,57	31272,38	46658,71
AENS	2,221	2,109	122,158	14,169

Tabla 3.1 Índices de Confiabilidad Caso Base

Caso Uno

Tomando en cuenta todo lo expuesto anteriormente en el Caso Uno nos da el siguiente resultado;

Subestación Chorrera (Caso Uno)				
Índices	Alimentador1	Alimentador2	Ali.3 Urbano	Ali. 3 Rural
SAIFI	0,762	1,837	6,707	2,996
CAIFI	1,168	1,930	7,214	3,020
SAIDI	0,538	0,633	25,632	4,890
CAIDI	0,707	0,345	3,822	1,632
ASAI	1,000	0,952	0,997	0,999
ASUI	0,000	0,048	0,003	0,001
ENS	3133,351	2820,785	19732,971	23329,354
AENS	1,110	1,054	61,079	7,085

Tabla 3.2 Índices de Confiabilidad Caso Uno

Caso Dos

Índices	Subestación Chorrera (Caso Dos)			
	Alimentador1	Alimentador2	Ali.3 Urbano	Ali. 3 Rural
SAIFI	0,693	0,475	3,449	2,641
CAIFI	1,190	1,654	3,710	2,678
SAIDI	0,529	1,114	6,591	4,561
CAIDI	0,763	2,345	1,911	1,727
ASAI	1,000	1,000	0,999	0,999
ASUI	0,000	0,000	0,001	0,001
ENS	2932,59	1494,30	4020,73	19511,13
AENS	1,221	1,85167	15,706	5,925

Tabla 3.3 Índices de Confiabilidad Caso Dos

3.5.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

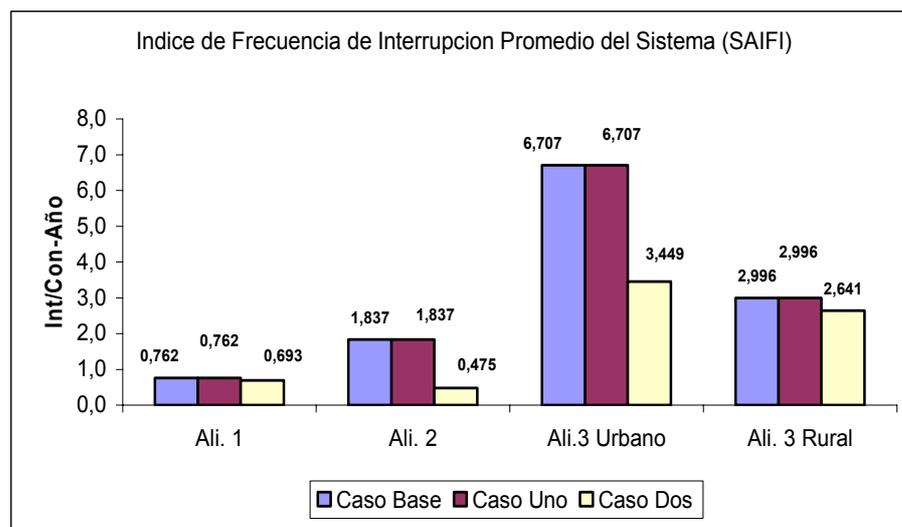


Gráfico 3.1 Mejoramiento del SAIFI

Como se aprecia en el gráfico 3.1, el Índice SAIFI, para el Caso Uno se mantiene, no se ve afectado ya que las medidas tomadas son para incidir directamente en la Duración de las Interrupciones; la disminución de la barra que representa al Caso Dos es notoria, esto demuestra que al hacer los cambios en los Alimentadores como se sugiere es posible mejorar la Confiabilidad del Sistema, mejorando el Índice del SAIFI.

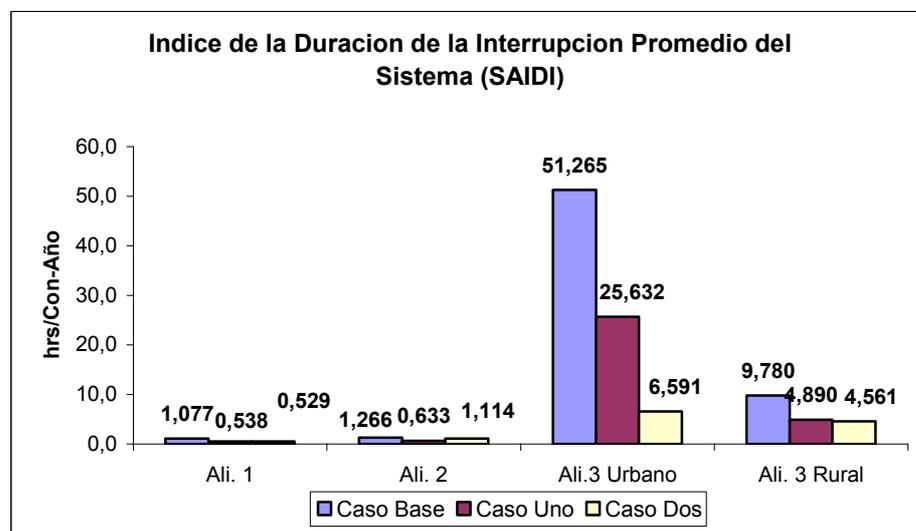


Gráfico 3.2 Mejoramamiento del SAIDI

En el gráfico 3.2, se muestra que el indicador SAIDI, se reduce en comparación al caso base casi un 50%, la reducción dependerá de las acciones que se tomen con respecto al grado de automatización, y entrenamiento al personal que conforma la cuadrilla de Mantenimiento y/o Reparación de Fallas.

Para el Caso Dos, notamos en el gráfico 3.2, que al realizar lo sugerido en el Alimentador 3, parte Urbana (El Salto); la reducción y el mejoramiento de la Calidad del Servicio Eléctrico es importantísimo el mismo que podría ser considerado.

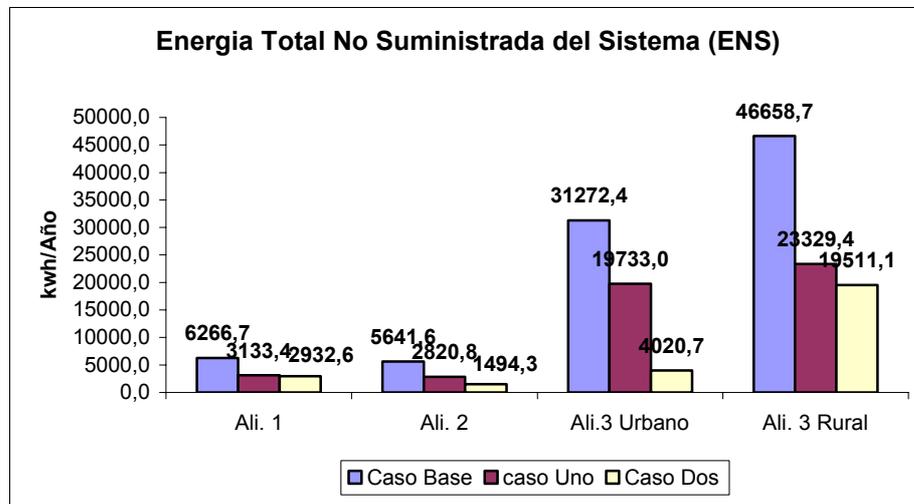


Gráfico 3.3 Mejoramamiento de la ENS

Tanto para los Casos Uno y Dos como se ve en el gráfico 3.3, toda acción que se tome en mejoras de los Índices de Confiabilidad a fin de mejorar la Calidad de Servicio Técnico y por ende la satisfacción y mejora de la calidad de vida del consumidor; estas acciones inciden directamente en la reducción significativa de la ENS, que representa a la Empresa Distribuidora menos dinero perdido.

3.5.1.- Análisis Económico de los Casos o Alternativas Presentadas

La Estimación Económica se basará en parámetros como la carga desconectada (L), la Energía No Suministrada, el valor del equipo o dispositivo que se incorpore al Sistema para su mejora en la Calidad del Servicio Técnico. El método a utilizarse será Costo Vs. Beneficio, se utilizará la siguiente fórmula en cada uno de los puntos de Carga i como se haya determinado para cada Alimentador.

$$C_T = \sum_i C_{l_i} \lambda_i L_i + \sum_i C_{e_i} E_i + C_{eu} \sum_i E_i + C_r$$

Donde:

i = i-ésimo punto de carga o consumidor.

C_{l_i} = Costo al consumidor por kW de carga desconectada.

C_{e_i} = Costo al consumidor por kWh no suplida.

C_{eu} = Perdida de ingreso por kWh no suplida.

L_i = Carga desconectada.

E_i = Energía no suplida.

C_r = Costo de la mejora.

El costo al consumidor por kW de carga desconectada es de \$ 0,7 y el costo al consumidor por kWh no suplida es de \$1,4.

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para cada Alternativa y para cada Alimentador para el año 2006.

	Análisis de Costos - Beneficios (\$)		
	Caso Base	Caso Uno	Caso Dos
Alimentador 1	9944,82	17651,12	16147,61
Alimentador 2	8811,21	5647,48	16846,18
Ali. 3 Urbano	46704,20	23036,73	10825,08
Ali. 3 Rural	70336,32	74045,77	65595,69
Costo Total	135796,55	120381,11	109414,56

Tabla 3.4 Análisis Costos-Beneficios Año 2006

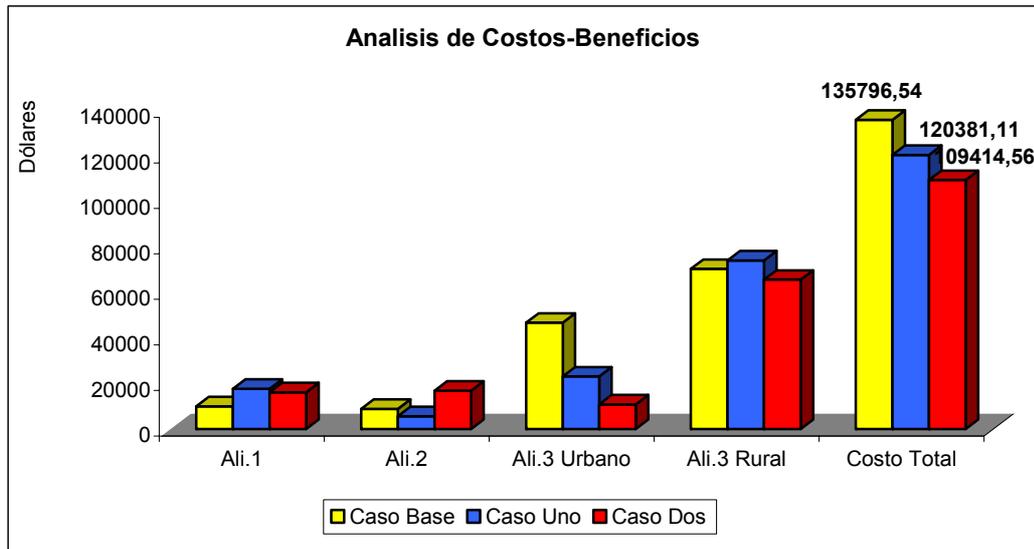


Gráfico 3.4 Análisis de Costo-Beneficios

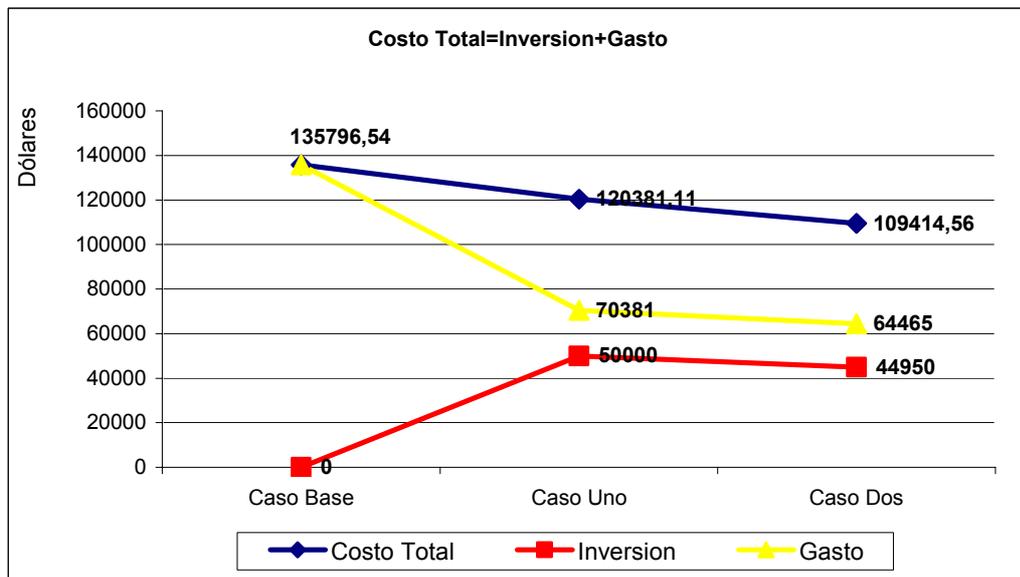


Gráfico 3.5 Análisis de Costo Total Vs. Inversión mas Gastos

Las inversiones a realizarse tanto en los casos uno y dos son similares en cuanto a su valor económico, la implementación de uno de ellos o una combinación de los dos casos, sería otro tema de análisis, en consecuencia la Empresa distribuidora debe tratar de aplicar todas las mejoras técnicas posibles a fin de mejorar el nivel de la Calidad del servicio Técnico y así la Calidad de vida de los Consumidores Finales.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Luego de haber finalizado este estudio se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- La Implementación de cada una de las alternativas propuestas en el Caso Dos, Representa la mejor Opción tanto Técnicamente como Económicamente para los Alimentadores 1, 2, 3; en este caso se consiguió mejoras significativas en los Indices referentes SAIFI y SAIDI.
- Los Índices de Confiabilidad de los Alimentadores 1 y 2 al compararlos con los Indicadores de otras Empresas e Indicadores de otros Países se encuentran dentro de los Valores Aceptables; sin embargo en los meses de Abril y Mayo la Carga en estos alimentadores aumenta considerablemente.
- Los Indices de Confiabilidad del Alimentador 3 Zona Urbana (El Salto), al realizar la comparación con Indicadores de otras Empresas, estos índices calculados superan a los valores límites aceptables. Esto se debe a la conexión que se hizo con la parte rural del alimentador 3.

- El Alimentador 3 en su Zona Rural, los sectores de Pimocha y Baba es en donde se presenta la mayor concentración de carga, y también estos ramales son los de mayor longitud; de ocurrir una falla en estos sectores ésta afecta al Alimentador en toda su extensión.
- El Mayor Desbalance de Corriente del Alimentador 1 es de 11.07%, se da en el mes de Abril; este Alimentador presenta un Desbalance Promedio para el año 2006 de 6.23%.
- El Mayor Desbalance de Corriente del Alimentador 2 es de 15.95%, se da en el mes de Abril; este Alimentador presenta un Desbalance Promedio para el año 2006 de 18.85%.
- El Mayor Desbalance de Corriente del Alimentador 3 es de 8.47%, se da en el mes de Marzo; este Alimentador presenta un Desbalance Promedio para el año 2006 de 7.18%.
- Los resultados de los cálculos de la Regulación de Voltaje de los Alimentadores de la S/E Chorrera, muestran que los niveles de voltaje de los Alimentadores 1 y 2 están dentro de los límites establecidos por la Regulación del CONELEC; a excepción del Alimentador 3 Zona Rural (Pimocha), que no cumple con los límites establecidos por la Regulación mencionada.
- Los Valores calculados de la Frecuencia Media de Interrupción (FMIK), para los Alimentadores 1 y 2, cumplen con el límite establecido en la

Regulación del CONELEC. El Alimentador 3 tanto en su Zona Urbana como Rural no cumple con el límite.

- Los Valores calculados del Tiempo Medio de Interrupción (TTIK), para los Alimentadores 1, 2 y 3; no cumplen con el límite establecido por la Regulación del CONELEC.
- El Estudio de las Interrupciones o Fallas por medio de la Frecuencia y Duración de las mismas ayuda a la toma de decisiones con respecto a las mejoras del Sistema y que clases de Inversiones hay que realizar en el mismo.
- La Incorrecta Selectividad y un no adecuado ajuste, mas una mala coordinación en los equipos de protección en un Alimentador; afectan la confiabilidad del Sistema.
- El propósito de coordinación de los dispositivos de protección es proveer confiabilidad al sistema; sus funciones son aislar una línea o un equipo fallado de la parte del sistema sin falla con la mayor rapidez posible y minimizar la magnitud del disturbio.

Además gracias a las experiencias y criterios logrados en este estudio podemos citar las siguientes recomendaciones con relación al tema:

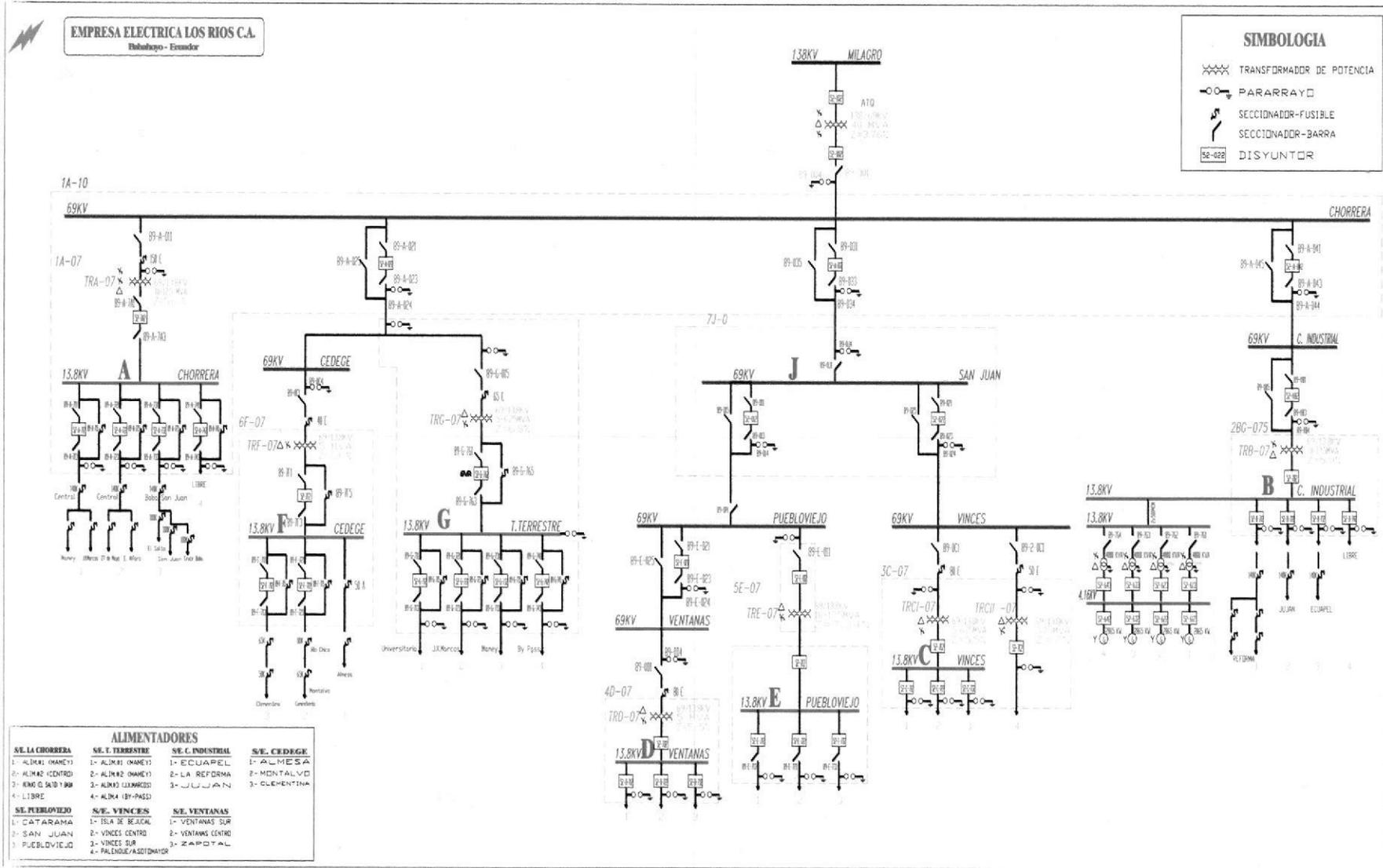
- Para el Alimentador 3 (Zona Rural), se recomienda a la Empresa realice recorridos programados para verificar y dar mantenimiento al Derecho de Vía; mantenimiento que consiste en el desbroce de la vegetación siguiendo como guía las Normas para distribución Rural, la misma que en su sección 40 explica y especifica mediante un gráfico las dimensiones que las brechas de Vegetación deben tener.
- Adecuar un Mantenimiento Preventivo, mediante actividades tales como inspecciones visuales, pruebas manuales y acciones correctivas para evitar el daño al equipo y suspensiones futuras no programadas del Servicio.
- Realizar corridas por cada alimentador de la Subestación con el fin de mantener una base de datos actualizada constantemente con datos como kVA. instalados, Número de Usuarios, Número y capacidad de Fusibles, etc.
- A fin de cumplir con todos los controles y disposiciones que el CONELEC, por medio de la Regulación No. CONELEC-004/01 exige a las Empresas Distribuidoras debe mantenerse una especial observancia en la recopilación y llenado del Formato del Registro de Interrupciones de Servicio por parte de la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.
- Se recomienda a la Empresa, la elaboración de planes de mantenimientos programados y el seguimiento de la ejecución de los mismos.

- Se recomienda hacer un seguimiento del crecimiento de la carga para poder realizar una correcta coordinación de los equipos de protección tales como fusible, reconectador, interruptor.
- Con el objeto de tener mayor Confiabilidad del Sistema y garantizar un suministro de Energía Eléctrica de Calidad, se recomienda realizar los trabajos programados en redes aéreas, sin Interrupción del Servicio, mediante el mantenimiento en línea viva.
- Para el Alimentador 3 (Zona Urbana), se recomienda la colocación de un nuevo Reconectador a fin de mejorar la Confiabilidad de este Sector.
- Para el Alimentador 3 (Zona Rural), se recomienda la colocación de dos Seccionalizadores Manuales en los sectores de Pimocha y Baba a fin de restablecer el servicio a sectores de este Alimentador y de esta forma limitar el efecto de la falla.
- Para el Alimentador 1, se recomienda la implementación de un Seccionador automático Bajo Carga, con el propósito de transferir parte de sus cargas los meses de Abril y Mayo a fin de evitar sobrecarga en este alimentador.
- Para el Alimentador 2, se recomienda la implementación de un Seccionalizador Electrónico, con el propósito de que cuando quede abierto el reconectador asociado, abra y aisle la sección de la falla de la línea.

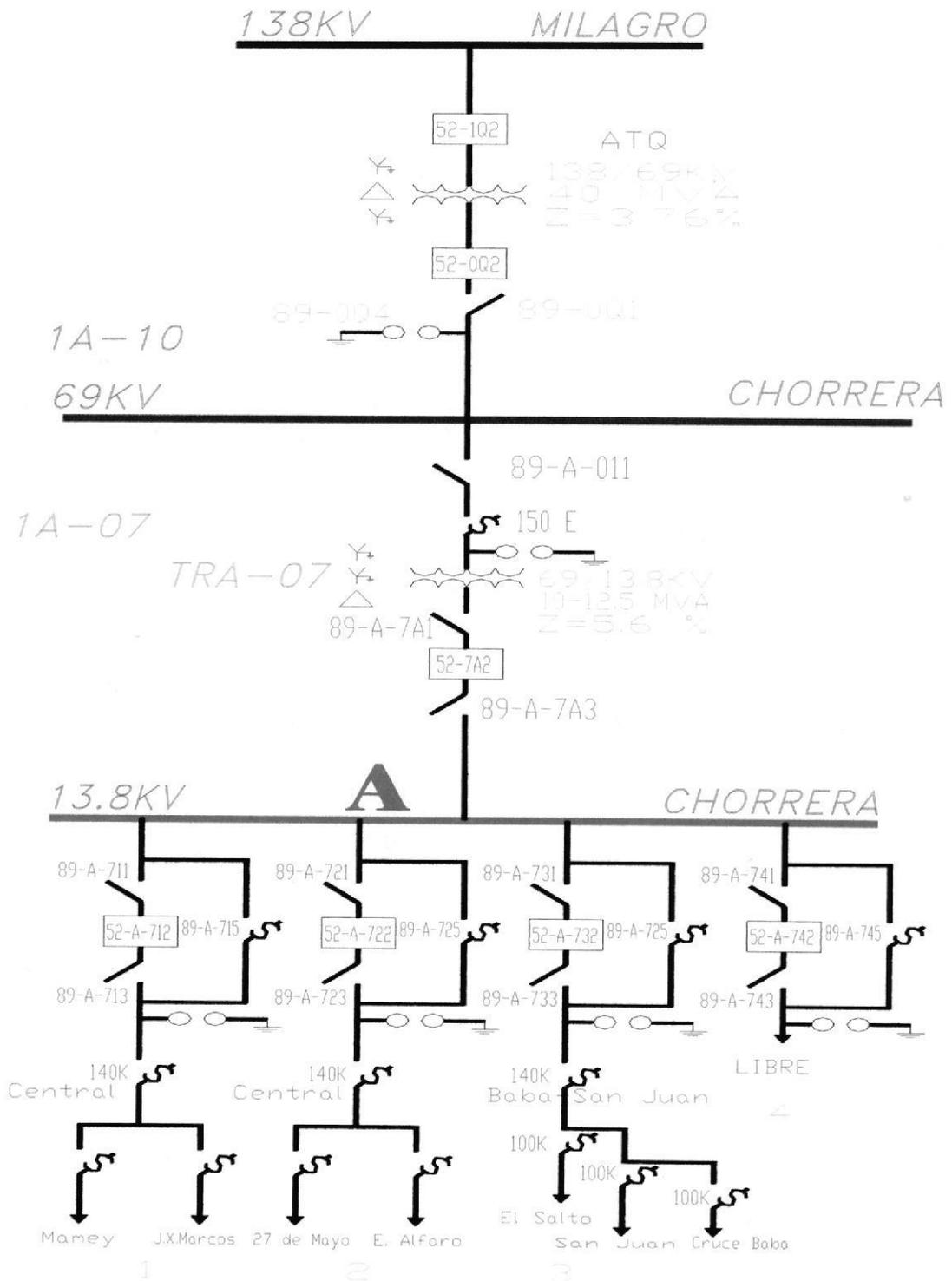
BIBLIOGRAFIA

- IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Standard 1366, 2003 Edition.
- REGULACION No. CONELEC-004/01(Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución)
- Arraigada, A (1994) Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución. Santiago de Chile.
- Arraigada, A. Calculo de Confiabilidad en Subestaciones y Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Universidad de Concepción, Memoria de Ingeniero Civil Eléctrico, Concepción Septiembre 1985.
- Todd, Z.G. A Probability method for Transmission and Distribution Outage Calculations. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vd. PAS-83, 1964.
- El Arte y la Ciencia de la Protecciones por Relevadores (C. Russell Masón).
- Sistema de Potencia Análisis y Diseño (J. Duncan Glover y Mulukutla S. Sarma).
- Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctrica(Enríquez Harper)
- Instalaciones Eléctricas En Media y Baja Tensión (José García Trasancos).
- Sistema de Distribución(Roberto Espinosa y Lara)
- Sitios Web: G&WElectricCompany, CooperPower, S&CMexicana, ABB Group, General Electric, Toshiba, Leyden, Joslyn.

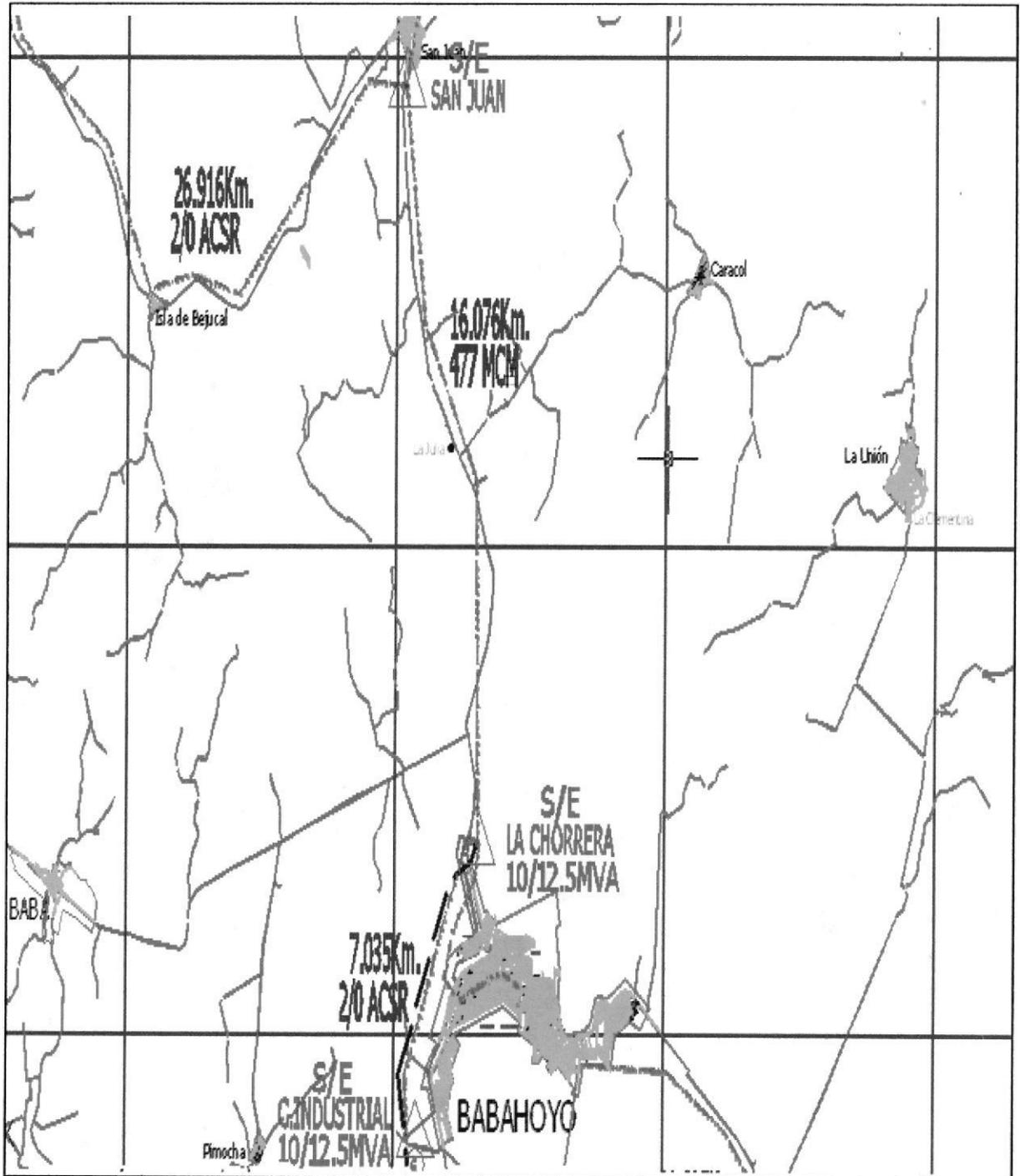
ANEXO A: Diagrama Unifilar de la Empresa Eléctrica Los Ríos C.A.



ANEXO B: Diagrama Unifilar de la Subestación Chorrera



ANEXO C: Area de Influencia de la Subestación Chorrera



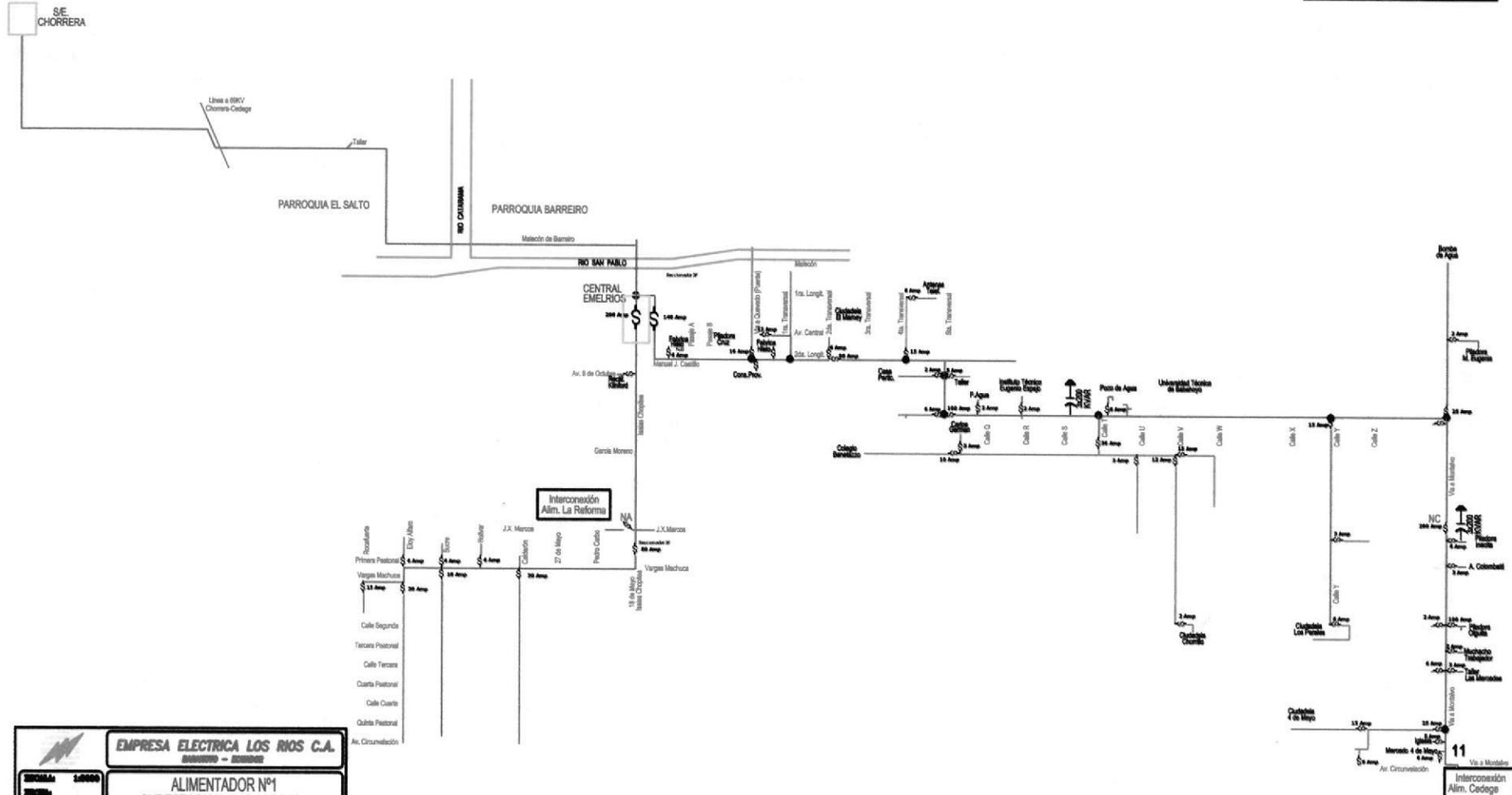
ANEXO D: Area de Influencia de las Alimentadoras 1,2 y 3



Anexo E.1: Diagrama Unifilar

SIMBOLOGIA

- LINEA DE SUBTRANSMISION A 69KV
- LINEA TRIFASICA A 13.8KV
- LINEA MONOFASICA A 13.8KV
- ⊕ SECCIONADOR
- ⊕ SECCIONADOR TRIPOLAR
- ⊕ CAPACITOR
- NA N. ABIERTO



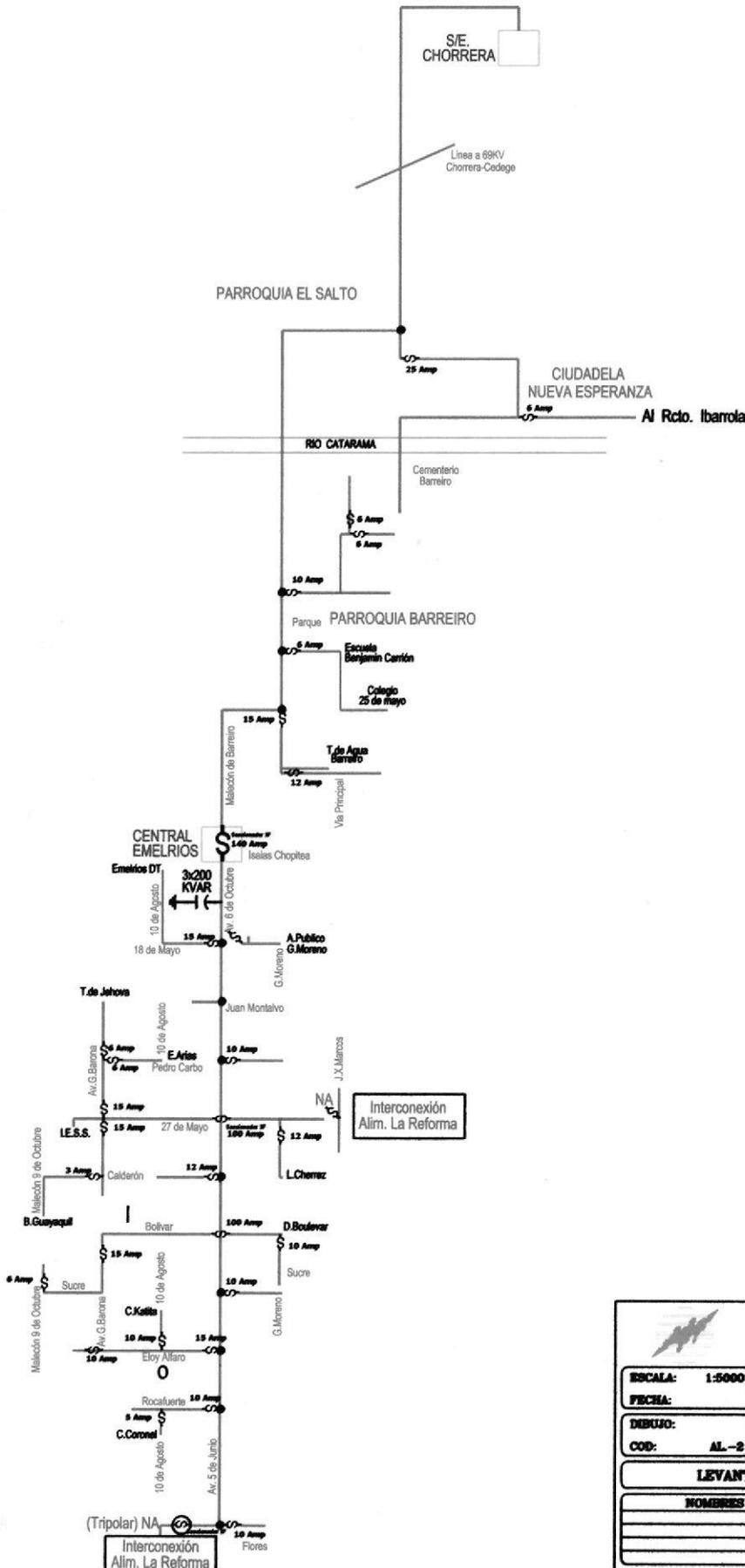
EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.
ALIMENTADOR N°1
SUBSTACION LA CHORRERA
DIAGRAMA UNIFILAR

ESCALA:	1:2000
FECHA:	
PROYECTISTA:	
CALE:	AL-1
LEVANTAMIENTO:	REVISADO:
ELABORADO:	FECHA:
REVISADO:	FECHA:

Anexo E.2: Diagrama Unifilar

SIMBOLOGIA

- LINEA DE SUBTRANSMISION A 69KV
- LINEA TRIFASICA A 13.8KV
- LINEA MONOFASICA A 13.8KV
- ⊞ SECCIONADOR
- ⊞ SECCIONADOR TRIPOLAR
- ⊞ CAPACITOR
- NA N. ABIERTO



EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.
BABAHYOY - ECUADOR

ESCALA: 1:5000

FECHA:

DEBUDO:

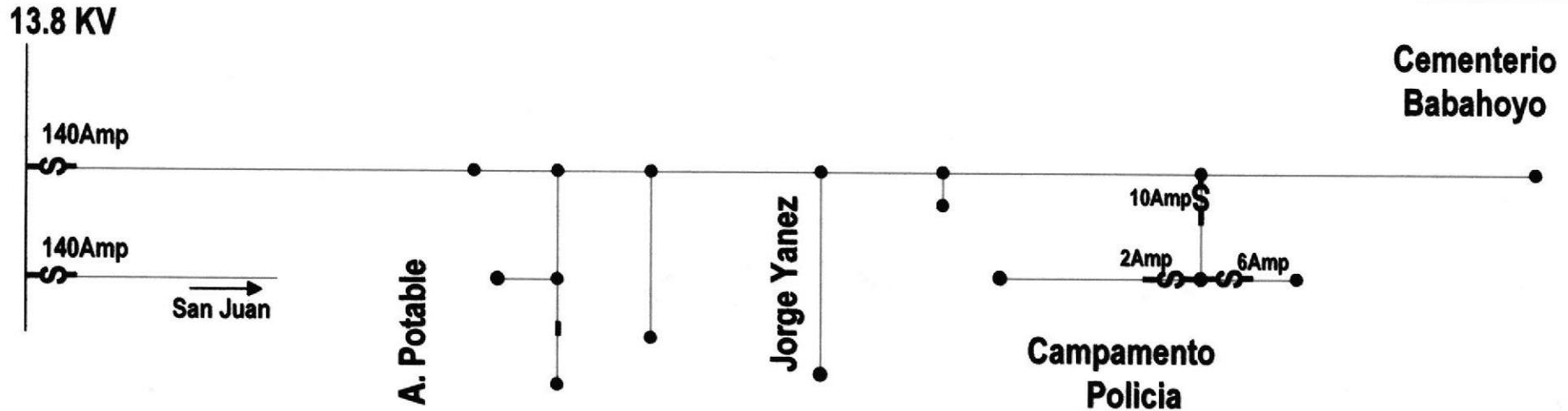
COD: AL-2

ALIMENTADOR N°2
SUBSTACION LA CHORRERA
DIAGRAMA UNIFILAR

LEVANTAMIENTO		REVISIONES	
NOMBRES	FECHA	N° REV.	NOMBRES

Anexo E.3: Diagrama Unifilar

SIMBOLOGIA	
	LINEA DE TRANSMISION 138KV
	LINEA TRAFASIDA 138KV
	LINEA MONOFASICA 138KV
	SECCIONADOR
	SECCIONADOR TRIFASICO



EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.	
BAGUAO - ECUADOR	
Nombre:	ALIMENTADOR Nº3
Fecha:	SUBESTACION LA CHORRERA
Escalera:	DIAGRAMA UNIFILAR
Elaborado por:	
Revisado por:	
Aprobado por:	

Anexo E.4: Diagrama Unifilar

SIMBOLOGIA

- LINEA TRIFASICA A 13.8KV
- LINEA MONOFASICA A 13.8KV
- SECCIONADOR
- CAPACITOR
- SECCIONADOR TRIPOLAR



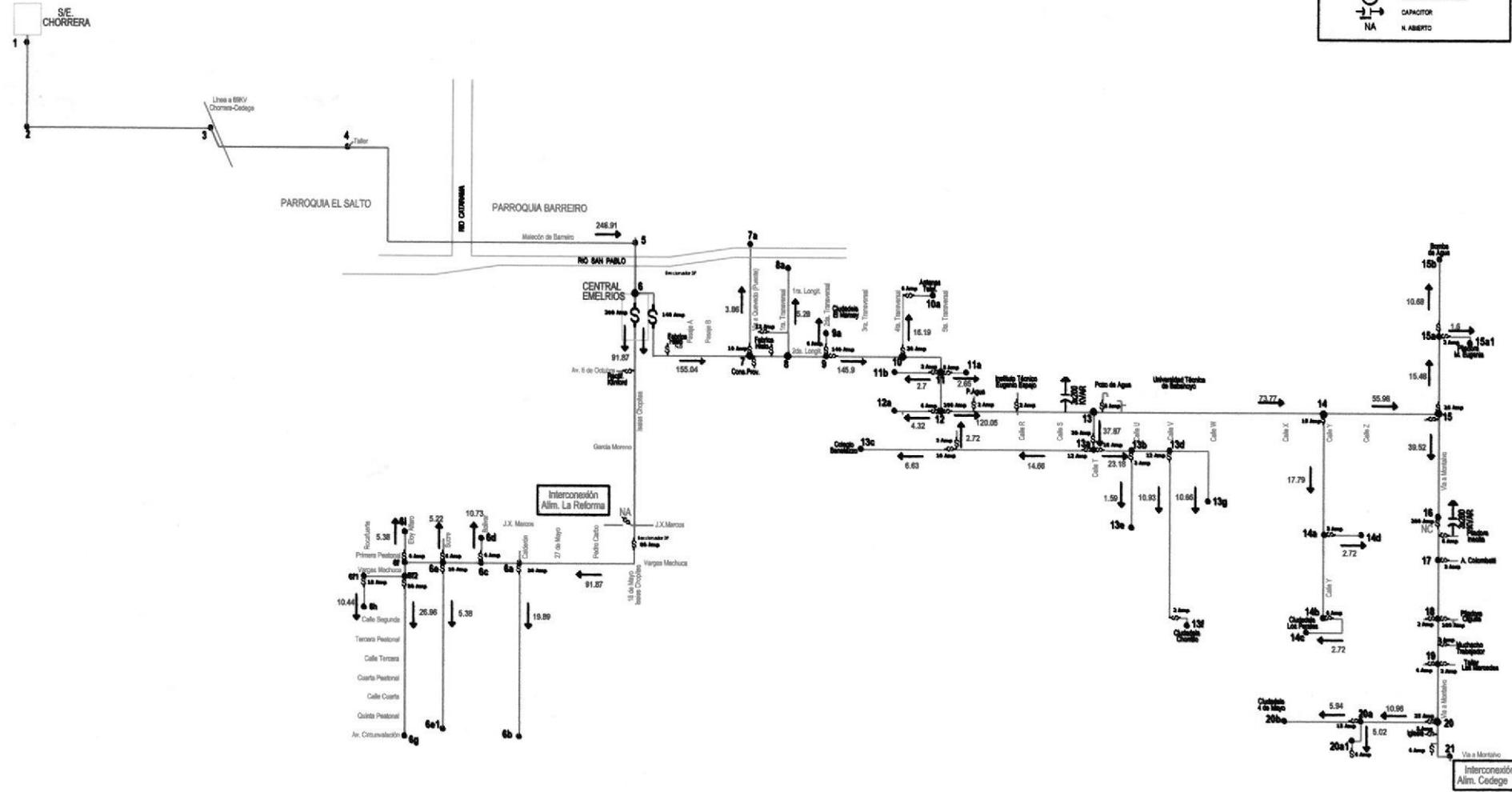
EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS S.A.
BARRAHOTO - ECUADOR

ESCALA: 1:1
LEGENDA:
TITULO: ALIMENTADOR SUBESTACION LA CHORRERA
DIAGRAMA UNIFILAR

ALIM. 3 (Barra)

REVISIONES	FECHA	REVISOR

Anexo F.1: Diagrama Unifilar para Coordinación de Fusibles



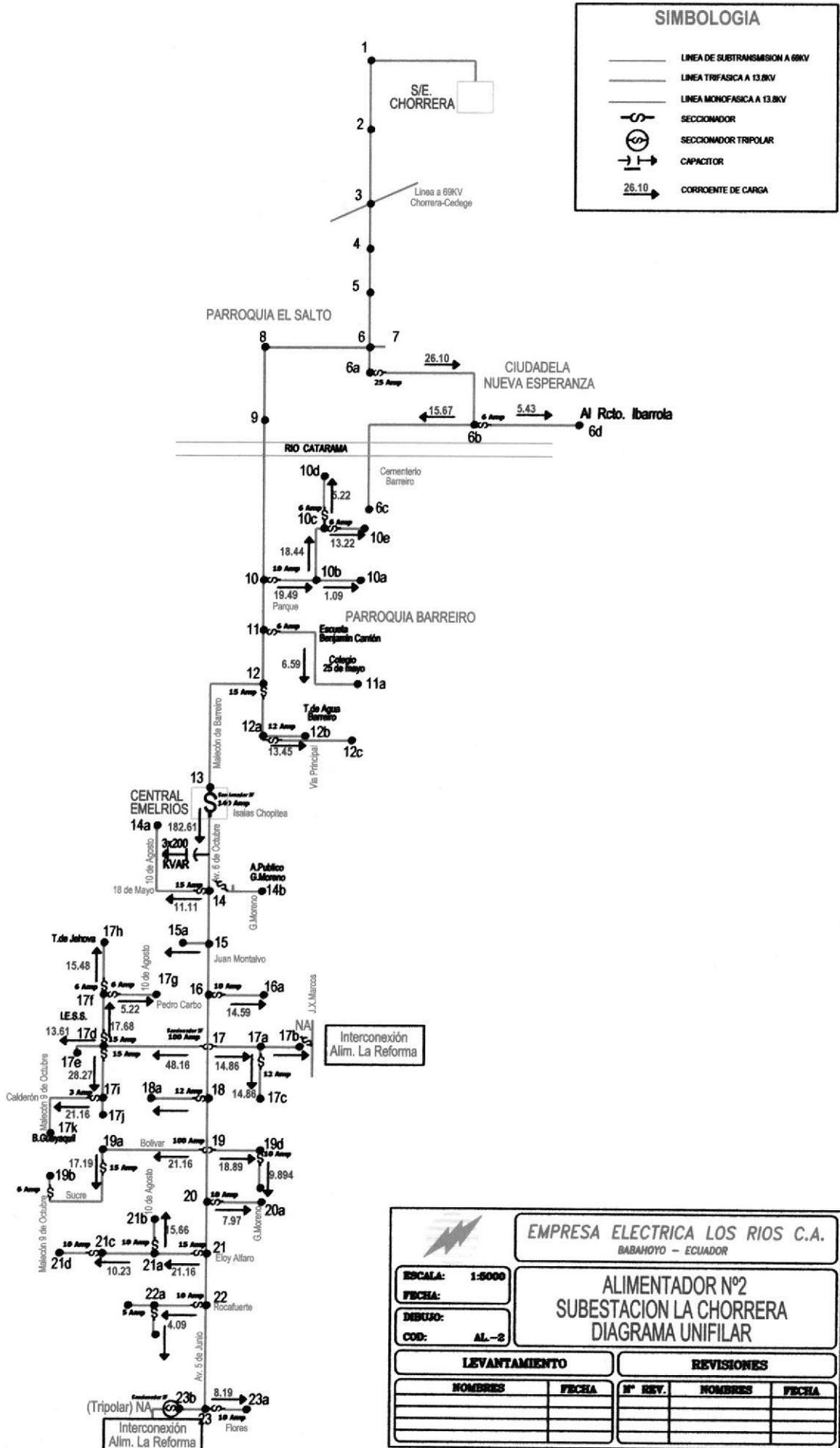
EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.
BABAHYO - ECUADOR

ESCALA: 1:6000

TITULO: ALIMENTADOR N°1 SUBESTACION LA CHORRERA DIAGRAMA UNIFILAR

LEVANTAMIENTO		REVISIONES	
INGENIERO	FECHA	N°	REVISION

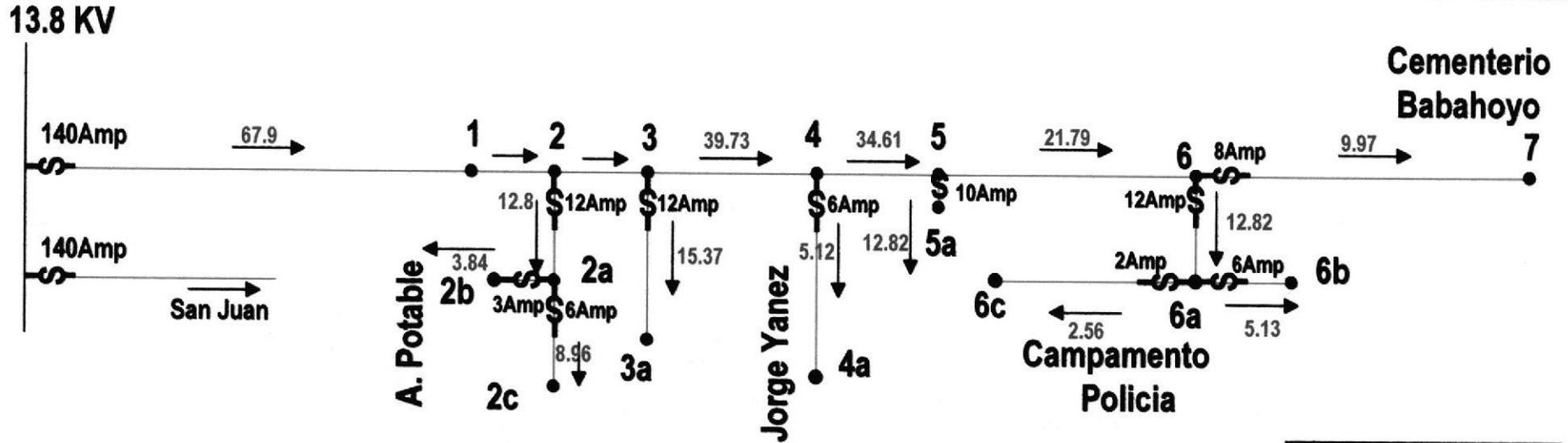
Anexo F.2: Diagrama Unifilar para Coordinación de Fusibles



Anexo F.3: Diagrama Unifilar para Coordinación de Fusibles

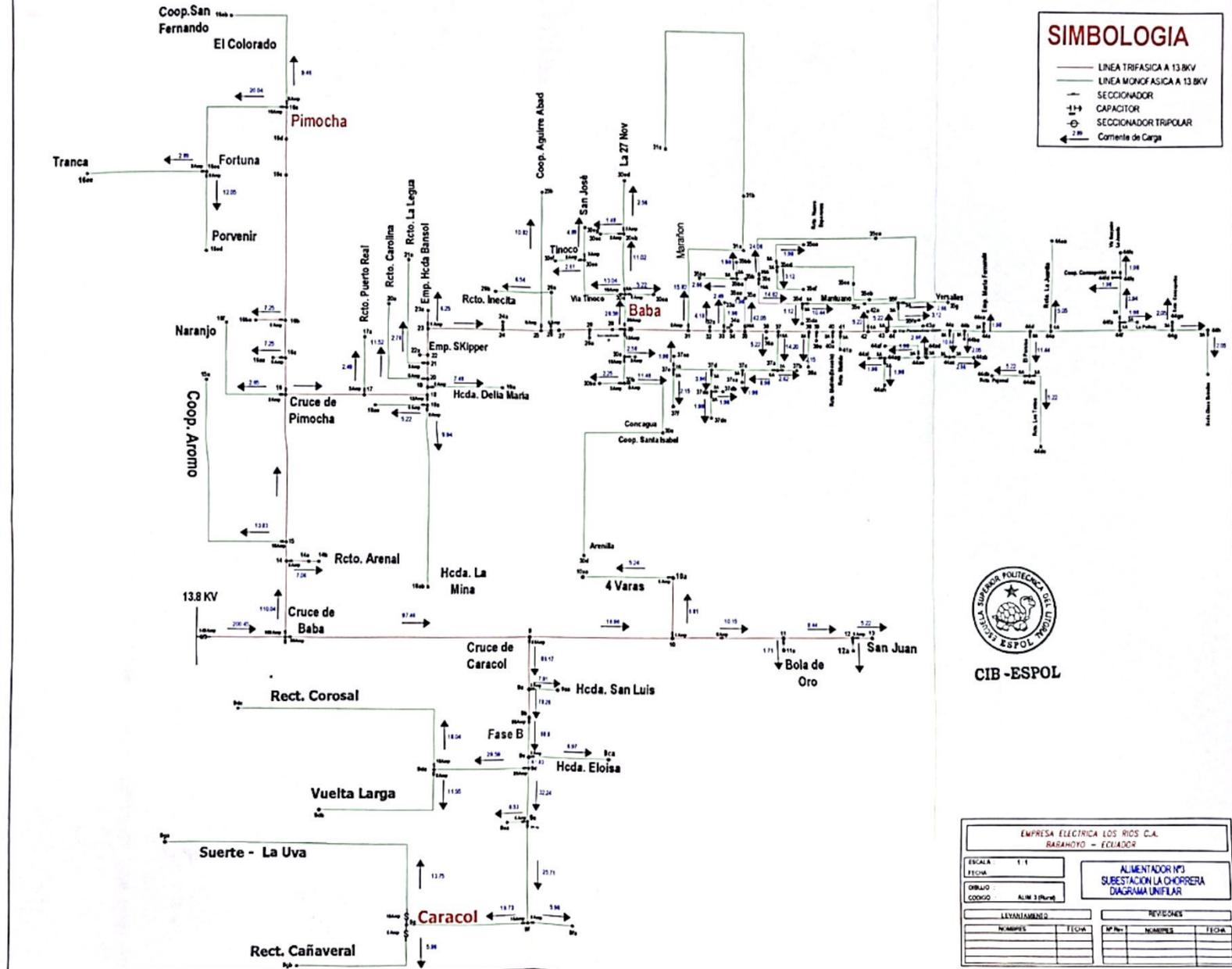
SIMBOLOGIA

- LINEA DE SUBTRANSMISIÓN 138KV
- LINEA TRIFÁSICA 138KV
- LINEA MONOFÁSICA 138KV
- ⊕ SECCIONADOR
- ⊕ SECCIONADOR TRIFÁSICO
- CORRIENTE DE CARGA



EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.
 SUBESTACION LA CHORRERA
 ALIMENTADOR N°3
 SUBESTACION LA CHORRERA
 DIAGRAMA UNIFILAR

Anexo F.4: Diagrama Unifilar para Coordinación de Fusibles



SIMBOLOGIA

- LINEA TRIFASICA A 13.8KV
- LINEA MONOFASICA A 13.8KV
- SECCIONADOR
- CAPACITOR
- SECCIONADOR TRIPOLAR
- ← 2.00 Corriente de Carga



CIB-ESPOL

EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A. BARAHYO - ECUADOR			
ESCALA	1:1	ALIMENTADOR (P3) SUBESTACION LA CHORRERA DIAGRAMA UNIFILAR	
FECHA			
OBJETO			
CODIGO	ALIM 3 (P3) (P4)		
LEVANTAMIENTO		REVISIONES	
NOMBRE	FECHA	OP. No.	NOMBRE

ANEXO G: Formato para el Registro de Interrupciones EMELRIOS C.A.

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.											CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.				
REGISTRO DE INTERRUPCIONES DE SERVICIO											REGISTRO DE INTERRUPCIONES DE SERVICIO				
EMPRESA ELÉCTRICA: LOS RIOS C.A.											EMPRESA ELÉCTRICA: LOS RIOS C.A.				
No.	No. Informe/Reporte de falla (1)	FECHA Desconexión dd-mm-aa	HORA Desconexión hh:mm	FECHA Conexión/Normalización dd-mm-aa	HORA Conexión/Normalización hh:mm	TIEMPO Duración de la falla Horas	FALLA EN S/E (2)	FALLA EN ALIMENTADOR OR (3)	NIVEL DE VOLTAJE kV (4)	CARGA INSTALADA Alimentador KVA (5)	CARGA Desconectada KVA	CARGA Desconectada % KVA (6)	No. De consumidores afectados	CLASIFICACIÓN DE LA FALLA (7)	CAUSA ORIGINAL DE LA FALLA
30	02349	17/04/2006	15:10	17/04/2006	15:14	0,07	CHORRERA	52-A-762	13,8	7900	2622,22	7,12	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
31	02350	21/04/2006	13:03	21/04/2006	13:06	0,06	CHORRERA	52-A-022	69	22500	16888,89	43,18	28471	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
32	02361	21/04/2006	19:05	21/04/2006	19:08	0,05	CHORRERA	52-A-022	69	22500	22888,89	56,30	28471	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
40	02359	26/04/2006	18:50	26/04/2006	18:55	0,08	CHORRERA	52-A-022	69	22500	21555,56	54,36	28471	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
41	02360	27/04/2006	0:50	27/04/2006	0:55	0,08	CHORRERA	52-A-742	13,8	4500	2566,67	6,74	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
42	02361	27/04/2006	18:54	27/04/2006	18:57	0,06	CHORRERA	52-A-022	69	22500	20777,78	57,20	28471	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
43	02362	28/04/2006	18:48	28/04/2006	18:55	0,12	CHORRERA	52-A-022	69	22500	22111,11	55,06	28471	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
45	02364	29/04/2006	6:25	29/04/2006	8:13	1,80	CHORRERA	52-A-762	13,8	7900	1922,22	6,12	3116	INO	TRES VELAS DEL SECCIONAMIENTO POR COLEGIO EUGENIO ESPEJO REVENTADAS
46	02365	29/04/2006	19:25	29/04/2006	19:29	0,07	CHORRERA	52-A-022	13,8	22500	19777,78	44,10	28471	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
48	02367	08/04/2006	10:34	08/04/2006	10:38	0,07	CHORRERA	52-A-022	69	22500	12222,22	39,71	28471	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
49	02368	08/04/2006	11:00	08/04/2006	11:07	0,12	CHORRERA	52-A-762	13,8	7900	2233,33	7,70	3116	INO	PAJARO SOBRE LINEA DE ALTA POR LA UNIVERSIDAD
50	02369	08/04/2006	12:12	08/04/2006	12:31	0,32	CHORRERA	52-A-762	13,8	7900	1233,33	3,95	3116	INO	DOS FASES MENOS POR SECTOR DEL COLEGIO EUGENIO ESPEJO

1	No. de Falla registrado en bitácoras de la Empresa Distribuidora.	5	kVA instalados en el alimentador.
2	S/E afectada por la falla.	6	El porcentaje aquí indicado es con relación a la demanda estimada del sistema de la distribuidora en el momento de la falla.
3	Alimentador afectado por la falla.	7	La clasificación debe estar acorde con la codificación que se presenta en el comentario de la misma celda
4	Nivel de voltaje del alimentador afectado.	8	Causa por la que se produjo la falla de una parte de la carga del sistema de la empresa.

ANEXO H: Interrupciones Mayores a 3 minutos

Alimentadora 1

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.						
REGISTRO DE INTERRUPCIONES DE SERVICIO						
EMPRESA ELECTRICA: LOS RIOS C.A.						
FECHA Desconexión dd-mmm-aa TIEMPO	Duración de la falla Horas	CARGA INSTALADA Alimentador KVA (5)	CARGA Desconectada KVA	No. De consumidores afectados	CLASIFICACIÓN DE LA FALLA (7)	CAUSA ORIGINAL DE LA FALLA (8)
14/04/2003	18	4500	3200	5823	IC	DESCARGAS ATMOSFERICAS
29/09/2003	4,8	4500	1888,89	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
01/10/2003	39	4500	3322,22	5823	INO	HOJA DE ZINC TOPA LINEA D ALTA EN PILADORA ING MAFFLA
14/11/2003	4,80	4500	1833,33	5823	EF	OPERA RELE DE BAJA FRECUENCIA
22/12/2003	3,00	4500	4055,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
06/01/2004	3,60	4500	2422,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
11/01/2004	3,00	4500,00	1977,78	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
19/01/2004	4,80	4500	3111,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
24/01/2004	388,80	4500	2166,67	5823	PMT	TRABAJOS DEL MUNICIPIO DE BABAHOYO
11/02/2004	30,00	4500	2344,44	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
02/03/2004	3,00	4500	1955,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
03/03/2004	10,20	4500	2555,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
29/03/2004	4,80	4500	2233,33	5823	EF	FALLA INTERCONEXION CON COLOMBIA
07/05/2004	3,00	4500	1500,00	5823	IPM	CAMBIO DE UNA CAJA SIN ROMPECARGA

19/12/2005	4,20	7900	1755,56	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
14/03/2006	0,05	4500	2566,67	3116	IC	FUERTE TORMENTA ELECTRICA POR EL SECTOR
22/03/2006	0,27	7900	2066,67	3116	INO	CHISPORROTEO EN PATIO DE MANIOBRAS A 13,8 KV EN LA SUBESTACION
08/04/2006	0,12	7900	2233,33	3116	INO	PAJARO SOBRE LINEA DE ALTA POR LA UNIVERSIDAD
08/04/2006	0,32	7900	1233,33	3116	INO	DOS FASES MENOS POR SECTOR DEL COLEGIO EUGENIO ESPEJO
17/04/2006	0,07	7900	2622,22	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
29/04/2006	1,80	7900	1922,22	3116	INO	TRES VELAS DEL SECCIONAMIENTO POR COLEGIO EUGENIO ESPEJO REVENTADAS
26/08/2006	0,07	7900	2500,00	3116	INO	FUSIBLE QUEMADO EN ELOY ALFARO Y JUAN X MARCOS CENTRO DE BABAHOYO

Alimentadora 2

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.						
REGISTRO DE INTERRUPCIONES DE SERVICIO						
EMPRESA ELÉCTRICA: LOS RÍOS C.A.						
12/03/2003	148,20	2900	1200	2936	IPMTO	CAMBIO DE CHICOTE AFECTADO
01/06/2003	34,2	2900	780	2936	INO	LINEAS ARRANCADAS EN P.CARBO Y 5 DE JUNIO
12/09/2003	129	2900	1144,44	2936	IPMTO	CORTE DE RAMAS DE ARBOLES EN LAS CALLES GENERAL BARAHONA Y 27 DE MAYO
13/01/2004	46,20	2900	2455,56	2936	INO	CORTO CIRCUITO EN CALLES 5 DE JUNIO Y E.ALFARO
15/04/2004	28,00	2900	2055,56	2936	IPM	CAMBIO DE TRANSFORMADOR
07/09/2004	156,00	2900	1155,56	2936	IPM	ARREGLO DE LINEA EN EL CENTRO DE BABAHOYO
07/09/2004	5,00	2900	1666,67	2936	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
29/01/2005	79,20		2133,33		INO	LINEA ARRANCADA EN EL CENTRO DE BABAHOYO
26/08/2005	45,00		1233,33	2936	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
27/12/2005	60,00	2900	1177,78	2936	IPM	TRABAJOS EN EL CENTRO DE BABAHOYO
19/01/2006	0,08	2900	1833,33	2923	IC	LLUVIA EN EL SECTOR
07/09/2006	0,05	2900	2444,44	2933	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
02/10/2006	0,50	2900	2400,00	2923	IPM	SE DESCONECTA RECONECTADOR PARA CORTAR RAMAS QUE TOPAN LINEAS DE ALTA
25/10/2006	2,87	2900	1133,33	2923	IPM	LIMPIEZA DE LINEA Y PODA DE ARBOLES

Alimentadora 3

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO.						
REGISTRO DE INTERRUPCIONES DE SERVICIO						
EMPRESA ELECTRICA: LOS RIOS C.A.						
FECHA Desconexión dd-mmm-aa	TIEMPO Duración de la falla Horas	CARGA INSTALADA Alimentador KVA (5)	CARGA Desconectada KVA	No. De consumidores afectados	CLASIFI CACIÓN DE LA FALLA (7)	CAUSA ORIGINAL DE LA FALLA (8)
20/01/2003	7,2	7300	1600	3116	IPMto	REEMPLAZO DE CAJA SECCIONADORA
20/01/2003	46,2	7300	1600	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
21/01/2003	4,8	7300	1500	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
21/01/2003	61,8	7300	1500	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
22/01/2003	9	7300	2700	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
22/01/2003	9	7300	2700	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
23/01/2003	97,8	7300	1700	3116	IPMto	MANTENIMIENTO DE LINEA Y CAMBIO DE SECCIONADOR
23/01/2003	97,8	7300	1700	3116	IPMto	CAMBIO DE AISLADORES ROTOS
26/01/2003	13,2	7300	1500	3116	IPMto	REAJUSTE DE PUENTE EN CRUCE A CARACOL
25/02/2003	166,2	7300	1100	3116	INO	REVISAR LINEA CON AISLAMIENTO MALO
03/02/2003	16,2	7300	1400	3116	IPMto	FALLA DE AISLAMIENTO
29/03/2003	6,00	7300	1900	3116	IPMTO	AJUSTE CHICOTE
04/04/2003	9	7300	1300	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
08/04/2003	6	7300	1900	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
08/04/2003	4,8	7300	1900	3116	IC	DESCARGAS ATMOSFERICAS
14/04/2003	37,8	7300	2500	3116	IC	DESCARGAS ATMOSFERICAS
04/05/2003	7,2	7300	1333	3116	IPM	REPARACION DE CAJA PORTAFUSIBLE SECCIONAMIENTO CEMENTERIO BABA
07/05/2003	282	7300	1755	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO

10/05/2003	16,8	7300	1833	3116	IPM	CAMBIO DE DOS CAJAS PORTA FUSIBLE EN EL ARRANQUE CARACOL
23/05/2003	18	7300	2740	3116	IPM	CAMBIO VELA ESTABA SOLDADA EN SECCIONAMIENTO A CARACOL
03/06/2003	27	7300	2744	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
16/06/2003	19,2	7300	2911	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
17/06/2003	4,8	7300	2144	3116	IPM	REALIZAR TRABAJOS PROGRAMADO
26/06/2003	30	7300	2067	3116	IPM	CAMBIO DE CAJAS PORTAFUSIBLE EN MAPAN Y BABA
02/07/2003	22,2	7300	2200,00	3116	IPM	CAMBIO CAJA PORTA FUSIBLE ARRANQUE CARACOL FASE B
16/07/2003	7,8	7300	2288,00	3116	IPM	AJUSTE DE CHICOTE EN SECCIONADOR HDA. SANTA RITA
06/08/2003	28,00	7300	2311,11	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
12/08/2003	81	7300	2166,67	3116	INO	LINEAS ARRANCADAS POR MAPAN
14/08/2003	30,00	7300	1677,78	3116	IPM	REPARACION DE CHICOTE ARRANCADO
22/08/2003	25,00	7300	2500,00	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
31/08/2003	7,00	7300	2088,89	3116	EF	OPERA RELE DE FRECUENCIA FALLA INTERCONEXION CON COLOMBIA
02/09/2003	21	7300	2333,33	3116	IPM	CAMBIO DE CAJA PORTAFUSIBLE SECCIONAMIENTO SALMA LEONOR Y CEMENTERIO DE BABA
26/09/2003	7,2	7300	2522,22	3116	EF	OPERA RELE DE BAJA FRECUENCIA
16/10/2003	3	7300	2200	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
01/11/2003	180,00	7300	1577,78	3116	IPM	LINEA ARRANCADA SECTOR CRUSE DE BABA
09/11/2003	4,80	7300	1733,33	3116	EF	INTERCONEXION CON COLOMBIA
14/11/2003	4,8	7300	1733,33	3116	EF	OPERA RELE DE BAJA FRECUENCIA
15/11/2003	4,80	7300	3266,67	3116	EF	OPERA RELE DE BAJA FRECUENCIA
05/12/2003	19,00	7300	2511,11	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
05/12/2003	23,00	7300	1800,00	3116	INO	QUEMA DE AISLADORES
17/12/2003	3,00	7300	2111,11	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
26/12/2003	4,80	7300	2000,00	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
28/12/2003	60,00	7300	1844,44	3116	INO	LINEA ARRANCADA FASE B
31/12/2003	3,00	7300	2377,78	3116	INO	FUSIBLE QUEMADO HDA. SALMA LEONOR
06/01/2004	12,00	7300	1555,56	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
22/01/2004	6,00	7300	3311,11	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
27/01/2004	231,00	7300	1777,78	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
28/01/2004	4,80	7300	2533,33	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
16/01/2004	4,20	7300	2555,56	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
02/02/2004	7,80	7300	2655,56	3116	INO	AL ABRIR SECCIONAMIENTO EN BABA SE PRODUCE ARCO
06/02/2004	4,80	7300	1455,56	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO

13/02/2004	934,80	7300	3266,67	3116	INO	CAE ARBOL SOBRE LAS LINEAS POR TEMPESTAD /TRANSFERENCIA CON S/E INDUSTRIAL
03/02/2004	34,80	7300	2555,56	3116	IPM	REVISION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DEL VAC.
16/02/2004	3,60	7300	2822,22	3116	IC	FUERTE LLUVIA EN EL SECTOR
16/02/2004	36,00	7300	2244,44	3116	IC	FUERTE LLUVIA EN EL SECTOR
26/02/2004	19,20	7300	2810,00	3116	INO	DISPARO POR FALLA SECCIONAMIENTO A BABA
04/03/2004	3,00	7300	1644,44	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
07/03/2004	4,20	7300	1855,56	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
08/03/2004	3	7300	1744,44	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
09/03/2004	3,00	7300	1677,78	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
08/03/2004	15,00	7300	2388,89	3116	IPM	CAMBIAR GRAPA Y CAJA PORTAFUSIBLE HDA. MARIA
14/03/2004	6,00	7300	1766,67	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
17/03/2004	4,80	7300	1744,44	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
19/03/2004	3,00	7300	1622,22	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
23/03/2004	3,00	7300	2388,89	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
29/03/2004	4,80	7300	2422,22	3116	EF	FALLA INTERCONEXION CON COLOMBIA
23/03/2004	4,80	7300	1888,89	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
12/04/2004	7,00	7300	2833,33	3116	EF	BAJA FRECUENCIA
17/04/2004	47,00	7300	1777,78	3116	INO	FALLA INTERCONEXION COLOMBIA
20/04/2004	4,00	7300	1944,44	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
20/04/2004	4,2	7300	1722,22	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
27/04/2004	3	7300	1955,56	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
27/04/2004	5	7300	1944,44	3116	INO	FALLA AISLAMIENTO
07/05/2004	4,00	7300	2522,22	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
13/05/2004	3,00	7300	2566,67	3116	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
29/05/2004	32,00	7300	2266,67	3116	IPM	CAMBIO DE AISLADORES PIN EN SECC. ADELANTE CRUCE BABA
05/07/2004	10,00	4500	2611,11	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA , FALLA INTERCONEXION CON COLOMBIA
12/07/2004	6,00	4500	1922,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
15/07/2004	3,00	4500	1533,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
16/07/2004	3,00	4500	1533,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
28/07/2004	15,00	4500	1877,78	11875	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
09/08/2004	3,00	4500	2833,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
13/08/2004	4,80	4500	2511,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
17/08/2004	75,00	4500	2233,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
02/09/2004	33,00	4500	2577,78	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO

08/09/2004	40,00	4500	1388,89	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
08/09/2004	3,00	4500		5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
11/09/2004	3,00	4500	3000,00	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
23/09/2004	3,00	4500	1611,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
23/09/2004	10,20	4500	1444,44	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
23/09/2004	262,20	4500	1444,44	5823	INO	SE REPONE UN FUSIBLE DE 8 AMP. Y SE CAMBIA 2 AISLADORES FLAMEADOS
26/10/2004	3,00	4500	1722,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
02/12/2004	5,00		1811,11		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
12/12/2004	3,00		2544,44		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
22/12/2004	21,00	4500	2833,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
27/12/2004	15,00	4500	2333,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
29/12/2004	3,00	4500	3300,00	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
29/12/2004	4,80	4500	2700,00	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
12/01/2005	4,80		3244,44		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
19/01/2005	3,00		2866,67		INO	FUSIBLE QUEMADO EN EL CRUCE DE BABA
20/01/2005	60,00		1833,33		IPM	CAMBIO DE CAJA PORTAFUSIBLE
26/01/2005	3,00		1966,67		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
26/01/2005	6,00		2022,22		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
26/01/2005	49,80		1844,44		INO	CAJA FLAMEADA EN SECCIONAMIENTO DE HCDA. SALMA LEONOR
28/01/2005	9,00		2866,67		EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
02/02/2005	19,80	4500	2333,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
06/02/2005	45,00	4500	1966,67	5823	INO	PARRARAYO AFECTADO A 69 KV
05/03/2005	25,20		2566,67		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
08/03/2005	4,20		3255,56		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
17/03/2005	9,00				EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
17/03/2005	9		2311,11		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
13/04/2005	20,00	4500	1977,78	5823	IPM	CAMBIO DE CAJA PORTAFUSIBLE EN ARRANQUE DE BABA
05/05/2005	4,80	4500	2777,78	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
14/06/2005	3,00	4500	2933,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
24/06/2005	13,20	4500	1955,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
09/07/2005	4,80	4500	2611,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
30/07/2005	4,80	4500	3600,00	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
24/08/2005	10,20		1922,22	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
05/09/2005	4,80	4500	2011,11	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA

06/09/2005	4,80	4500	2555,56	5823	EF	SALIDA POR BAJA FRECUENCIA, SALIDA DE LOS GRUPOS 1 Y 2 DE ELECTROGUAYAS
07/09/2005	15,00	4500	2511,11	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
02/09/2005	6,00	4500	3722,22	5823	INO	ARCO AL DESCONECTAR SECCIONADOR EN ARRANQUE A SAN JUAN
27/09/2005	3,00	4500	2011,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
08/10/2005	4,80	4500	2055,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
11/10/2005	4,80	4500	2033,33	5823	INO	FUSIBLE QUEMADO EN CRUCE DE BABA
31/10/2005	3,00	4500	1755,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
17/11/2005	3,00	4500	2933,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
31/10/2002	3,00	4500	2933,00	5823	INO	
03/12/2005	12,00	4500	2411,11	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
07/12/2005	3,00	4500	1722,22	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
07/12/2005	3,00	4500	1722,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
14/12/2005	4,00	4500	3144,44	5823	INO	
14/12/2005	28,00	4500	955,56	5823	INO	
16/12/2005	3,00	4500	3700,00	5823	INO	
19/12/2005	3,00	4500	3955,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
19/12/2008	10,20	4500	3277,78	5823	INO	PUNTE NEGRO Y PORTA FUSIBLE FUNDIDO EN MAPAN
19/12/2005	45,00	4500	2644,44	5823	INO	FUSIBLE QUEMADO SECCIONAMIENTO CEMENTERIO DE BABA
31/10/2005	3,00	4500	1755,56	5823	INO	
03/01/2006	0,08	4500	1933,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
04/01/2006	4,22	4500	2100,00	5823	INO	AISLADOR PIN AFECTADO
21/01/2006	0,08	4500	4022,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
22/01/2006	0,08	4500	2088,89	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
29/01/2006	0,08	4500	4077,78	5823	IC	LLUVIA EN EL SECTOR
29/01/2006	0,32	4500	2066,67	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
30/01/2006	0,27	4500	1933,33	5823	IPM	CHICOTE FLOJO SECCIONAMIENTO MAPAN
30/01/2006	0,35	4500	1933,33	5823	IPM	SE QUEMA VELA DE SECCIONAMIENTO DE MAPAN
30/01/2006	0,52	4500	3011,11	5823	INO	PROBLEMA EN LOS SECCIONAMIENTO SALMA LEONOR SAN JUAN Y CLARA MARIA
16/02/2006	0,17	4500	2844,44	5823	IPM	TRABAJOS PROGRAMADOS EN EL SALTO
19/02/2006	1,00	4500	2033,33	5823	INO	LINEA ARRANCADA VIA A CARACOL
20/02/2006	0,05	4500	2055,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
21/02/2006	0,12	4500	2722,22	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
22/02/2006	3,17	4500	3655,56	5823	INO	CRUCETA CAIDA POR EL COLEGIO NORMAL
23/02/2006	0,33	4500	377,78	5823	IPM	CAMBIO DE CHICOTES POR ARBOL CAIDO POR COLEGIO NORMAL

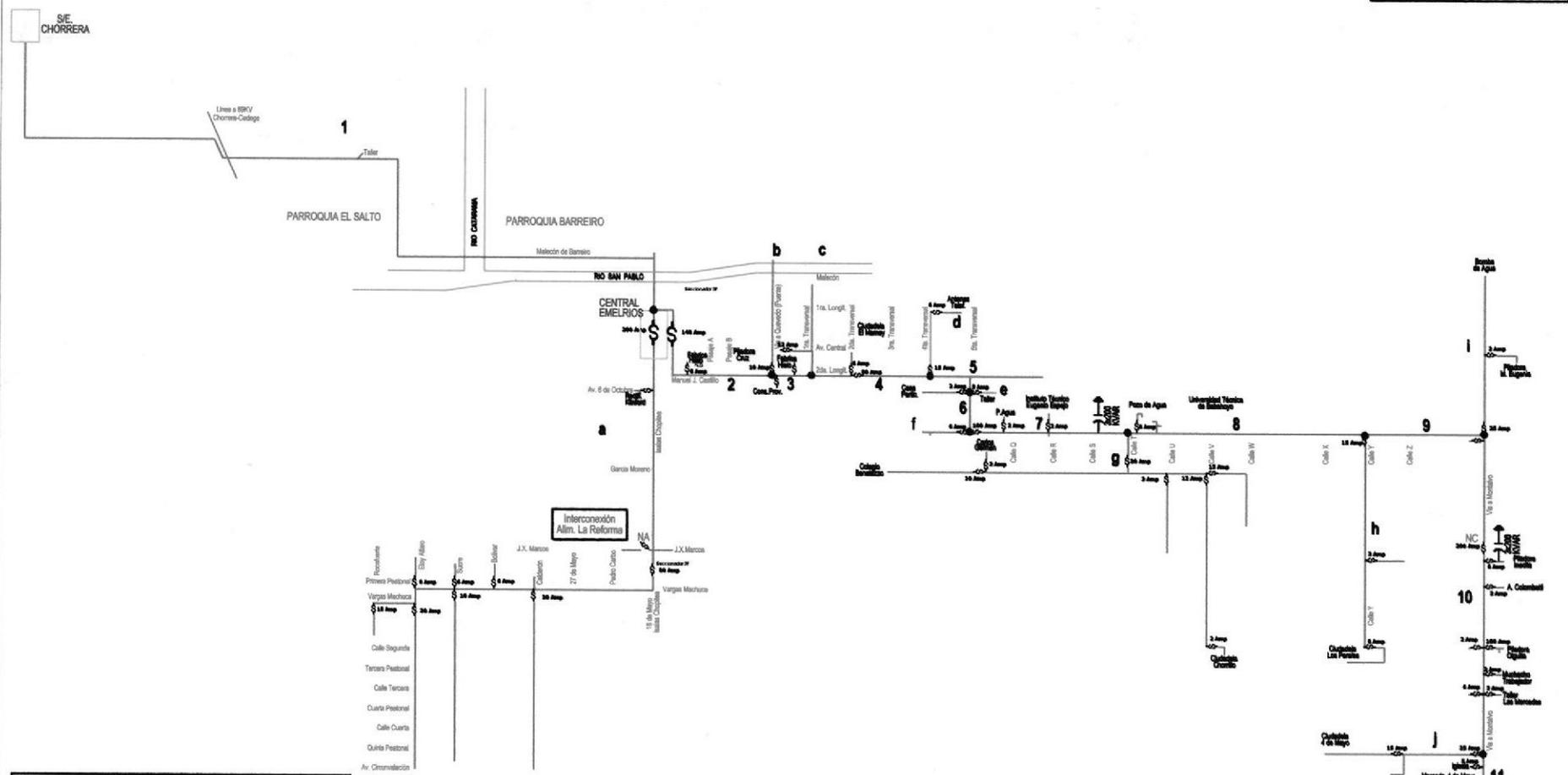
26/02/2006	0,08	4500	2077,78	5823	IC	LLUVIA POR EL SECTOR
26/02/2006	0,08	4500	2500,00	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
26/02/2006	1,53	4500	1777,78	5823	INO	AISLADOR PIN FLAMEADO
05/03/2006	3,47	4500	1888,89	5823	IC	RAYO CAE SOBRE LA LINEA DAÑANDO AISLADORES
05/03/2006	0,07	4500	1344,44	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
06/03/2006	0,12	4500	3344,44	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
11/03/2006	0,07	4500	2666,67	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
12/03/2006	0,12	4500	1844,44	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
13/03/2006	0,08	4500	2111,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
14/03/2006	0,05	4500	2622,22	5823	IC	FUERTE TORMENTA ELECTRICA POR EL SECTOR
17/03/2006	0,08	4500	2144,44	5823	IC	FUERTE TORMENTA ELECTRICA POR EL SECTOR
18/03/2006	0,08	4500	3311,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
18/03/2006	0,08	4500	2222,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
18/03/2006	0,25	4500	1666,67	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
19/03/2006	0,67	4500	1666,67	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
19/03/2006	0,08	4500	2011,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
20/03/2006	0,70	4500	1822,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
22/03/2006	0,48	4500	2800,00	5823	INO	SE DESCONECTA EL ALIMENTADOR POR LA EMERGENCIA PRESENTADA AL COMPAÑERO MIRANDA
25/03/2006	0,05	4500	3311,11	5823	IC	LLUVIA POR EL SECTOR
27/03/2006	0,05	4500	3688,89	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
27/03/2006	0,05	4500	2644,44	5823	IC	FUERTE TEMPESTAD POR EL SECTOR
27/03/2006	0,08	4500	1811,11	5823	IC	FUERTE TEMPESTAD POR EL SECTOR
29/03/2006	6,37	4500	1811,11	5823	IPM	LINEAS ARRANCADAS POR EL SECTOR DE LA VIRGINIA
31/03/2006	0,05	4500	2366,67	5823	IC	LLUVIA POR EL SECTOR
27/04/2006	0,08	4500	2566,67	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
03/05/2006	7:18	4500	1855,56	5823	INO	CHICOTE ROTO EN LA PLANTA DE EMELRIOS
03/05/2006	8:43	4500	2322,22	5823	INO	RAMAS SOBRE LA LINEA
05/05/2006	16:49	4500	3744,44		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
05/05/2006	20:55	4500	3755,56		IC	LLUVIA POR EL SECTOR
17/05/2006	0,45	4500	3944,44	5823	IPM	CAMBIO DE CAJA PORTAFUSIBLE EN SECCIONAMIENTO MAPAN
20/05/2006	0,20	4500	2333,33	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
24/05/2006	0,05	4500	3555,56		INO	FALLA DE AISLAMIENTO
02/06/2006	0,05	4500	3233,33	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
04/06/2005	0,05	4500	2844,44	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO

04/06/2006	0,05	4500	2733,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
06/06/2006	0,62	4500	1777,78	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
09/06/2006	0,13	4500	3333,33	5823	INO	PUENTE NEGRO EN SECCIONAMIENTO LAS CORRIENTES VIA A BABA
10/06/2006	6,90	4500	2233,33	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
13/06/2006	0,08	4500	4355,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
14/06/2006	0,70	4500	3322,22	5823	INO	SE DESCONECTA EL SECCIONAMIENTO A BABA
14/06/2006	0,05	4500	1411,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
14/06/2006	0,13	4500	1411,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
14/06/2006	0,33	4500	1066,67	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
16/06/2006	0,82	4500	1822,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
29/06/2006	0,05	4500	2888,89	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
03/07/2006	0,05	4500	4655,56	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
14/07/2006	0,05	4500	2066,67	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
01/08/2006	0,05	4500	1666,67	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
10/08/2006	0,27	4500	2877,78	5823	INO	SE DEJA ABIERTO EN ARRANQUE A BABA Y SE CONECTA EL ALIMENTADOR
10/08/2006	0,25	4500	1000,00	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
10/08/2006	0,50	4500	866,67	5823	IPM	CAMBIO DE CAJA PORTAFUSIBLE FLAMEADA EN SECCIONADOR CRUCE DE BABA
11/08/2006	0,05	4500	3277,78	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
26/08/2006	0,30	4500	4422,22	5823	EF	DISPARO POR BAJA FRECUENCIA
28/08/2006	0,05	4500	1844,44	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
04/09/2006	0,43	4500	2222,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
22/09/2006	0,08	4500	2222,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
11/10/2006	1,28	4500	3044,44	5823	IPM	CAMBIO DE AISLADORES PIN AFECTADO
17/10/2006	0,08	4500	2722,22	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
18/10/2006	0,22	4500	2166,67	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO
27/10/2006	2,50	4500	2755,56	5823	IPM	ARREGLAR PUNTO CALIENTE EN BARRA A 13.8 KV
16/11/2006	1,25	4500	2800,00	5823	INO	AISLADOR PIN FLAMEADO
18/11/2006	0,05	4500	2311,11	5823	INO	FALLA DE AISLAMIENTO

Anexo I.1: Diagrama Unifilar para Cálculo de Confiabilidad

SIMBOLOGIA

- LINEA DE SUBTRANSMISION A 8KV
- LINEA TRIFASICA A 13.8KV
- LINEA MONOFASICA A 13.8KV
- (O)— SECCIONADOR
- (S)— SECCIONADOR TRIPOLAR
- (C)— CAPACITOR
- (NA) N. ABIERTO



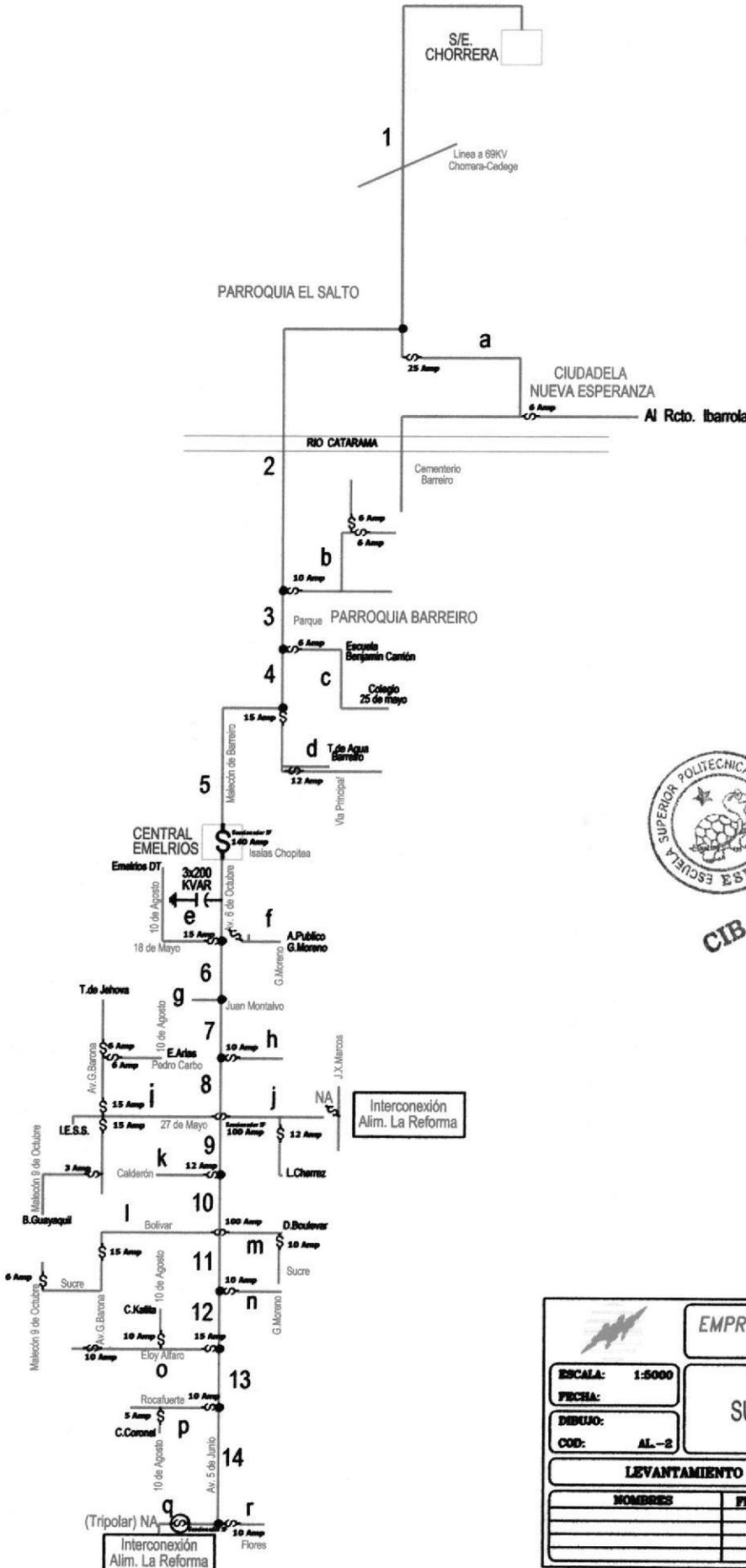
EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.
BARROJO - ECUADOR

ESCALA: 1:6000
FECHA:
REVISOR:
COD: M-1

ALIMENTADOR N°1
SUBSTACION LA CHORRERA
DIAGRAMA UNIFILAR

LEVANTAMIENTO		REVISIONES	
INGENIERO	FECHA	N.º	FECHA

Anexo I.2: Diagrama Unifilar para Cálculo de Confiabilidad



SIMBOLOGIA

- LINEA DE SUBTRANSMISION A 69KV
- LINEA TRIFASICA A 13.8KV
- LINEA MONOFASICA A 13.8KV
- ⊗ SECCIONADOR
- ⊗ SECCIONADOR TRIPOLAR
- ⊗ CAPACITOR
- NA N. ABIERTO



EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.
BABAHOYO - ECUADOR

ESCALA: 1:5000
FECHA:
DIBUJO:
COD: AL-2

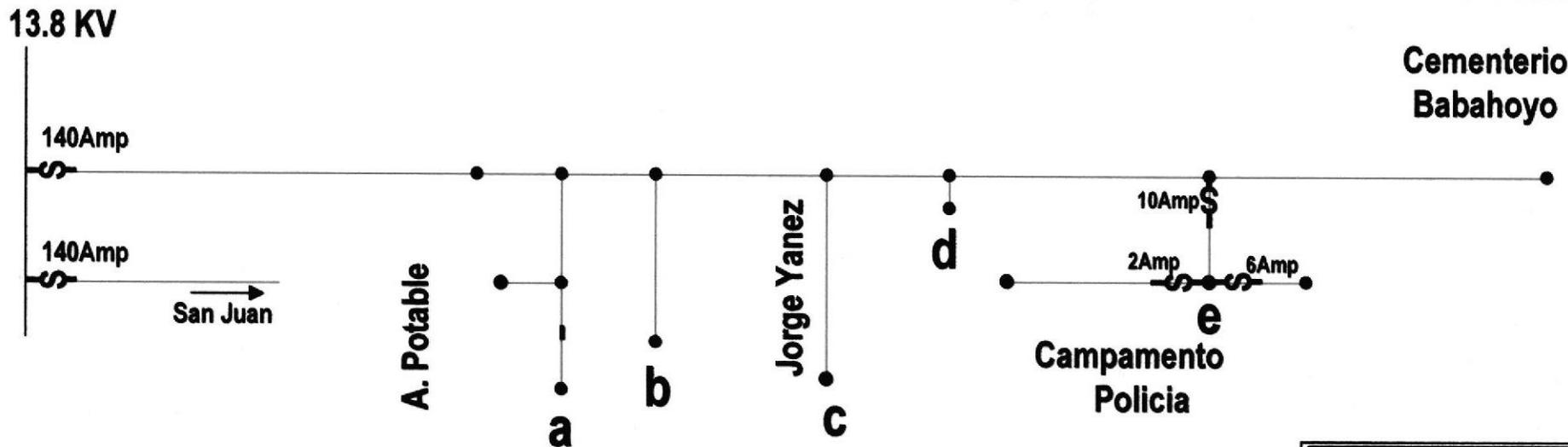
ALIMENTADOR N°2
SUBESTACION LA CHORRERA
DIAGRAMA UNIFILAR

LEVANTAMIENTO		REVISIONES	
NOMBRES	FECHA	N° REV.	FECHA

Anexo I.3: Diagrama Unifilar para Cálculo de Confiabilidad

SIMBOLOGIA

- LINEA DE SUBTRANSMISIÓN
- LINEA TRAFICADA (SBS)
- LINEA MONOFASICA (SBS)
- ⚡ SECCIONADOR
- ⊕ SECCIONADOR TRIPOLAR

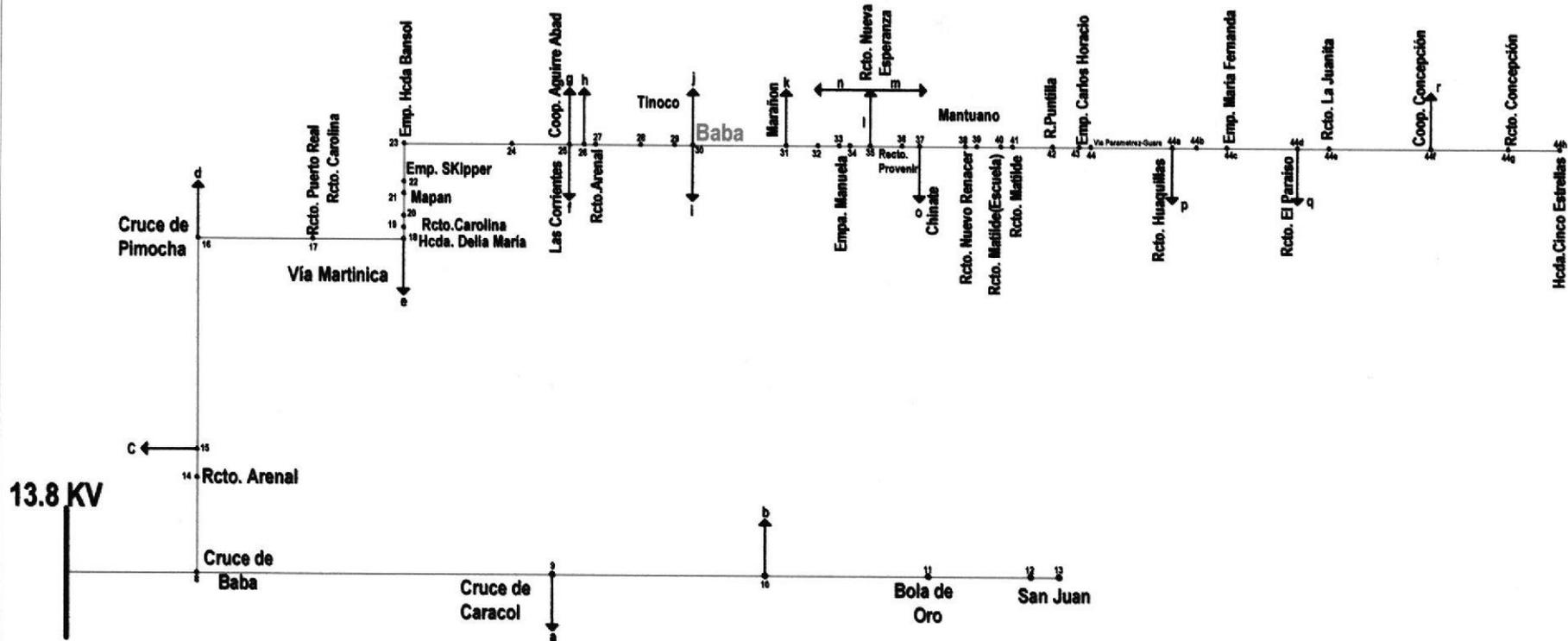


EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.	
INGENIERO - SISTEMAS	
ALIMENTADOR Nº3	
SUBESTACION LA CHORRERA	
DIAGRAMA UNIFILAR	

Anexo I.4: Diagrama Unifilar para Cálculo de Confiabilidad

SIMBOLOGIA

- LINEA TRIFASICA A 13.8KV
- LINEA MONOFASICA A 13.8KV
- SECCIONADOR
- CAPACITOR
- SECCIONADOR TRIPOLAR



EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A. BABAHOYO - ECUADOR	
ESCALA : 1 : 1	ALIMENTADOR N°3 SUBESTACION LA CHORRERA DIAGRAMA UNIFILAR
FECHA :	
DIPLUO : CODIGO : ALM 3 (Pure)	
LEVANTAMIENTO	
REVISIONES	
NOMBRES	FECHA
N° Rev	NOMBRES
FECHA	FECHA

ANEXO J: Cálculo de Tasas de Falla por Troncal Principal y Ramales.

Alimentador 1

Elementos (Tron/Ram)	Distancia L (Km)	Número de Fallas (m)				Distancia n (Km)	Factor de Escala b (falla/Km/año)				Tasa de Falla Estimada (falla/año)			
		2003	2004	2005	2006		2003	2004	2005	2006	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
1	3,45	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	1,023	0,511	0,341	0,767
2	0,428	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,127	0,063	0,042	0,095
3	0,12	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,036	0,018	0,012	0,027
4	0,381	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,113	0,056	0,038	0,085
5	0,166	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,049	0,025	0,016	0,037
6	0,139	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,041	0,021	0,014	0,031
7	0,334	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,099	0,050	0,033	0,074
8	0,392	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,116	0,058	0,039	0,087
9	0,193	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,057	0,029	0,019	0,043
10	0,631	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,187	0,094	0,062	0,140
11	0,512	2	0	0	4	6,746	0,296	0,148	0,099	0,222	0,152	0,076	0,051	0,114
a	2,44	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,594	0,297	0,198	0,446
b	0,247	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,060	0,030	0,020	0,045
c	0,196	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,048	0,024	0,016	0,036
d	0,216	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,053	0,026	0,018	0,039
e	0,165	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,040	0,020	0,013	0,030
f	0,129	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,031	0,016	0,010	0,024
g	1,333	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,325	0,162	0,108	0,244
h	0,698	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,170	0,085	0,057	0,128
i	0,405	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,099	0,049	0,033	0,074
j	2,382	2	0	0	4	8,211	0,244	0,122	0,081	0,183	0,580	0,290	0,193	0,435

Alimentador 2

Elementos (Tron/Ram)	Distancia L (Km)	Numero de Fallas (m)				Distancia n (Km)	Factor de Escala b (falla/Km/año)				Tasa de Falla Estimada (falla/año)			
		2003	2004	2005	2006		2003	2004	2005	2006	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
1	2,24	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,728	0,607	0,485	0,546
2	0,915	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,297	0,248	0,198	0,223
3	0,09	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,029	0,024	0,019	0,022
4	0,075	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,024	0,020	0,016	0,018
5	0,418	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,136	0,113	0,091	0,102
6	0,065	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,021	0,018	0,014	0,016
7	0,122	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,040	0,033	0,026	0,030
8	0,068	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,022	0,018	0,015	0,017
9	0,077	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,025	0,021	0,017	0,019
10	0,096	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,031	0,026	0,021	0,023
11	0,068	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,022	0,018	0,015	0,017
12	0,077	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,025	0,021	0,017	0,019
13	0,082	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,027	0,022	0,018	0,020
14	0,17	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,055	0,046	0,037	0,041
a	0,927	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,301	0,251	0,201	0,226
b	0,52	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,169	0,141	0,113	0,127
c	0,178	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,058	0,048	0,039	0,043
d	0,342	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,111	0,093	0,074	0,083
e	0,219	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,071	0,059	0,047	0,053
f	0,112	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,036	0,030	0,024	0,027
g	0,034	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,011	0,009	0,007	0,008
h	0,18	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,058	0,049	0,039	0,044
i	0,69	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,224	0,187	0,149	0,168
j	0,35	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,114	0,095	0,076	0,085

k	0,044	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,014	0,012	0,010	0,011
l	0,289	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,094	0,078	0,063	0,070
m	0,213	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,069	0,058	0,046	0,052
n	0,1	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,032	0,027	0,022	0,024
o	0,223	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,072	0,060	0,048	0,054
p	0,135	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,044	0,037	0,029	0,033
q	0,042	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,014	0,011	0,009	0,010
r	0,073	3	2	1	3	9,233	0,325	0,271	0,217	0,244	0,024	0,020	0,016	0,018



CIB -ESPOL

Alimentador 3 - Zona Urbana

Elementos (Tron/Ram)	Distancia L (Km)	Número de Fallas (m)				Distancia n (Km)	Factor de Escala b (falla/Km/año)				Tasa de Falla Estimada (falla/año)			
		2003	2004	2005	2006		2003	2004	2005	2006	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
1	2,4195	10	4	1	20	4,041	2,475	1,732	1,237	2,165	5,988	4,191	2,994	5,239
2	0,1251	10	4	1	20	4,041	2,475	1,732	1,237	2,165	0,310	0,217	0,155	0,271
3	0,1423	10	4	1	20	4,041	2,475	1,732	1,237	2,165	0,352	0,247	0,176	0,308
4	0,2605	10	4	1	20	4,041	2,475	1,732	1,237	2,165	0,645	0,451	0,322	0,564
5	0,1871	10	4	1	20	4,041	2,475	1,732	1,237	2,165	0,463	0,324	0,232	0,405
6	0,395	10	4	1	20	4,041	2,475	1,732	1,237	2,165	0,978	0,684	0,489	0,855
7	0,5113	10	4	1	20	4,041	2,475	1,732	1,237	2,165	1,265	0,886	0,633	1,107
a	0,4173	10	4	1	20	1,556	6,427	4,499	3,213	5,623	2,682	1,877	1,341	2,347
b	0,2539	10	4	1	20	1,556	6,427	4,499	3,213	5,623	1,632	1,142	0,816	1,428
c	0,3085	10	4	1	20	1,556	6,427	4,499	3,213	5,623	1,983	1,388	0,991	1,735
d	0,0502	10	4	1	20	1,556	6,427	4,499	3,213	5,623	0,323	0,226	0,161	0,282
e	0,5332	10	4	1	20	1,556	6,427	4,499	3,213	5,623	3,427	2,399	1,713	2,998

Alimentador 3 - Zona Rural

Elementos (Tron/Ram)	Distancia L (Km)	Número de Fallas (m)				Distancia n (Km)	Factor de Escala b (falla/Km/año)				Tasa de Falla Estimada (falla/año)			
		2003	2004	2005	2006		2003	2004	2005	2006	λ_3	λ_4	λ_5	λ_6
8	2,41	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,419	0,293	0,209	0,366
9	6,21	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	1,079	0,755	0,539	0,944
10	3,69	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,641	0,449	0,320	0,561
11	2,97	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,516	0,361	0,258	0,451
12	2,092	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,363	0,254	0,182	0,318
13	0,494	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,086	0,060	0,043	0,075
14	4,116	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,715	0,500	0,357	0,626
15	0,482	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,084	0,059	0,042	0,073
16	3,65	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,634	0,444	0,317	0,555
17	3,436	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,597	0,418	0,298	0,522
18	1,596	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,277	0,194	0,139	0,243
19	2,042	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,355	0,248	0,177	0,310
20	2,932	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,509	0,356	0,255	0,446
21	3,436	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,597	0,418	0,298	0,522
22	0,231	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,040	0,028	0,020	0,035
23	1,102	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,191	0,134	0,096	0,167
24	1,048	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,182	0,127	0,091	0,159
25	0,998	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,173	0,121	0,087	0,152
26	0,256	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,044	0,031	0,022	0,039
27	1,318	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,229	0,160	0,114	0,200
28	0,886	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,154	0,108	0,077	0,135
29	0,586	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,102	0,071	0,051	0,089
30	0,318	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,055	0,039	0,028	0,048
31	1,621	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,282	0,197	0,141	0,246
32	0,626	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,109	0,076	0,054	0,095
33	1,08	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,188	0,131	0,094	0,164
34	0,272	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,047	0,033	0,024	0,041
35	0,354	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,061	0,043	0,031	0,054

36	0,72	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,125	0,088	0,063	0,109
37	0,306	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,053	0,037	0,027	0,047
38	1,668	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,290	0,203	0,145	0,254
39	0,32	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,056	0,039	0,028	0,049
40	0,666	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,116	0,081	0,058	0,101
41	0,536	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,093	0,065	0,047	0,081
42	1,46	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,254	0,178	0,127	0,222
43	1,48	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,257	0,180	0,129	0,225
44	0,168	10	4	1	20	57,571	0,174	0,122	0,087	0,152	0,029	0,020	0,015	0,026
a	43,566	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	2,291	1,603	1,145	2,004
b	4,058	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,213	0,149	0,107	0,187
c	6,026	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,317	0,222	0,158	0,277
d	34,32	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	1,805	1,263	0,902	1,579
e	6,012	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,316	0,221	0,158	0,277
f	3,424	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,180	0,126	0,090	0,158
g	3,44	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,181	0,127	0,090	0,158
h	2,388	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,126	0,088	0,063	0,110
i	8,395	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,441	0,309	0,221	0,386
j	9,537	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,501	0,351	0,251	0,439
k	13,658	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,718	0,503	0,359	0,628
l	3,374	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,177	0,124	0,089	0,155
m	7,08	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,372	0,261	0,186	0,326
n	13,762	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,724	0,507	0,362	0,633
o	7,214	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,379	0,266	0,190	0,332
p	6,77	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,356	0,249	0,178	0,311
q	6,644	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,349	0,245	0,175	0,306
r	10,523	10	4	1	20	190,191	0,053	0,037	0,026	0,046	0,553	0,387	0,277	0,484

ANEXO K.1: Cálculos de Parámetros (λ_s , μ_s , r_s) para Alimentador 1.

Pto.de Carga	Nº elementos	Tasas de Falla λ_s (f/año)				Indisponibilidad μ_s (hrs/año)				Tiempo de Reparación r_s (hrs)			
		λ_{s3}	λ_{s4}	λ_{s5}	λ_{s6}	μ_{s3}	μ_{s4}	μ_{s5}	μ_{s6}	r_{s3}	r_{s4}	r_{s5}	r_{s6}
PC1	1	0,461	0,231	0,154	0,346	1,227	0	0	1,844	2,660	0	0	5,330
PC2	2	0,519	0,259	0,173	0,389	0,690	0	0	1,036	1,330	0	0	2,665
PC3	3	0,535	0,267	0,178	0,401	0,474	0	0	0,712	0,887	0	0	1,777
PC4	4	0,586	0,293	0,195	0,439	0,389	0	0	0,585	0,665	0	0	1,333
PC5	5	0,608	0,304	0,203	0,456	0,323	0	0	0,486	0,532	0	0	1,066
PC6	6	0,626	0,313	0,209	0,470	0,278	0	0	0,417	0,443	0	0	0,888
PC7	7	0,671	0,335	0,224	0,503	0,255	0	0	0,383	0,380	0	0	0,761
PC8	8	0,723	0,362	0,241	0,543	0,241	0	0	0,361	0,333	0	0	0,666
PC9	9	0,749	0,375	0,250	0,562	0,221	0	0	0,333	0,296	0	0	0,592
PC10	10	0,834	0,417	0,278	0,625	0,222	0	0	0,333	0,266	0	0	0,533
PC11	11	0,902	0,451	0,301	0,677	0,218	0	0	0,328	0,242	0	0	0,485

ANEXO K.2: Cálculos de Parámetros (λ_s , μ_s , r_s) para Alimentador 2.

Pto.de Carga	N° elementos	Tasas de Falla λ_s (f/año)				Indisponibilidad μ_s (hrs./año)				Tiempo de Reparación r_s (hrs.)			
		λ_{s3}	λ_{s4}	λ_{s5}	λ_{s6}	μ_{s3}	μ_{s4}	μ_{s5}	μ_{s6}	r_{s3}	r_{s4}	r_{s5}	r_{s6}
PC1	1	0,728	1,228	0,982	1,105	4,331	4,824	1,306	4,419	5,950	3,930	1,330	4,000
PC2	2	1,025	1,475	1,180	1,328	3,050	2,899	0,785	2,656	2,975	1,965	0,665	2,000
PC3	3	1,054	1,500	1,200	1,350	2,091	1,965	0,532	1,800	1,983	1,310	0,443	1,333
PC4	4	1,079	1,520	1,216	1,368	1,605	1,493	0,404	1,368	1,488	0,983	0,333	1,000
PC5	5	1,215	1,633	1,307	1,470	1,445	1,284	0,348	1,176	1,190	0,786	0,266	0,800
PC6	6	1,236	1,651	1,321	1,486	1,225	1,081	0,293	0,990	0,992	0,655	0,222	0,667
PC7	7	1,275	1,684	1,347	1,515	1,084	0,945	0,256	0,866	0,850	0,561	0,190	0,571
PC8	8	1,297	1,702	1,362	1,532	0,965	0,836	0,226	0,766	0,744	0,491	0,166	0,500
PC9	9	1,322	1,723	1,378	1,551	0,874	0,752	0,204	0,689	0,661	0,437	0,148	0,444
PC10	10	1,322	1,749	1,399	1,574	0,787	0,687	0,186	0,630	0,595	0,393	0,133	0,400
PC11	11	1,345	1,767	1,414	1,591	0,727	0,631	0,171	0,578	0,541	0,357	0,121	0,364
PC12	12	1,370	1,788	1,431	1,609	0,679	0,586	0,159	0,536	0,496	0,328	0,111	0,333
PC13	13	1,396	1,810	1,448	1,629	0,639	0,547	0,148	0,501	0,458	0,302	0,102	0,308
PC14	14	1,423	1,857	1,494	1,671	0,605	0,521	0,142	0,477	0,425	0,281	0,095	0,286

ANEXO K.3: Cálculos de Parámetros (λ_s , μ_s , r_s) para Alimentador 3.

Zona Urbana

Pto.de Carga	N° elementos	Tasas de Falla λ_s (f/año)				Indisponibilidad μ_s (hrs/año)				Tiempo de Reparación r_s (hrs)			
		λ_{s3}	λ_{s4}	λ_{s5}	λ_{s6}	μ_{s3}	μ_{s4}	μ_{s5}	μ_{s6}	r_{s3}	r_{s4}	r_{s5}	r_{s6}
PC1	1	4,318	3,022	2,159	3,778	50,342	14,08	2,517	88,137	11,660	4,66	1,166	23,330
PC2	2	4,541	3,179	2,270	3,973	26,473	7,406	1,324	46,347	5,830	2,33	0,583	11,665
PC3	3	4,795	3,356	2,397	4,195	18,635	5,213	0,932	32,626	3,887	1,553	0,389	7,777
PC4	4	5,260	3,682	2,630	4,602	15,332	4,289	0,767	26,842	2,915	1,165	0,292	5,833
PC5	5	5,593	3,915	2,797	4,894	13,044	3,649	0,652	22,837	2,332	0,932	0,233	4,666
PC6	6	6,298	4,409	3,149	5,511	12,240	3,424	0,612	21,429	1,943	0,777	0,194	3,888
PC7	7	7,211	5,047	3,605	6,309	12,011	3,36	0,601	21,028	1,666	0,666	0,167	3,333

Zona Rural

Pto.de Carga	N° elementos	Tasas de Falla λ_s (f/año)				Indisponibilidad μ_s (hrs./año)				Tiempo de Reparación r_s (hrs.)			
		λ_{s3}	λ_{s4}	λ_{s5}	λ_{s6}	μ_{s3}	μ_{s4}	μ_{s5}	μ_{s6}	r_{s3}	r_{s4}	r_{s5}	r_{s6}
PC8	1	0,419	0,293	0,209	0,366	4,881	1,366	0,244	8,545	11,660	4,660	1,167	23,330
PC9	2	1,497	1,048	0,749	0,906	8,729	2,442	0,437	10,564	5,830	2,330	0,583	11,665
PC10	3	2,138	1,497	1,069	1,226	8,311	2,325	0,416	9,535	3,887	1,553	0,389	7,777
PC11	4	2,654	1,858	1,327	1,484	7,737	2,164	0,387	8,656	2,915	1,165	0,292	5,833
PC12	5	3,017	2,112	1,509	1,666	7,037	1,969	0,352	7,772	2,332	0,932	0,233	4,666
PC13	6	3,103	2,172	1,552	1,709	6,031	1,687	0,302	6,644	1,943	0,777	0,194	3,888
PC14	7	3,818	2,673	1,909	2,066	6,360	1,779	0,318	6,886	1,666	0,666	0,167	3,333
PC15	8	3,902	2,731	1,951	2,108	5,687	1,591	0,285	6,147	1,458	0,583	0,146	2,916
PC16	9	4,536	3,175	2,268	2,425	5,877	1,644	0,294	6,286	1,296	0,518	0,130	2,592
PC17	10	5,133	3,593	2,566	2,723	5,985	1,674	0,299	6,354	1,166	0,466	0,117	2,333

PC18	11	5,410	3,787	2,705	2,862	5,735	1,604	0,287	6,070	1,060	0,424	0,106	2,121
PC19	12	5,765	4,035	2,882	3,039	5,601	1,567	0,280	5,909	0,972	0,388	0,097	1,944
PC20	13	6,274	4,392	3,137	3,294	5,627	1,574	0,282	5,911	0,897	0,358	0,090	1,795
PC21	14	6,871	4,810	3,435	3,592	5,722	1,601	0,286	5,986	0,833	0,333	0,083	1,666
PC22	15	6,911	4,838	3,455	3,612	5,372	1,503	0,269	5,619	0,777	0,311	0,078	1,555
PC23	16	7,102	4,972	3,551	3,708	5,176	1,448	0,259	5,407	0,729	0,291	0,073	1,458
PC24	17	7,284	5,099	3,642	3,799	4,996	1,398	0,250	5,214	0,686	0,274	0,069	1,372
PC25	18	7,458	5,220	3,729	3,886	4,831	1,352	0,242	5,036	0,648	0,259	0,065	1,296
PC26	19	7,502	5,252	3,751	3,908	4,604	1,288	0,230	4,799	0,614	0,245	0,061	1,228
PC27	20	7,731	5,412	3,866	4,023	4,507	1,261	0,225	4,692	0,583	0,233	0,058	1,167
PC28	21	7,885	5,520	3,943	4,100	4,378	1,225	0,219	4,554	0,555	0,222	0,056	1,111
PC29	22	7,987	5,591	3,993	4,150	4,233	1,184	0,212	4,401	0,530	0,212	0,053	1,060
PC30	23	8,042	5,629	4,021	4,178	4,077	1,141	0,204	4,238	0,507	0,203	0,051	1,014
PC31	24	8,324	5,827	4,162	4,319	4,044	1,131	0,202	4,198	0,486	0,194	0,049	0,972
PC32	25	8,432	5,903	4,216	4,373	3,933	1,100	0,197	4,081	0,466	0,186	0,047	0,933
PC33	26	8,620	6,034	4,310	4,467	3,866	1,081	0,193	4,008	0,448	0,179	0,045	0,897
PC34	27	8,667	6,067	4,334	4,491	3,743	1,047	0,187	3,880	0,432	0,173	0,043	0,864
PC35	28	8,729	6,110	4,364	4,521	3,635	1,017	0,182	3,767	0,416	0,166	0,042	0,833

CIB-ESPOL



ANEXO L.1: Cálculo de Índices ENS, AENS, Alimentador 1.

Alimentador1 Ptos. Carga	No. de Consumidores				Carga en cada Pto. De Carga La (Kw)				Indisponibilidad μ (hrs/año)				Energía Total No Suplida por el Sistema ENS (Kwh/año)			
	2003	2004	2005	2006	2003	2004	2005	2006	μ 3	μ 4	μ 5	μ 6	2003	2004	2005	2006
1	40	41	42	43	731,78	750,88	769,2	787,52	2,721	0	0	4,089	1990,971	0	0	3219,977
2	161	163	165	168	179,84	182,08	184,32	187,68	1,529	0	0	2,298	274,998	0	0	431,289
3	332	337	341	346	371,46	377,06	381,54	387,136	1,051	0	0	1,579	390,390	0	0	611,445
4	205	208	211	214	229,12	232,48	235,84	239,2	0,863	0	0	1,297	197,808	0	0	310,348
5	197	200	203	206	80,93	82,16	83,4	84,64	0,717	0	0	1,077	58,015	0	0	91,183
6	70	71	72	73	77,63	78,74	79,85	80,96	0,616	0	0	0,925	47,793	0	0	74,905
7	334	339	343	348	374,37	379,98	384,47	390,08	0,565	0	0	0,850	211,641	0	0	331,405
8	268	271	275	279	299,33	303,82	308,31	312,8	0,533	0	0	0,801	159,633	0	0	250,695
9	199	201	204	207	222,63	225,12	228,48	231,84	0,491	0	0	0,738	109,302	0	0	171,056
10	770	780	790	801	863,16	874,37	885,58	897,92	0,492	0	0	0,739	424,349	0	0	663,402
11	131	133	135	137	146,03	148,26	150,49	152,72	0,484	0	0	0,727	70,625	0	0	111,000

Energía Promedio No Suplida AENS (Kwh/consumidor-año)			
2003	2004	2005	2006
1,45383235	0	0	2,22066001

ANEXO L.2: Cálculo de Índices ENS, AENS, Alimentador 2.

Alimentador2	No. de Consumidores				Carga en cada Pto. De Carga La (Kw)				Indisponibilidad μ s (hrs/año)				Energía Total No Suplida por el Sistema ENS (Kwh/año)			
	Ptos. Carga	2003	2004	2005	2006	2003	2004	2005	2006	μ s3	μ s4	μ s5	μ s6	2003	2004	2005
1	132	134	136	138	219,98	223,32	226,66	230	8,763	4,823	1,306	4,418	1927,609	1077,104	295,974	1016,174
2	135	137	139	141	224,87	228,21	231,27	234,6	6,171	3,397	0,920	3,111	1387,678	775,151	212,677	729,944
3	29	31	33	35	47,63	50,92	54,21	57,5	4,231	2,329	0,631	2,133	201,540	118,594	34,183	122,674
4	70	72	74	76	116,51	119,84	123,17	126,5	3,247	1,787	0,484	1,637	378,294	214,172	59,596	207,091
5	201	203	205	208	333,38	336,7	340,02	345	2,925	1,610	0,436	1,475	974,982	541,994	148,185	508,722
6	77	79	81	83	128,02	131,34	134,67	138	2,479	1,365	0,369	1,250	317,425	179,248	49,760	172,523
7	120	122	124	126	199,31	202,64	205,97	209,3	2,193	1,207	0,327	1,106	437,178	244,652	67,325	231,474
8	828	837	846	856	1355	1369,73	1416,16	1432,9	1,953	1,075	0,291	0,984	2645,674	1472,063	412,053	1410,643
9	80	82	84	86	134,21	137,57	139,28	142,6	1,769	0,974	0,264	0,892	237,424	133,955	36,717	127,193
10	221	223	226	229	368,84	372,18	376,79	381,8	1,592	0,897	0,243	0,822	587,246	333,852	91,506	313,724
11	57	59	61	63	95,82	99,19	100,21	103,5	1,472	0,829	0,224	0,759	141,007	82,207	22,485	78,576
12	320	323	327	331	523,03	527,93	534,47	552	1,374	0,774	0,209	0,709	718,672	408,371	111,931	391,136
13	193	195	197	200	321,82	325,15	328,49	333,5	1,293	0,728	0,197	0,667	416,124	236,583	64,710	222,283
14	98	99	101	103	161,92	163,58	166,89	170,2	1,224	0,702	0,192	0,643	198,123	114,798	32,004	109,414

Energía Promedio No Suplida AENS (Kwh/consumidor-año)			
2003	2004	2005	2006
4,12689431	2,28534059	0,62228787	2,10899836

ANEXO L.3: Cálculo de Índices ENS, AENS, Alimentador 3.

Zona Urbana

All.3 Urbano	No. de Consumidores				Carga en cada Pto. De Carga La (Kw)				Indisponibilidad μ s (hrs/año)				Energía Total No Suplida por el Sistema ENS (Kwh/año)			
	Ptos. Carga	2003	2004	2005	2006	2003	2004	2005	2006	μ s3	μ s4	μ s5	μ s6	2003	2004	2005
PCI	12	14	16	18	29,42	34,33	39,25	44,16	79,816	22,340	3,982	139,678	2348,178	766,933	156,274	6168,159
PC2	29	31	33	35	60,04	72,74	78,02	82,80	41,971	11,748	2,094	73,450	2519,956	854,517	163,362	6081,640
PC3	40	42	44	46	95,99	100,79	105,59	110,40	29,546	8,270	1,474	51,705	2836,084	833,500	155,635	5708,213
PC4	26	28	30	32	59,80	64,40	69,00	73,60	24,308	6,804	1,213	42,538	1453,594	438,150	83,672	3130,817
PC5	26	28	30	32	59,80	64,40	69,00	73,60	20,681	5,788	1,032	36,191	1236,694	372,771	71,187	2663,649
PC6	60	62	64	66	143,83	148,63	153,43	158,24	19,405	5,432	0,968	33,960	2791,092	807,284	148,534	5373,770
PC7	21	23	25	27	50,07	54,85	59,62	64,40	19,043	5,330	0,950	33,325	953,476	292,351	56,639	2146,130

Energía Promedio No Suplida AENS (Kwh/consumidor-año)			
2003	2004	2005	2006
66,0704408	19,1469526	3,45166626	122,157724

Zona Rural

All.3 Rural Ptos. Carga	No. de Consumidores				Carga en cada Pto. De Carga La (Kw)				Indisponibilidad μ s (hrs/año)				Energía Total No Suplida por el Sistema ENS (Kwh/año)			
	2003	2004	2005	2006	2003	2004	2005	2006	μ s3	μ s4	μ s5	μ s6	2003	2004	2005	2006
PC8	21	23	25	27	31,48	34,48	37,48	40,48	7,673	2,148	0,384	13,428	241,552	74,060	14,380	543,569
PC9	462	464	466	468	690,95	693,95	696,94	699,936	13,723	3,841	0,686	16,600	9481,621	2665,653	478,191	11618,959
PC10	131	133	135	137	196,34	199,34	202,345	205,344	13,065	3,657	0,653	14,983	2565,100	729,003	132,178	3076,644
PC11	109	111	113	115	163,93	166,94	169,95	172,96	12,162	3,405	0,608	13,601	1993,795	568,358	103,351	2352,464
PC12	16	18	20	22	24,07	27,09	30,11	33,12	11,062	3,097	0,553	12,213	266,265	83,886	16,654	404,498
PC13	6	8	10	12	9,19	12,261	15,32	18,4	9,481	2,654	0,474	10,440	87,127	32,539	7,262	192,091
PC14	50	52	54	56	74,58	77,56	80,55	83,536	9,998	2,799	0,500	10,820	745,676	217,073	40,268	903,898
PC15	75	77	79	81	112,44	115,44	118,44	121,44	8,940	2,503	0,447	9,660	1005,256	288,903	52,945	1173,079
PC16	483	485	487	489	721,51	724,5	727,49	730,48	9,238	2,586	0,462	9,878	6665,488	1873,560	336,037	7215,447
PC17	6	8	10	12	9,19	12,261	15,32	18,4	9,408	2,634	0,470	9,984	86,463	32,291	7,207	183,704
PC18	125	127	129	131	186,44	189,43	192,418	195,41	9,015	2,524	0,451	9,538	1680,766	478,032	86,733	1863,865
PC19	30	32	34	36	44,46	47,42	50,38	53,36	8,806	2,465	0,440	9,285	391,497	116,885	22,181	495,456
PC20	48	50	52	54	71,96	74,96	77,96	80,96	8,846	2,476	0,442	9,289	636,582	185,623	34,483	752,038
PC21	106	108	110	112	158,81	161,81	164,8	167,81	8,996	2,518	0,450	9,407	1428,634	407,463	74,126	1578,577
PC22	37	39	41	43	55,4	58,4	61,4	64,4	8,445	2,364	0,422	8,829	467,863	138,058	25,927	568,577
PC23	42	44	46	48	63,1	66,11	69,12	72,128	8,137	2,278	0,407	8,496	513,422	150,575	28,120	612,823
PC24	94	96	98	100	140,4	143,43	146,42	149,41	7,854	2,199	0,393	8,193	1102,743	315,346	57,501	1224,089
PC25	24	26	28	30	35,33	38,27	41,21	44,16	7,594	2,126	0,380	7,914	268,313	81,357	15,648	349,491
PC26	9	11	13	15	13,24	16,19	19,14	22,08	7,238	2,026	0,362	7,541	95,827	32,801	6,926	166,495
PC27	248	250	252	254	370,07	373,07	376,05	173,64	7,086	1,983	0,354	7,373	2622,167	739,957	133,227	1280,307
PC28	112	114	116	118	167,64	170,64	173,64	176,64	6,883	1,927	0,344	7,157	1153,785	328,752	59,754	1264,135
PC29	34	36	38	40	86,84	89,84	92,84	95,84	6,654	1,863	0,333	6,916	577,875	168,707	32,181	752,038
PC30	251	253	255	257	375,58	378,57	381,56	384,56	6,409	1,794	0,320	6,659	2407,160	679,185	122,274	2560,936
PC31	143	145	147	149	213,67	216,66	219,65	222,64	6,357	1,780	0,318	6,597	1358,338	385,552	69,818	1468,748
PC32	56	58	60	62	83,08	86,05	89,02	92	6,183	1,731	0,309	6,413	513,652	148,923	27,519	589,978
PC33	43	45	47	49	64,57	67,5	70,59	73,6	6,077	1,701	0,304	6,298	392,397	114,825	21,449	463,564
PC34	50	52	54	56	75,568	78,59	81,64	84,64	5,884	1,647	0,294	6,097	444,648	129,445	24,019	516,068
PC35	314	316	318	320	469,43	472,42	475,41	478,4	5,714	1,600	0,286	5,920	2682,408	755,652	135,829	2831,991

Energía Promedio No Suplida AENS (Kwh/consumidor-año)			
2003	2004	2005	2006
13,4004538	3,72601744	0,66500433	14,1690581

ANEXO M.1: Tabla de Resultado para Corrientes de Falla Alimentador 1.

TABLA DE RESULTADOS PARA CORRIENTES DE FALLA $Z_f = 0\Omega$						
Puntos	Intersecciones	Distancia (Km)	3F	1F-G	L-L	2F-G
1	se-1	0,101	403,932	423,894	349,816	445,745
2	1-2	0,489	400,199	416,728	346,583	434,529
3	2-3	0,910	396,219	409,210	343,136	422,959
4	3-4	2,045	385,848	390,188	334,154	394,558
5	4-5	3,228	374,431	371,019	324,267	367,628
6	5-6	3,452	372,541	367,778	322,630	363,099
7	6-7	3,880	368,982	361,743	319,548	354,752
8	7-8	4,000	367,997	360,087	318,694	352,481
9	8-9	4,101	367,169	358,701	317,978	350,587
10	9-10	4,305	365,512	355,941	316,543	346,832
11	10-11	4,471	364,169	353,715	315,379	343,820
12	11-12	4,610	363,055	351,880	314,415	341,348
13	12-13	4,944	359,386	346,620	311,238	334,708
14	13-14	5,336	355,107	340,576	307,532	327,165
15	14-15	5,529	353,016	337,657	305,721	323,558
16	15-16	5,655	352,056	336,128	304,890	321,558
17	16-17	5,738	351,428	335,130	304,345	320,257
18	17-18	5,838	350,672	333,933	303,691	318,700
19	18-19	6,044	349,121	331,487	302,348	315,531
20	19-20	6,161	348,249	330,119	301,592	313,764
21	20-21	6,672	344,476	324,251	298,325	306,252
22	6-6a	4,043	367,648	359,503	318,393	351,682
23	6a-6c	4,128	366,948	358,332	317,787	350,084
24	6c-6e	4,189	366,452	357,504	317,357	348,956
25	6e-6f	4,267	365,819	356,450	316,808	347,523
26	6f-6f2	4,308	365,489	355,903	316,523	346,780
27	6e-6e1	4,649	362,318	350,980	313,777	340,307
28	13-13a	5,010	358,663	345,592	310,612	333,419
29	14-14a	5,630	352,575	336,724	305,339	322,217
30	14a-14b	5,790	351,208	334,659	304,155	319,580
31	15-15a	5,692	351,265	335,229	304,204	320,573
32	15a-15a1	5,737	350,778	320,910	303,782	292,174
33	15a-15b	5,889	349,148	332,315	302,371	317,010
34	5 - 5a	3,362	373,168	368,948	323,173	364,786
35	6a - 6b	4,517	0	352,003	0	0
36	6c - 6d	4,160	0	361,634	0	0
37	6f - 6i	4,322	0	355,580	0	0
38	6f2 - 6f1	4,371	0	354,902	0	0
39	6f1 - 6h	4,515	0	352,653	0	0
40	6f1 - 6g	4,731	0	349,331	0	0
41	7 - 7a	4,127	0	357,965	0	0
42	8 - 8a	4,196	0	357,117	0	0

43	9 - 9a	5,174	0	357,550	0	0
44	10 - 10a	4,521	0	352,558	0	0
45	11 - 11a	4,505	0	353,194	0	0
46	11 - 11b	4,603	0	351,665	0	0
47	12 - 12a	4,739	0	350,156	0	0
48	13a - 13b	5,062	0	344,817	0	0
49	13b - 13c	5,605	0	336,900	0	0
50	13b - 13d	5,192	0	342,887	0	0
51	13d - 13f	5,569	0	337,411	0	0
52	13d - 13g	5,355	0	340,494	0	0
53	14a - 14d	5,721	0	320,130	0	0
54	14b - 14c	5,943	0	308,049	0	0
55	20 - 20a	6,161	348,249	330,118	301,592	300.52
56	20a - 20a1	6,384	0	327,0847	0	0
57	20a - 20b	6,298	0	328,248	0	0
58	20b - 20b1	6,298	0	328,248	0	0
59	20b1 - 20c	6,298	0	328,248	0	0
60	20e - 20j	6,298	0	328,248	0	0
61	20b - 20d	6,298	0	328,248	0	0
62	20b1 - 20e	6,298	0	328,248	0	0
63	20e - 20f	6,298	0	328,248	0	0
64	20e - 20g	6,298	0	328,248	0	0
65	20g - 20h	6,298	0	328,248	0	0
66	20g - 20i	6,298	0	328,248	0	0
67	20j - 20k	6,298	0	328,248	0	0

TABLA DE RESULTADOS PARA CORRIENTES DE FALLA $Z_f = 20 \Omega$

Puntos	Intersecciones	Distancia (Km)	3F	1F-G	L-L	2F-G
1	S/E -- 1	0,101	260,300	268,463	292,372	161,479
2	1--2	0,489	258,686	265,722	289,907	160,593
3	2--3	0,910	256,955	262,803	287,279	159,641
4	3--4	2,045	252,401	255,219	280,431	157,127
5	4--5	3,228	246,556	246,472	272,214	154,105
6	5--6	3,452	245,714	245,111	270,975	153,635
7	6--7	3,880	244,122	242,551	268,642	152,745
8	7--8	4,000	243,679	241,843	267,995	152,497
9	8--9	4,101	243,307	241,249	267,452	152,289
10	9--10	4,305	242,561	240,059	266,365	151,871
11	10--11	4,471	241,954	239,094	265,484	151,531
12	11--12	4,610	241,451	238,296	264,753	151,249
13	12--13	4,944	239,058	235,258	261,708	150,118
14	13--14	5,336	236,301	231,782	258,205	148,808
15	14--15	5,529	234,968	230,109	256,511	148,172
16	15--16	5,655	234,538	229,438	255,893	147,927
17	16--17	5,738	234,256	228,998	255,488	147,767
18	17--18	5,838	233,916	228,470	255,001	147,573
19	18--19	6,044	233,218	227,385	254,001	147,176

20	19--20	6,161	232,825	226,776	253,438	146,951
21	20--21	6,672	231,116	224,141	251,003	145,977
22	6-6a	4,043	243,522	241,593	267,767	152,410
23	6a-6c	4,128	243,208	241,090	267,308	152,233
24	6c-6e	4,189	242,984	240,734	266,982	152,108
25	6e-6f	4,267	242,699	240,279	266,567	151,949
26	6f-6f2	4,308	242,551	240,042	266,350	151,865
27	6e-6e1	4,649	240,847	237,628	264,032	150,993
28	13.13a	5,010	238,590	234,666	261,113	149,896
29	14-14a	5,630	235,006	229,932	256,431	148,124
30	14a-14b	5,790	234,305	228,935	255,475	147,753
31	15-15a	5,692	233,857	228,719	255,101	147,641
32	15a-15a1	5,737	233,548	212,362	254,710	142,992
33	15a-15b	5,889	232,521	227,054	253,407	147,000
34	5 - 5a	3,362	245,909	245,515	271,310	153,769
35	6a - 6b	4,517	0	238,459	0	0
36	6c - 6d	4,160	0	249,21	0	0
37	6f - 6i	4,322	0	239,916	0	0
38	6f2 - 6f1	4,371	0	239,624	0	0
39	6f1 - 6h	4,515	0	238,68	0	0
40	6f1 - 6g	4,731	0	237,277	0	0
41	7 - 7a	4,127	0	241,085	0	0
42	8 - 8a	4,196	0	240,687	0	0
43	9 - 9a	0,881	0	240,800	0	0
44	10 - 10a	4,521	0	238,641	0	0
45	11 - 11a	4,505	0	238,876	0	0
46	11 - 11b	4,603	0	238,233	0	0
47	12 - 12a	4,739	0	237,652	0	0
48	13a - 13b	5,062	0	234,338	0	0
49	13b - 13c	5,605	0	230,955	0	0
50	13b - 13d	5,192	0	233,52	0	0
51	13d - 13f	5,569	0	231,175	0	0
52	13d - 13g	5,355	0	232,499	0	0
53	14a - 14d	5,721	0	224,352	0	0
54	14b - 14c	5,943	0	219,722	0	0
55	20 - 20a	6,161	232,825	226,776	253,438	250,52
56	20a - 20a1	6,384	0	225,461	0	0
57	20a - 20b	6,298	0	225,966	0	0
58	20b - 20b1	6,298	0	225,966	0	0
59	20b1 - 20c	6,298	0	225,966	0	0
60	20e - 20j	6,298	0	225,966	0	0
61	20b - 20d	6,298	0	225,966	0	0
62	20b1 - 20e	6,298	0	225,966	0	0
63	20e - 20f	6,298	0	225,966	0	0
64	20e - 20g	6,298	0	225,966	0	0
65	20g - 20h	6,298	0	225,966	0	0
66	20g - 20i	6,298	0	225,966	0	0
67	20j - 20k	6,298	0	225,966	0	0

ANEXO M.2: Tabla de Resultado para Corrientes de Falla Alimentador 2.

TABLA DE RESULTADOS PARA CORRIENTES DE FALLA $Z_f=0 \Omega$						
Puntos	Intersecciones	Distancia (Km)	3F	1F-G	L-L	2F-G
1	S/E -- 1	0,176	403,204	422,488	349,185	443,530
2	1--2	0,564	399,483	415,367	345,963	432,419
3	2--3	1,072	394,712	406,395	341,831	418,678
4	3--4	1,772	388,300	394,613	336,278	401,055
5	4--5	2,140	385,005	388,677	333,424	392,354
6	5--6	2,240	384,026	387,006	332,576	389,970
7	6--7	2,287	383,559	386,211	332,172	388,838
8	7--8	2,359	382,855	385,016	331,562	387,141
9	8--9	2,583	380,894	381,549	329,864	382,152
10	9--10	3,202	375,568	372,271	325,252	368,990
11	10--11	3,292	374,808	370,963	324,594	367,157
12	11--12	3,367	374,175	369,877	324,045	365,638
13	12--13	3,527	372,827	367,572	322,878	362,429
14	13--14	3,784	370,681	363,928	321,019	357,386
15	14--15	3,850	370,079	362,958	320,498	356,075
16	15--16	3,972	368,438	360,676	319,077	353,205
17	16--17	4,040	367,817	359,682	318,539	351,870
18	17--18	4,116	367,190	358,633	317,996	350,438
19	18--19	4,212	366,411	357,334	317,321	348,668
20	19--20	4,280	365,650	356,222	316,662	347,242
21	20--21	4,357	364,789	354,969	315,916	345,637
22	21--22	4,439	363,870	353,635	315,121	343,935
23	22--23	4,610	362,504	351,383	313,937	340,900
24	6--6.a	2,325	0	385,418	0	0
25	6.a--6.b	2,641	0	379,686	0	0
26	6.b--6.c	3,100	0	371,637	0	0
27	6.b--6.d	2,708	0	378,492	0	0
28	10--10.b	3,253	375,139	371,531	324,880	367,952
29	10.b--10.a	3,338	374,414	370,285	324,252	366,208
30	10.b--10.c	3,364	0	369,524	0	0
31	10.c--10.d	3,577	0	365,734	0	0
32	10.c--10.e	3,424	0	368,456	0	0
33	11--11.a	3,470	0	367,770	0	0
34	12--12.a	3,530	372,805	367,534	322,858	362,375
35	12,a--12,b	3,571	372,456	366,939	322,556	361,549
36	12.a--12.c	3,667	0	365,462	0	0
37	14--14.a	4,003	0	360,149	0	0
38	14--14.b	3,896	0	361,992	0	0
39	15--15,a	3,884	369,622	362,321	320,102	355,273
40	16--16.a	4,152	0	357,969	0	0
41	17--17.a	4,163	366,756	357,949	317,620	349,528

42	17.a--17.b	4,292	365,585	356,090	316,606	347,048
43	17.a--17.c	4,261	0	356,491	0	0
44	17--17.d	4,175	366,648	357,773	317,527	349,290
45	17.d--17.e	4,203	366,413	357,390	317,323	348,774
46	17.d--17.i	4,263	365,851	356,507	316,836	347,602
47	17.i--17.k	4,390	364,704	354,691	315,843	345,188
48	17.d--17.f	4,258	365,895	356,576	316,874	347,694
49	17.f--17.g	4,330	0	355,447	0	0
50	17.f--17.h	4,383	0	354,602	0	0
51	17.i--17.j	4,174	0	358,261	0	0
52	18--18.a	4,160	0	357,999	0	0
53	19--19.a	4,346	365,321	355,522	316,377	346,210
54	19.a--19.b	4,478	0	355,213	0	0
55	19.b--19.c	4,501	0	355,160	0	0
56	19--19.d	4,357	365,235	355,379	316,303	346,016
57	19.d--19.e	4,425	0	354,421	0	0
58	20--20.a	4,380	0	354,643	0	0
59	21--21.a	4,419	364,194	354,050	315,401	344,430
60	21.a--21.b	4,477	0	353,100	0	0
61	21.a - 21.c	4,491	363,512	352,998	314,810	343,050
62	21.c--21.d	4,522	0	352,488	0	0
63	22--22.a	4,508	0	352,489	0	0
64	22.a--22.b	4,473	0	353,066	0	0
65	22.a--22.c	4,543	0	351,924	0	0
66	23--23.a	4,641	0	351,311	0	0
67	23--23.b	4,652	362,168	350,832	313,647	340,160

TABLA DE RESULTADOS PARA CORRIENTES DE FALLA $Z_f=20 \Omega$

Puntos	Intersecciones	Distancia (Km)	3F	1F-G	L-L	2F-G
1	S/E -- 1	0,176	259,986	422,488	291,892	161,307
2	1--2	0,564	258,375	265,196	289,435	160,422
3	2--3	1,072	256,297	261,699	286,284	159,278
4	3--4	1,772	253,484	257,009	282,050	157,726
5	4--5	2,140	252,028	254,604	279,874	156,921
6	5--6	2,240	251,527	253,848	279,166	156,663
7	6--7	2,287	251,287	253,487	278,829	156,539
8	7--8	2,359	250,927	252,945	278,320	156,353
9	8--9	2,583	250,056	251,518	277,027	155,871
10	9--10	3,202	247,680	247,650	273,515	154,551
11	10--11	3,292	247,339	247,099	273,013	154,361
12	11--12	3,367	247,055	246,640	272,596	154,203
13	12--13	3,527	246,450	245,662	271,706	153,866
14	13--14	3,784	245,483	244,107	270,290	153,328
15	14--15	3,850	245,170	243,649	269,856	153,166
16	15--16	3,972	243,888	242,113	268,294	152,597
17	16--17	4,040	243,568	241,645	267,850	152,430
18	17--18	4,116	243,286	241,194	267,439	152,272
19	18--19	4,212	242,935	240,636	266,928	152,076
20	19--20	4,280	242,438	239,998	266,292	151,841

21	20--21	4,357	241,876	239,279	265,575	151,577
22	21--22	4,439	241,279	238,516	264,812	151,295
23	22--23	4,610	240,665	237,542	263,920	150,949
24	6--6.a	2,325	0	253,221	0	0
25	6.a--6.b	2,641	0	250,941	0	0
26	6.b--6.c	3,100	0	247,688	0	0
27	6.b--6.d	2,708	0	250,463	0	0
28	10--10.b	3,253	247,487	247,338	273,231	154,444
29	10.b--10.a	3,338	247,162	246,812	272,753	154,263
30	10.b--10.c	3,364	0	246,440	0	0
31	10.c--10.d	3,577	0	244,733	0	0
32	10.c--10.e	3,424	0	245,960	0	0
33	11--11.a	3,470	0	245,666	0	0
34	12--12.a	3,530	246,439	245,646	271,691	153,861
35	12.a--12.b	3,571	246,282	245,393	271,461	153,773
36	12.a--12.c	3,667	0	244,899	0	0
37	14--14.a	4,003	0	242,386	0	0
38	14--14.b	3,896	0	243,227	0	0
39	15--15.a	3,884	244,812	243,219	269,420	153,007
40	16--16.a	4,152	0	241,089	0	0
41	17--17.a	4,163	243,058	240,867	267,126	152,155
42	17.a--17.b	4,292	242,454	239,986	266,290	151,840
43	17.a--17.c	4,261	0	240,313	0	0
44	17--17.d	4,175	243,006	240,788	267,052	152,127
45	17.d--17.e	4,203	242,893	240,615	266,892	152,066
46	17.d--17.i	4,263	242,595	240,188	266,483	151,912
47	17.i--17.k	4,390	242,003	239,326	265,664	151,603
48	17.d--17.f	4,258	242,618	240,221	266,514	151,924
49	17.f--17.g	4,330	0	239,750	0	0
50	17.f--17.h	4,383	0	239,397	0	0
51	17.i--17.j	4,174	0	241,513	0	0
52	18--18.a	4,160	0	240,963	0	0
53	19--19.a	4,346	242,444	239,854	266,213	151,801
54	19.a--19.b	4,478	0	239,615	0	0
55	19.b--19.c	4,501	0	239,573	0	0
56	19--19.d	4,357	242,405	239,792	266,157	151,779
57	19.d--19.e	4,425	0	239,439	0	0
58	20--20.a	4,380	0	239,339	0	0
59	21--21.a	4,419	241,545	238,817	265,129	151,409
60	21.a--21.b	4,477	0	238,383	0	0
61	21.a - 21.c	4,491	241,164	238,288	264,619	151,217
62	21.c--21.d	4,522	0	238,055	0	0
63	22--22.a	4,508	0	237,993	0	0
64	22.a--22.b	4,473	0	238,256	0	0
65	22.a--22.c	4,543	0	237,734	0	0
66	23--23.a	4,641	0	237,487	0	0
67	23--23.b	4,652	240,514	237,303	263,701	150,865

ANEXO M.3: Tabla de Resultado para Corrientes de Falla Alimentador 3.

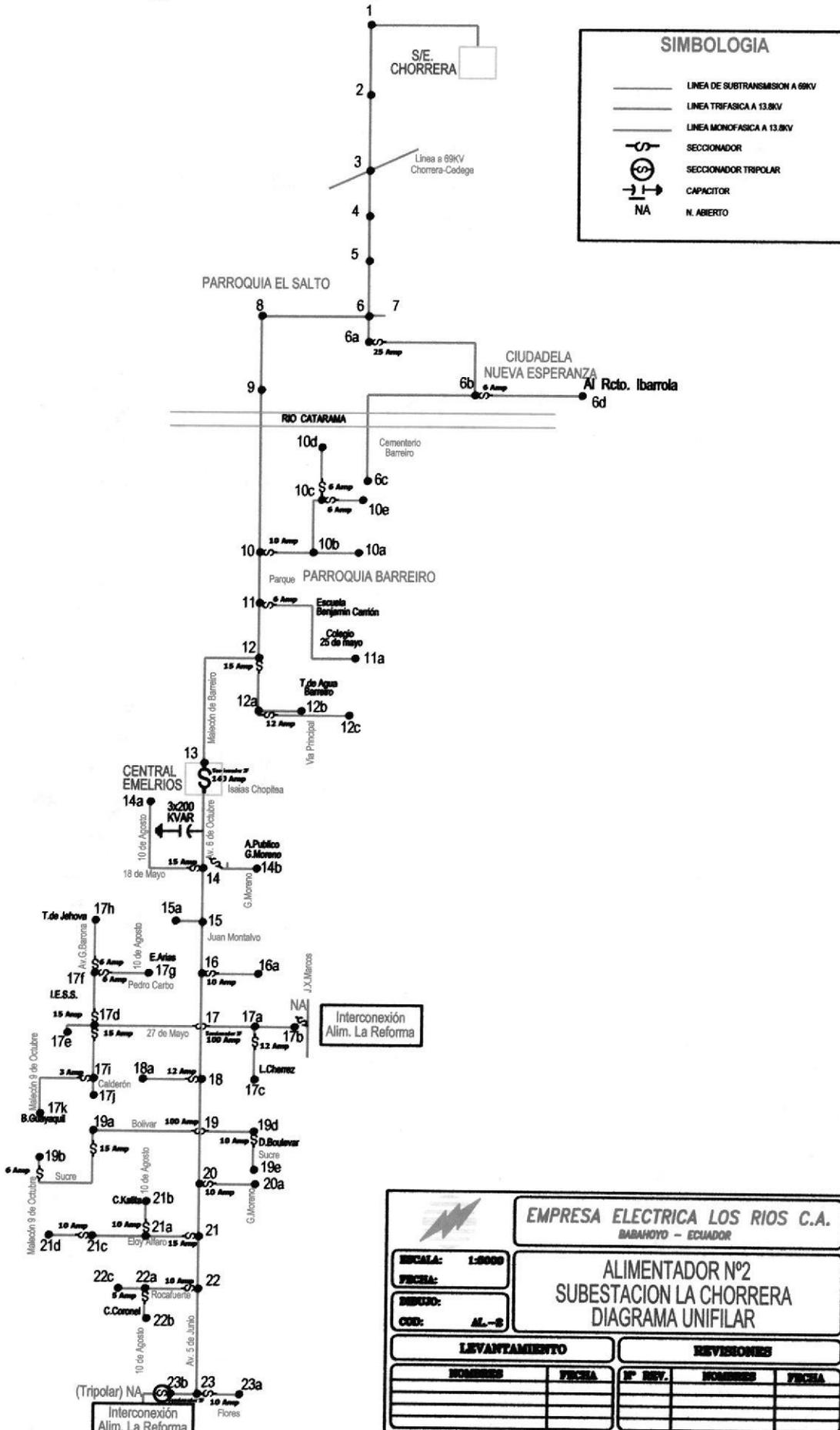
TABLA DE RESULTADOS PARA CORRIENTES DE FALLA $Z_f=0 \Omega$						
Puntos	Intersecciones	Distancia (km)	3F	1F-T	LL	2F-T
1	se-1	2,419	382,536	384,281	331,286	385,985
2	1-2	2,545	381,440	382,345	330,337	383,200
3	2-3	2,687	380,201	380,166	329,264	380,079
4	3-4	2,947	377,952	376,236	327,316	374,490
5	4-5	3,134	376,351	373,461	325,930	370,574
6	5-6	3,53	373,006	367,720	323,032	362,547
7	6-7	4,041	368,764	360,548	319,359	352,663
8	se-8	2,268	383,870	386,651	332,441	389,410
9	8-9	8,478	335,406	308,103	290,471	284,902
10	9-10	12,168	311,703	274,634	269,943	245,438
11	10-11	15,008	295,519	253,364	255,927	221,727
12	11-12	16,788	286,168	241,610	247,829	209,049
13	12-13	17,282	283,672	238,535	245,667	205,782
14	8-14	2,268	353,151	339,590	305,838	327,020
15	14-15	5,554	349,017	333,588	302,257	319,456
16	15-16	6,036	320,374	293,987	277,452	271,612
17	16-17	9,686	306,444	275,894	265,389	250,880
18	17-18	11,688	296,126	262,948	256,452	236,452
19	18-19	13,284	295,102	261,684	255,566	235,061
20	19-20	13,448	294,630	261,103	255,157	234,422
21	20-21	13,524	292,242	258,172	253,089	231,212
22	21-22	13,912	291,365	257,101	252,330	230,043
23	22-23	14,056	287,420	252,313	248,913	224,844
24	23-24	14,714	276,707	239,570	239,635	211,217
25	24-25	16,590	271,310	233,291	234,961	204,611
26	25-26	17,588	269,958	231,732	233,790	202,981
27	26-27	17,844	268,619	230,110	232,631	201,250
28	27-28	18,119	265,263	226,362	229,725	197,403
29	28-29	18,752	262,315	223,024	227,172	193,962
30	29-30	19,338	260,741	221,253	225,809	192,143
31	30-31	19,656	253,976	212,949	219,950	183,321
32	31-32	21,277	251,750	210,261	218,022	180,499
33	32-33	21,829	250,278	208,496	216,747	178,655
34	33-34	22,199	249,561	207,639	216,126	177,762
35	34-35	22,381	248,176	205,991	214,927	176,049
36	35-36	22,735	245,367	203,722	212,494	174,148
37	36-37	23,289	243,838	202,487	211,170	173,113
38	37-38	23,595	239,948	199,344	207,801	170,477
39	38-39	24,389	239,456	198,946	207,375	170,143
40	39-40	24,491	237,467	197,338	205,653	168,795
41	40-41	24,907	236,984	196,948	205,234	168,467
42	41-42	25,009	233,705	194,296	202,394	166,242
43	42-43	25,711	231,572	192,570	200,547	164,793
44	43-44	26,177	230,811	191,795	199,888	164,044



CIB - ESPOL

TABLA DE RESULTADOS PARA CORRIENTES DE FALLA $Z_f=20 \Omega$						
Puntos	Intersecciones	Distancia (km)	3F	1F-T	LL	2F-T
1	se-1	2,419	250,933	252,803	278,244	156,315
2	1-2	2,545	250,446	252,005	277,521	156,045
3	2-3	2,687	249,894	251,103	276,702	155,739
4	3-4	2,947	248,889	249,466	275,216	155,181
5	4-5	3,134	248,172	248,302	274,159	154,783
6	5-6	3,53	246,669	245,871	271,949	153,948
7	6-7	4,041	244,752	242,795	269,145	152,880
8	se-8	2,268	251,525	253,776	279,125	156,643
9	8-9	8,478	229,246	218,802	247,047	144,170
10	9-10	12,168	217,720	201,979	231,254	137,608
11	10-11	15,008	209,583	190,607	220,410	132,930
12	11-12	16,788	204,777	184,078	214,116	130,149
13	12-13	17,282	203,480	182,341	212,433	129,397
14	8-14	2,268	237,135	232,720	258,421	149,154
15	14-15	5,554	235,157	229,906	255,639	148,113
16	15-16	6,036	221,165	210,522	236,373	140,660
17	16-17	9,686	214,158	201,162	226,990	136,871
18	17-18	11,688	208,876	194,253	220,027	133,988
19	18-19	13,284	208,348	193,569	219,336	133,699
20	19-20	13,448	208,104	193,253	219,017	133,565
21	20-21	13,524	206,867	191,658	217,403	132,886
22	21-22	13,912	206,411	191,072	216,810	132,636
23	22-23	14,056	204,355	188,440	214,141	131,503
24	23-24	14,714	198,707	181,304	206,881	128,376
25	24-25	16,590	195,825	177,717	203,216	126,770
26	25-26	17,588	195,099	176,819	202,296	126,364
27	26-27	17,844	194,388	175,896	201,393	125,952
28	27-28	18,119	192,566	173,703	199,102	124,946
29	28-29	18,752	190,965	171,749	197,093	124,047
30	29-30	19,338	190,107	170,706	196,020	123,564
31	30-31	19,656	186,483	165,893	191,463	121,364
32	31-32	21,277	185,279	164,313	189,960	120,632
33	32-33	21,829	184,480	163,270	188,965	120,146
34	33-34	22,199	184,090	162,762	188,480	119,908
35	34-35	22,381	183,335	161,781	187,543	119,448
36	35-36	22,735	181,597	160,209	185,496	118,628
37	36-37	23,289	180,651	159,353	184,384	118,180
38	37-38	23,595	178,242	157,175	181,559	117,032
39	38-39	24,389	177,937	156,899	181,202	116,886
40	39-40	24,491	176,704	155,785	179,761	116,295
41	40-41	24,907	176,405	155,514	179,411	116,151
42	41-42	25,009	174,370	153,676	177,038	115,170
43	42-43	25,711	173,045	152,480	175,496	114,527
44	43-44	26,177	172,572	151,970	174,947	114,267

Anexo N.2: Diagrama Unifilar para el Cálculo de Corto circuito

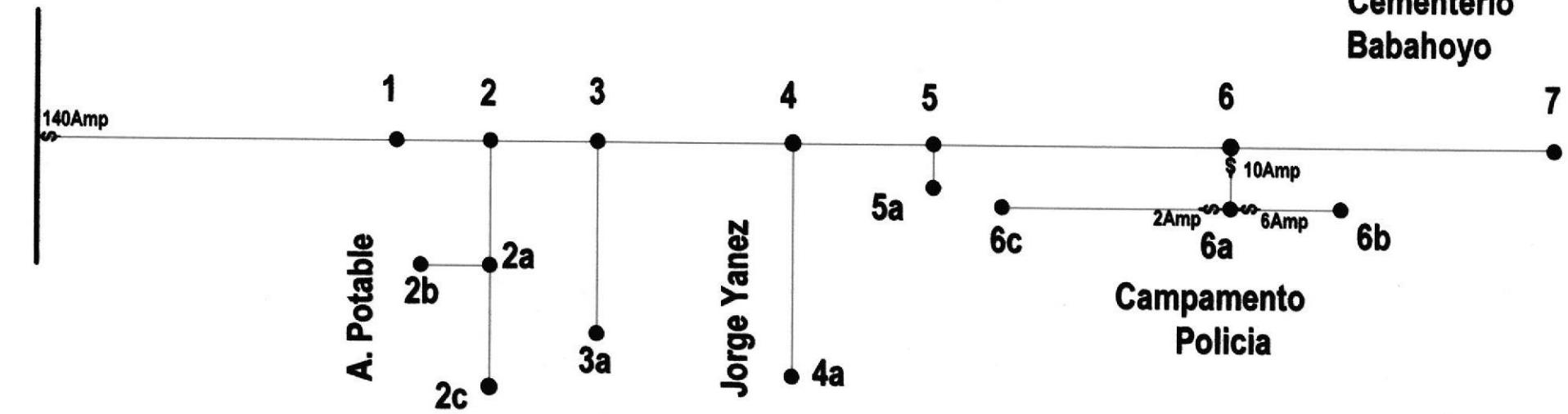


Anexo N.3: Diagrama Unifilar para el Cálculo de Corto circuito

SIMBOLOGIA

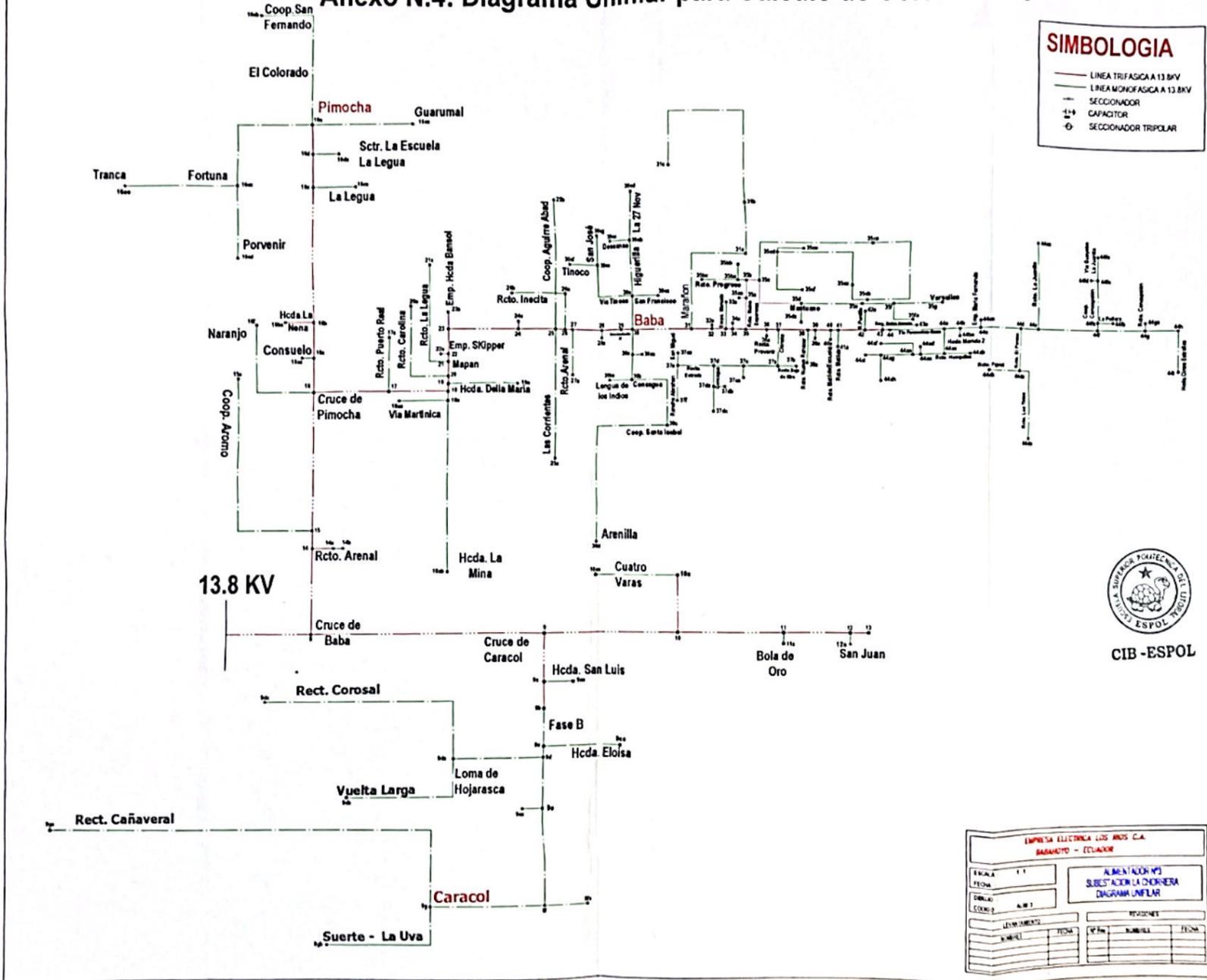
- LINEA TRIFASICA A 13.8KV
- LINEA MONOFASICA A 13.8KV
- SECCIONADOR
- ⊗ SECCIONADOR TRIPOLAR

13.8 KV



EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS C.A.			
BABAHoyo - ECUADOR			
SERIAL: 10000		ALIMENTADOR Nº3	
FECHA:		SUBSTACION LA CHORRERA	
DISEÑADO:		DIAGRAMA UNIFILAR	
LEVANTAMIENTO		REVISIONES	
ELABORADO	FECHA	Nº	FECHA

Anexo N.4: Diagrama Unifilar para Calculo de Cortocircuito

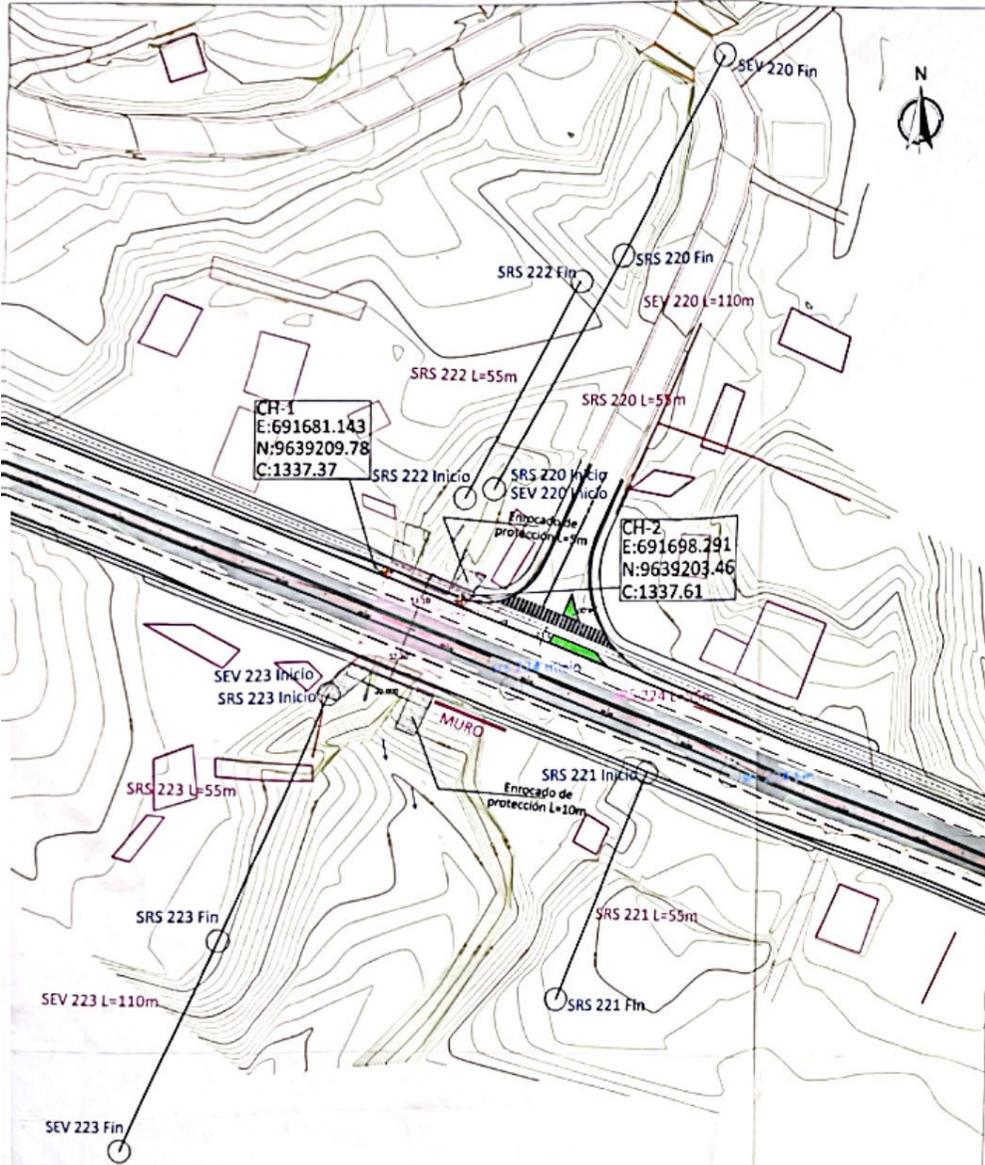


BIBLIOGRAFIA

- IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Standard 1366, 2003 Edition.
- REGULACION No. CONELEC-004/01(Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución)
- Arraigada, A (1994) Evaluación de Confiabilidad en Sistemas Eléctricos de Distribución. Santiago de Chile.
- Arraigada, A. Calculo de Confiabilidad en Subestaciones y Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Universidad de Concepción, Memoria de Ingeniero Civil Eléctrico, Concepción Septiembre 1985.
- Todd, Z.G. A Probability method for Transmission and Distribution Outage Calculations. IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vd. PAS-83, 1964.
- El Arte y la Ciencia de la Protecciones por Relevadores (C. Russell Masón).
- Sistema de Potencia Análisis y Diseño (J. Duncan Glover y Mulukutla S. Sarma).
- Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctrica(Enríquez Harper)
- Instalaciones Eléctricas En Media y Baja Tensión (José García Trasancos).
- Sistema de Distribución(Roberto Espinosa y Lara)
- Sitios Web: G&WElectricCompany, CooperPower, S&CMexicana, ABB Group, General Electric, Toshiba, Leyden, Joslyn.



PLANTA DEL PUENTE



Escala 1:500

PARÁMETROS GEOTÉCNICOS ESTRIBO

No.	Profundidad (m)	γ (KN/m³)	c (kPa)	φ (°)	γ _{sat} (KN/m³)	γ _{sub} (KN/m³)	γ _{sub} (KN/m³)
1	0.00	17.00	0.00	30.00	20.00	10.00	10.00
2	1.00	18.00	0.00	30.00	21.00	11.00	11.00
3	2.00	19.00	0.00	30.00	22.00	12.00	12.00
4	3.00	20.00	0.00	30.00	23.00	13.00	13.00
5	4.00	21.00	0.00	30.00	24.00	14.00	14.00
6	5.00	22.00	0.00	30.00	25.00	15.00	15.00
7	6.00	23.00	0.00	30.00	26.00	16.00	16.00
8	7.00	24.00	0.00	30.00	27.00	17.00	17.00
9	8.00	25.00	0.00	30.00	28.00	18.00	18.00
10	9.00	26.00	0.00	30.00	29.00	19.00	19.00
11	10.00	27.00	0.00	30.00	30.00	20.00	20.00
12	11.00	28.00	0.00	30.00	31.00	21.00	21.00
13	12.00	29.00	0.00	30.00	32.00	22.00	22.00
14	13.00	30.00	0.00	30.00	33.00	23.00	23.00
15	14.00	31.00	0.00	30.00	34.00	24.00	24.00
16	15.00	32.00	0.00	30.00	35.00	25.00	25.00
17	16.00	33.00	0.00	30.00	36.00	26.00	26.00
18	17.00	34.00	0.00	30.00	37.00	27.00	27.00
19	18.00	35.00	0.00	30.00	38.00	28.00	28.00
20	19.00	36.00	0.00	30.00	39.00	29.00	29.00
21	20.00	37.00	0.00	30.00	40.00	30.00	30.00
22	21.00	38.00	0.00	30.00	41.00	31.00	31.00
23	22.00	39.00	0.00	30.00	42.00	32.00	32.00
24	23.00	40.00	0.00	30.00	43.00	33.00	33.00
25	24.00	41.00	0.00	30.00	44.00	34.00	34.00
26	25.00	42.00	0.00	30.00	45.00	35.00	35.00
27	26.00	43.00	0.00	30.00	46.00	36.00	36.00
28	27.00	44.00	0.00	30.00	47.00	37.00	37.00
29	28.00	45.00	0.00	30.00	48.00	38.00	38.00
30	29.00	46.00	0.00	30.00	49.00	39.00	39.00
31	30.00	47.00	0.00	30.00	50.00	40.00	40.00
32	31.00	48.00	0.00	30.00	51.00	41.00	41.00
33	32.00	49.00	0.00	30.00	52.00	42.00	42.00
34	33.00	50.00	0.00	30.00	53.00	43.00	43.00
35	34.00	51.00	0.00	30.00	54.00	44.00	44.00
36	35.00	52.00	0.00	30.00	55.00	45.00	45.00
37	36.00	53.00	0.00	30.00	56.00	46.00	46.00
38	37.00	54.00	0.00	30.00	57.00	47.00	47.00
39	38.00	55.00	0.00	30.00	58.00	48.00	48.00
40	39.00	56.00	0.00	30.00	59.00	49.00	49.00
41	40.00	57.00	0.00	30.00	60.00	50.00	50.00
42	41.00	58.00	0.00	30.00	61.00	51.00	51.00
43	42.00	59.00	0.00	30.00	62.00	52.00	52.00
44	43.00	60.00	0.00	30.00	63.00	53.00	53.00
45	44.00	61.00	0.00	30.00	64.00	54.00	54.00
46	45.00	62.00	0.00	30.00	65.00	55.00	55.00
47	46.00	63.00	0.00	30.00	66.00	56.00	56.00
48	47.00	64.00	0.00	30.00	67.00	57.00	57.00
49	48.00	65.00	0.00	30.00	68.00	58.00	58.00
50	49.00	66.00	0.00	30.00	69.00	59.00	59.00
51	50.00	67.00	0.00	30.00	70.00	60.00	60.00
52	51.00	68.00	0.00	30.00	71.00	61.00	61.00
53	52.00	69.00	0.00	30.00	72.00	62.00	62.00
54	53.00	70.00	0.00	30.00	73.00	63.00	63.00
55	54.00	71.00	0.00	30.00	74.00	64.00	64.00
56	55.00	72.00	0.00	30.00	75.00	65.00	65.00
57	56.00	73.00	0.00	30.00	76.00	66.00	66.00
58	57.00	74.00	0.00	30.00	77.00	67.00	67.00
59	58.00	75.00	0.00	30.00	78.00	68.00	68.00
60	59.00	76.00	0.00	30.00	79.00	69.00	69.00
61	60.00	77.00	0.00	30.00	80.00	70.00	70.00
62	61.00	78.00	0.00	30.00	81.00	71.00	71.00
63	62.00	79.00	0.00	30.00	82.00	72.00	72.00
64	63.00	80.00	0.00	30.00	83.00	73.00	73.00
65	64.00	81.00	0.00	30.00	84.00	74.00	74.00
66	65.00	82.00	0.00	30.00	85.00	75.00	75.00
67	66.00	83.00	0.00	30.00	86.00	76.00	76.00
68	67.00	84.00	0.00	30.00	87.00	77.00	77.00
69	68.00	85.00	0.00	30.00	88.00	78.00	78.00
70	69.00	86.00	0.00	30.00	89.00	79.00	79.00
71	70.00	87.00	0.00	30.00	90.00	80.00	80.00
72	71.00	88.00	0.00	30.00	91.00	81.00	81.00
73	72.00	89.00	0.00	30.00	92.00	82.00	82.00
74	73.00	90.00	0.00	30.00	93.00	83.00	83.00
75	74.00	91.00	0.00	30.00	94.00	84.00	84.00
76	75.00	92.00	0.00	30.00	95.00	85.00	85.00
77	76.00	93.00	0.00	30.00	96.00	86.00	86.00
78	77.00	94.00	0.00	30.00	97.00	87.00	87.00
79	78.00	95.00	0.00	30.00	98.00	88.00	88.00
80	79.00	96.00	0.00	30.00	99.00	89.00	89.00
81	80.00	97.00	0.00	30.00	100.00	90.00	90.00

GEOFÍSICA ESTRIBO DERECHO

Profundidad (m)	Vp(m/s)	Vs(m/s)	γ(KN/m³)	φ	Cu (MPa)	Es (MPa)	Et (MPa)
0.0 - 3.0	188.3	76.5	18	0.33	0.25	80.83	60.19
3.0 - 15.0	736	1,472	25	0.33	1,049.40	2,889.03	2,022.33

GEOFÍSICA ESTRIBO IZQUIERDO

Profundidad (m)	Vp(m/s)	Vs(m/s)	γ(KN/m³)	φ	Cu (MPa)	Es (MPa)	Et (MPa)
0.0 - 3.0	188.3	76.5	18	0.33	0.25	80.83	60.19
3.0 - 15.0	851	1,702	20.0	0.33	1,448.4	3,812.41	2,701.36

RESULTADOS DE SOCAVACIÓN

SOCAVACIÓN ESTRIBO (m)	LONGITUD (m)	DENSIDAD (g/cm³)
1337.85	3327.25	3327.25

PARÁMETROS GEOTÉCNICOS ESTRIBO DERECHO

No.	Profundidad (m)	γ (KN/m³)	c (kPa)	φ (°)	γ _{sat} (KN/m³)	γ _{sub} (KN/m³)	γ _{sub} (KN/m³)
1	0.00	17.00	0.00	30.00	20.00	10.00	10.00
2	1.00	18.00	0.00	30.00	21.00	11.00	11.00
3	2.00	19.00	0.00	30.00	22.00	12.00	12.00
4	3.00	20.00	0.00	30.00	23.00	13.00	13.00
5	4.00	21.00	0.00	30.00	24.00	14.00	14.00
6	5.00	22.00	0.00	30.00	25.00	15.00	15.00
7	6.00	23.00	0.00	30.00	26.00	16.00	16.00
8	7.00	24.00	0.00	30.00	27.00	17.00	17.00
9	8.00	25.00	0.00	30.00	28.00	18.00	18.00
10	9.00	26.00	0.00	30.00	29.00	19.00	19.00
11	10.00	27.00	0.00	30.00	30.00	20.00	20.00
12	11.00	28.00	0.00	30.00	31.00	21.00	21.00
13	12.00	29.00	0.00	30.00	32.00	22.00	22.00
14	13.00	30.00	0.00	30.00	33.00	23.00	23.00
15	14.00	31.00	0.00	30.00	34.00	24.00	24.00
16	15.00	32.00	0.00	30.00	35.00	25.00	25.00
17	16.00	33.00	0.00	30.00	36.00	26.00	26.00
18	17.00	34.00	0.00	30.00	37.00	27.00	27.00
19	18.00	35.00	0.00	30.00	38.00	28.00	28.00
20	19.00	36.00	0.00	30.00	39.00	29.00	29.00
21	20.00	37.00	0.00	30.00	40.00	30.00	30.00
22	21.00	38.00	0.00	30.00	41.00	31.00	31.00
23	22.00	39.00	0.00	30.00	42.00	32.00	32.00
24	23.00	40.00	0.00	30.00	43.00	33.00	33.00
25	24.00	41.00	0.00	30.00	44.00	34.00	34.00
26	25.00	42.00	0.00	30.00	45.00	35.00	35.00
27	26.00	43.00	0.00	30.00	46.00	36.00	36.00
28	27.00	44.00	0.00	30.00	47.00	37.00	37.00
29	28.00	45.00	0.00	30.00	48.00	38.00	38.00
30	29.00	46.00	0.00	30.00	49.00	39.00	39.00
31	30.00	47.00	0.00	30.00	50.00	40.00	40.00
32	31.00	48.00	0.00	30.00	51.00	41.00	41.00
33	32.00	49.00	0.00	30.00	52.00	42.00	42.00
34	33.00	50.00	0.00	30.00	53.00	43.00	43.00
35	34.00	51.00	0.00	30.00	54.00	44.00	44.00
36	35.00	52.00	0.00	30.00	55.00	45.00	45.00
37	36.00	53.00	0.00	30.00	56.00	46.00	46.00
38	37.00	54.00	0.00	30.00	57.00	47.00	47.00
39	38.00	55.00	0.00	30.00	58.00	48.00	48.00
40	39.00	56.00	0.00	30.00	59.00	49.00	49.00
41	40.00	57.00	0.00	30.00	60.00	50.00	50.00
42	41.00	58.00	0.00	30.00	61.00	51.00	51.00
43	42.00	59.00	0.00	30.00	62.00	52.00	52.00
44	43.00	60.00	0.00	30.00	63.00	53.00	53.00
45	44.00	61.00	0.00	30.00	64.00	54.00	54.00
46	45.00	62.00	0.00	30.00	65.00	55.00	55.00
47	46.00	63.00	0.00	30.00	66.00	56.00	56.00
48	47.00	64.00	0.00	30.00	67.00	57.00	57.00
49	48.00	65.00	0.00	30.00	68.00	58.00	58.00
50	49.00	66.00	0.00	30.00	69.00	59.00	59.00
51	50.00	67.					