



**ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y**  
**COMPUTACIÓN**

**TEMA:**

**“APLICACIÓN DE REDES INTELIGENTES EN SISTEMAS ELÉCTRICOS  
DE DISTRIBUCIÓN”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

**PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:**  
**“MAGISTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA”**

**AUTOR:**

**LUIS MIGUEL BERNAL BARZALLO**

**Y**

**GUIDO VICENTE VEINTIMILLA QUEZADA**

**GUAYAQUIL - ECUADOR**

**AÑO: 2019**

## **AGRADECIMIENTO**

A Dios, y su divina e infinita misericordia; a los profesores de la maestría en sistemas eléctricos de potencia por su dedicación en la enseñanza y apoyo brindados a nuestra formación profesional.

## DEDICATORIA

A todas las personas que de una u otra manera han formado parte de este trabajo por el aporte de conocimiento y apoyo incondicional prestado.

L. B.

A todas aquellas personas que siempre han estado pendiente de mi progreso personal y me han acompañado a conseguir metas que contribuyan al desarrollo nacional.

G. V.

# TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN




---

DOUGLAS PLAZA G., Ph.D.

PRESIDENTE

FAC. DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD Y COMPUTACIÓN



---

M.Eng. José Layana C., MS.c.

DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN



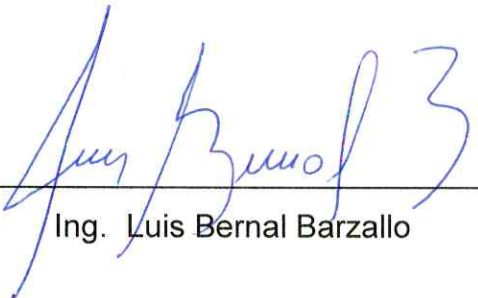
---

Sixifo Falconez Z., Ph.D

MIEMBRO PRINCIPAL DEL TRIBUNAL


## DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación nos corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; Luis Bernal y Guido Veintimilla damos nuestro consentimiento para que la Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación, de la Escuela Superior Politécnica del Litoral realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y el uso público de la producción intelectual”.



---

Ing. Luis Bernal Barzallo



---

Ing. Guido Veintimilla Quezada

## RESUMEN

Actualmente existen desarrollos tecnológicos, como por ejemplo el restablecimiento automático de las redes eléctricas. La red inteligente utiliza la comunicación entre equipos para rastrear las condiciones del sistema y dar un inicio rápido al proceso de restablecimiento del sistema ante la ocurrencia de una contingencia que ocasione la salida de servicio de la línea de distribución.

En el presente trabajo de titulación se realiza el diseño de una red de distribución inteligente. Se analizan los factores que influyen en la calidad del servicio técnico, especialmente en lo relacionado a los índices de interrupción y a la energía no suministrada, se propone la implementación de una red eléctrica descentralizada, que permita la reconfiguración automática de la red para restablecer el servicio en el menor tiempo posible y al mayor número de usuarios del servicio. Se establece el requerimiento necesario en equipos de potencia, de comunicación, software y costos de la inversión como paso previo a su implementación en una empresa eléctrica de distribución.

Para desarrollar la propuesta es necesario conocer a profundidad la configuración, elementos instalados, materiales utilizados en la red eléctrica que no dispone de un restablecimiento automático y la estructura de cómo la empresa eléctrica opera y mantiene el sistema dentro de su área de concesión. Con la información recopilada se realiza la simulación de varias alimentadoras de media tensión, las mismas que han sido equipadas con elementos de seccionamiento que toman decisiones y que cuentan con una red de comunicación para la transferencia de datos, se cuantifica la energía recuperada y se determina el balance económico de la inversión versus el beneficio de la implantación de la red inteligente.

De la simulación de la red inteligente se puede concluir que se son menos usuarios que quedan fuera de servicio, la falla se localiza inmediatamente, los elementos de la red sufren menos por las altas corrientes cuando se prueba para localizar una falla, se disminuye el número de cuadrillas que deben asistir a una desconexión, se disminuyen los índices de interrupción. Por lo expuesto es recomendable para una empresa distribuidora realizar este cambio tecnológico.

## **ABSTRACT**

There are currently technological developments, such as the automatic restoration of electrical networks. The intelligent network uses communication between equipment's to track system conditions and give a quick start to the system reset process in the event of a contingency that causes a distribution line to go out of service.

In this study the design of an intelligent distribution network is carried out. The factors that influence power quality are analyzed, especially in relation to the interruption rates and the energy not supplied, the implementation of a decentralized electrical network is proposed, which allows the automatic reconfiguration of the network to restore the service in the shortest possible time to the largest possible number of users. The necessary requirement in power equipment, communication, software and investment costs is established as a previous step to its implementation in an electric utility.

To develop the proposal it is necessary to know in depth the configuration, installed elements, materials used in the electricity grid that does not have an automatic restoration and the structure of how the electric utility operates and maintains the system within its concession area. With the information collected, the simulation of several medium voltage feeders is performed, which have been equipped with sectioning elements that make decisions and have a communication network for data transfer. The recovered energy is quantified and the economic balance of the investment versus the benefit of the implementation of the smart grid is determined.

The conclusion obtained From the simulation of the intelligent network is that fewer users are left out of service, the fault is located immediately, the network elements suffer less from high currents when tested to locate a fault, the number crews needed is decreased, interruption rates are reduced. Therefore, it is advisable for a electric utility to invest in this technological change.

# ÍNDICE GENERAL

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....	xvi
DECLARACIÓN EXPRESA .....	xvii
RESUMEN .....	xviii
ABSTRACT .....	xix
ÍNDICE DE TABLAS .....	xxiii
ÍNDICE DE FIGURAS .....	xxvi
ÍNDICE DE ANEXOS .....	xxviii
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	xxx
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xxxiii
LISTA DE SIMBOLOGÍA.....	xxxiv
<b>CAPÍTULO I</b> .....	<b>1</b>
1. INTRODUCCIÓN .....	1
1.1. Descripción del problema.....	1
1.2. Propuesta de solución del problema.....	3
1.3. Metodología propuesta.....	4
1.4. Objetivos .....	5
1.4.1. Objetivo general .....	5
1.4.2. Objetivos específicos .....	6
1.5. Alcance. ....	6
<b>CAPÍTULO II</b> .....	<b>8</b>
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO EN GUAYAQUIL.....	8
2.1. Introducción .....	8
2.2. Topología, configuración y tipos de conductores de la red de distribución en Guayaquil .....	10
2.2.1. Topología de la red .....	10
2.2.2. Configuración de la red.....	12
2.2.3. Tipos de conductores de la red de distribución.....	13
2.3. Equipos de protección y seccionamiento implementados en el sistema de distribución de Guayaquil.....	15
2.3.1. Esquema de protección .....	15
2.3.2. Características técnicas de los equipos de protección .....	18
2.3.3. Características técnicas de los equipos de interrupción y seccionamiento .....	18



2.4. Estructura orgánica de la empresa de distribución de Guayaquil .....	26
2.4.1. Departamento de Operación del Sistema de Distribución. ....	27
2.4.2. Departamento de Mantenimiento del sistema de distribución. ....	30
2.4.3. Departamento de Alumbrado Público. ....	32
2.4.4. Departamento de Ingeniería y Construcciones. ....	34
2.5. Problemas frecuentes de la red de distribución de Guayaquil .....	37
2.6. Índices de interrupción de la distribuidora .....	39
2.6.1. Número de eventos .....	44
2.6.2. Tiempo de duración de las fallas .....	45
2.6.3. Causas de las fallas. ....	46
<b>CAPÍTULO III</b> .....	49
3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INTELIGENTE .....	49
3.1. Introducción .....	49
3.2. Definición .....	50
3.3. Características técnicas de los equipos .....	50
3.3.1. Equipos de interrupción y seccionamiento .....	50
3.3.2. Equipos de comunicación .....	57
3.3.3. Red de comunicación. ....	60
3.4. Configuración actual del sistema de distribución y la instalación de nuevos equipos inteligentes	68
3.5. Configuración de los parámetros de la red .....	69
3.6. Software para configurar el sistema .....	70
3.7. Sistema SCADA central como respaldo a la operación a los equipos de seccionamiento .....	72
<b>CAPÍTULO IV</b> .....	74
4. SIMULACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE .....	74
4.1. Introducción .....	74
4.2. Configuración de equipos. ....	74
4.3. Eventos de contingencias .....	75
4.4. Análisis de la red reconfigurada .....	80
<b>CAPÍTULO V</b> .....	82
5. RED DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE CASO DE ESTUDIO EMPRESA DISTRIBUIDORA DE GUAYAQUIL	82
5.1. Introducción .....	82
5.2. Características técnicas de los puntos de entrega del sistema nacional de transmisión. ....	86
5.2.1. Niveles de cortocircuito en diferentes puntos de la red de alta tensión .....	94
5.2.2. Flujo de potencia en las redes de alta tensión .....	97

5.3. Características técnicas de las alimentadoras de 13,8 kV que serán automatizadas .....	99
5.3.1. Niveles de cortocircuito en diferentes puntos de la red de 13,8 kV .....	103
5.3.2. Flujo de carga en las redes de 13,8 kv .....	104
5.4. Simulación de eventos de falla o sobrecarga y diagnóstico de la red reconfigurada .....	105
5.4.1. Introducción.....	105
5.4.2. Programación en Matlab .....	108
5.4.3. Asignación de datos de entrada a Matlab .....	117
5.4.4. Simulación de fallas en las alimentadoras.....	123
5.5. Mejora del tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico ante eventos que perturben al sistema.....	137
<b>CAPÍTULO VI.....</b>	<b>142</b>
6. EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA.....	142
6.1. Introducción .....	142
6.2. Cálculo de los índices de interrupción con la red inteligente .....	143
6.2.1. Introducción.....	143
6.2.2. Cálculo de los índices de interrupción .....	144
6.3. Costo de implementación de una red inteligente.....	150
6.3.1. Equipo de interrupción y seccionamiento .....	151
6.3.2. Equipo de comunicación.....	151
6.3.3. Costo total por cada equipo. ....	151
6.3.4. Red de comunicación.....	152
6.4. Costo de la interrupción .....	153
6.4.1. Introducción.....	153
6.4.2. Cálculo de la energía no suministrada.....	154
6.4.3. Cálculo del costo de la energía no suministrada .....	156
6.5. Evaluación económica inversión versus energía no suministrada .....	159
6.6. Conclusión y Recomendación.....	167
6.6.1. Conclusión.....	167
6.6.2. Recomendación .....	168
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>245</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1 Número de operaciones y tiempo de interrupción en la empresa de distribución [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	2
Tabla 1.2 Número de operaciones y tiempo de interrupción en la subestación Flor de Bastión [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	7
Tabla 1.3 Número de operaciones y tiempo de interrupción en la subestación Fortín [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	7
Tabla 2.1 Calibre de conductor y kilómetros de línea de alta tensión [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	13
Tabla 2.2 Calibre de conductor y kilómetros de línea aéreas de media tensión [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	14
Tabla 2.3 Calibre de conductor y kilómetros de línea subterránea de media tensión [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	15
Tabla 2.4 Zonas y horarios de atención de los grupos de trabajo [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	28
Tabla 2.5 Definición de tipo de alimentador [Fuente: ARCONEL] .....	42
Tabla 2.6 Límites para los índices FMIK y TTIK [Fuente: ARCONEL] .....	43
Tabla 2.7 Definición de las diferentes causas de falla [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	46
Tabla 2.8 Número de interrupciones de acuerdo a la causa que lo produce [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	47
Tabla 3.1 Características técnicas del reconector de media tensión .....	52
Tabla 3.2 Disponibilidad de las comunicaciones de datos .....	60
Tabla 5.1 Conductor de la línea de 230 kV Pascuales – Nueva Prosperina [6] .....	86
Tabla 5.2 Dato de placa de los transformadores de Pascuales y Nueva Prosperina [6] .....	86
Tabla 5.3 Dato de demanda máxima para la simulación de la red de 69 kV [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	91
Tabla 5.4 Niveles de cortocircuitos y equivalentes Thevenin del SNI en las subestaciones Pascuales y Nueva Prosperina [Fuente: CENACE] .....	94
Tabla 5.5 Máximo y mínimo nivel de cortocircuitos en las 8 alimentadoras de 13,8 kV .....	103
Tabla 5.6 Nivel de carga en las subestaciones Flor de Bastión y Fortín y en las 8 alimentadoras .....	104
Tabla 5.7 Asignación de datos de entrada de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín en Matlab .....	117
Tabla 5.8 Asignación de datos de entrada de las alimentadoras de 13,8 kV en Matlab .....	117
Tabla 5.9 Asignación de datos de entrada que vinculan la subestación con las alimentadoras en Matlab .....	118

Tabla 5.10 Asignación de datos de entrada de los reconectores instalados en la troncal del alimentador en Matlab.....	119
Tabla 5.11 Asignación de datos de entrada de los reconectores de interconexión en Matlab .....	119
Tabla 5.12 Flujo de carga en condiciones normales de alimentadora Fortín Este .....	125
Tabla 5.13 Selección del alimentador y el lugar de la falla para la simulación .....	125
Tabla 5.14 Apertura de reconectores para aislar la falla en alimentador Fortín Este .....	126
Tabla 5.15 Flujo de carga en el alimentador Fortín Este con falla .....	126
Tabla 5.16 Posibles interconexiones luego de aislar la falla en alimentador Fortín Este.....	127
Tabla 5.17 Carga pérdida en el alimentador con falla.....	127
Tabla 5.18 Reporte de las cargas que se pueden tomar del alimentador Fortín Este .....	128
Tabla 5.19 Flujo de carga con la carga recuperada.....	129
Tabla 5.20 Flujo de carga final de la alimentadora que recibe la transferencia de carga .....	130
Tabla 5.21 Duración típica de una interrupción en 8 alimentadoras – red convencional.....	139
Tabla 5.22 Duración típica de una interrupción en 8 alimentadoras – red inteligente .....	140
Tabla 6.1 Tipo de usuarios del servicio eléctrico en las 8 alimentadoras.....	142
Tabla 6.2 Formulario del ARCONEL con los cálculos del FMIk y TTIk registrados por la Distribuidora de Guayaquil - alimentadora Fortín.....	146
Tabla 6.3 FMIk y TTIk registrados por la Distribuidora de Guayaquil para las 8 alimentadoras .....	147
Tabla 6.4 Factores de reducción para la energía no suministrada y duración de la interrupción .....	148
Tabla 6.5 FMIk y TTIk para las 8 alimentadoras en una red inteligente .....	148
Tabla 6.6 Diferencia entre el FMIk y TTIk de la red convencional y la red inteligente .....	149
Tabla 6.7 Costo de la inversión para una red inteligente de 8 alimentadores .....	153
Tabla 6.8 Costo de la energía no suministrada declarada por el ARCONEL .....	154
Tabla 6.9 Energía no suministrada en las 8 alimentadoras – Red convencional .....	155
Tabla 6.10 Energía no suministrada en las 8 alimentadoras – Red inteligente .....	156
Tabla 6.11 Costo de la energía no suministrada en las 8 alimentadoras – Red convencional	157
Tabla 6.12 Costo de la energía no suministrada en las 8 alimentadoras – Red inteligente.....	158
Tabla 6.13 Diferencia en la ENS y CENS entre las redes convencional e inteligente .....	159
Tabla 6.14 Número de reconectores por alimentadora.....	160
Tabla 6.15 Costo total de la inversión en una red inteligente.....	160
Tabla 6.16 Número de desconexiones al mes en cada una de las 8 alimentadoras.....	161
Tabla 6.17 Beneficio de la instalación de los 15 reconectores al mes – valor inicial del flujo de caja .....	161

Tabla 6.18 Cálculo del VAN y TIR para la inversión de la red inteligente ..... 163

Tabla 6.19 Resumen del VAN, TIR y tiempo de recuperación de la inversión – red inteligente  
..... 164

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica .....	1
Figura 2.1 Puntos de entrega de energía en Guayaquil.....	9
Figura 2.2 Interconexión entre puntos de entrega en Guayaquil.....	9
Figura 2.3 Ubicación geográfica y porcentajes de energía por puntos de entrega [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	10
Figura 2.4 Mapa de la ciudad de Guayaquil [Fuente: Google Maps].....	11
Figura 2.5 Elementos de protección y seccionamiento [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] ...	17
Figura 2.6 Reconectador y control [Fuente: catálogo S280-402S].....	19
Figura 2.7 Reconectador por pulso intellirupter .....	22
Figura 2.8 Magnitud de la corriente en un reconectador convencional .....	22
Figura 2.9 Magnitud de la corriente en un reconectador con pruebas de pulso .....	23
Figura 2.10 Pruebas de un reconectador por pulso en línea con falla permanente.....	23
Figura 2.11 Pruebas de un reconectador por pulso en línea con falla temporal.....	24
Figura 2.12 Módulos de control y comunicaciones de un intellirupter .....	25
Figura 2.13 Comunicación vía Wifi con el intellirupter .....	26
Figura 2.14 Número de interrupciones [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	45
Figura 2.15 Tiempo de interrupciones [Fuente: Distribuidora de Guayaquil].....	46
Figura 3.1 Comunicación entre equipos “punto a punto” .....	62
Figura 3.2 Comunicación entre equipos “punto a punto múltiples” .....	63
Figura 3.3 Comunicación entre equipos “malla” .....	64
Figura 3.4 Factores de la vía de enlaces en la comunicación por radio.....	65
Figura 3.5 Planeación de vías de comunicación por radio.....	67
Figura 4.1 Red de 13,8 kV con 2 subestaciones y 2 alimentadoras en cada una .....	76
Figura 4.2 Red de 13,8 kV con 2 subestaciones y 1 alimentadora en cada una .....	78
Figura 4.3 Red de 13,8 kV con 2 subestaciones y 1 alimentadora en cada una .....	79
Figura 5.1 Puntos de entrega y recorrido de línea de 69 kV en sistema Guayaquil [Fuente: Distribuidora de Guayaquil] .....	84
Figura 5.2 Diagrama de líneas de media tensión – Sistema Guayaquil [Fuente: Distribuidora de Guayaquil].....	85
Figura 5.3 Diagrama unifilar de 69 kV simplificado del sistema Guayaquil [Fuente: Distribuidora de Guayaquil].....	89
Figura 5.4 Diagrama unifilar de 69 kV en el software CYMDIST para cortocircuito y flujo de potencia en alta tensión .....	93
Figura 5.5 Niveles de cortocircuito en la red de alta tensión.....	96
Figura 5.6 Flujo de potencia en la red de alta tensión .....	98

Figura 5.7 Diagrama unifilar de 8 alimentadoras en el Software CYMDIST .....	101
Figura 5.8 Diagrama unifilar simplificado de las 8 alimentadoras de 13,8 kV.....	102
Figura 5.9 Programación en Matlab para simular redes inteligentes.....	106
Figura 5.10 Recorrido de las 8 alimentadoras de 13,8 kV que salen de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín.....	107
Figura 5.11 Diagrama unifilar de las 2 alimentadoras de la subestación Fortín .....	108
Figura 5.12 Diagrama unifilar de las 3 alimentadoras de la subestación Flor de Bastión 1 .....	109
Figura 5.13 Diagrama unifilar de las 3 alimentadoras de la subestación Flor de Bastión 2.....	109
Figura 5.14 Diagrama de flujo de la fase inicial del programa.....	114
Figura 5.15 Diagrama de flujo en condición de reconfiguración total.....	115
Figura 5.16 Diagrama de flujo en condición de reconfiguración parcial .....	116
Figura 5.17 Diagrama unifilar de la subestación Fortín con códigos asignados en Matlab .....	120
Figura 5.18 Diagrama unifilar de la subestación Flor de Bastión 1 con códigos asignados en Matlab.....	120
Figura 5.19 Diagrama unifilar de la subestación Flor de Bastión 2 con códigos asignados en Matlab.....	121
Figura 5.20 Diagrama unifilar de las interconexiones entre alimentadoras con códigos asignados en Matlab.....	122
Figura 5.21 Diagrama unifilar de con ubicación de las 8 fallas a simular en Matlab.....	123
Figura 5.22 Simulación de falla en el alimentador Fortín Este .....	124
Figura 5.23 Simulación de falla en el alimentador Fortín Oeste.....	131
Figura 5.24 Simulación de falla en el alimentador Fortín .....	132
Figura 5.25 Simulación de falla en el alimentador Bastión Oeste .....	133
Figura 5.26 Simulación de falla en el alimentador Bastión Este.....	134
Figura 5.27 Simulación de falla en el alimentador Bastión Norte .....	135
Figura 5.28 Simulación de falla en el alimentador Bastión 4.....	136
Figura 5.29 Simulación de falla en el alimentador Bastión 5.....	137
Figura 6.1 FMIk de la red convencional e inteligente.....	149
Figura 6.2 TTIk de la red convencional e inteligente.....	150

## ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 Cobertura de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín .....	170
ANEXO 2 Cobertura de las alimentadoras que salen de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín.....	171
ANEXO 3 Líneas de 69 kV .....	172
ANEXO 4 Diagrama unifilar de 69 kV .....	173
ANEXO 5 Transformadores de poder de 69/13,8 kV .....	174
ANEXO 6 Ubicación de las subestaciones de reducción 69/13,8 kV .....	176
ANEXO 7 Alimentadores de 13,8 kV .....	177
ANEXO 8 Diagrama unifilar y elementos de protección del sistema de distribución .....	180
ANEXO 9 Relés del transmisor en 69 kV.....	181
ANEXO 10 Relés en central de generación en 69 kV.....	182
ANEXO 11 Relés en transformadores de reducción en 69/13,8 kV .....	182
ANEXO 12 Estructura orgánica de la empresa de distribución .....	184
ANEXO 13 Índices de calidad del servicio técnico.....	190
ANEXO 14 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Fortín Este.....	197
ANEXO 15 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Fortín Oeste.....	197
ANEXO 16 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Fortín .....	198
ANEXO 17 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión Oeste .....	198
ANEXO 18 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión Este .....	199
ANEXO 19 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión Norte.....	199
ANEXO 20 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión 4 .....	199
ANEXO 21 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión 5 .....	200
ANEXO 22 Flujo de potencia en alimentadora Fortín Este .....	201
ANEXO 23 Flujo de potencia en alimentadora Fortín Oeste.....	202
ANEXO 24 Flujo de potencia en alimentadora Fortín .....	203
ANEXO 25 Flujo de potencia en alimentadora Bastión Oeste .....	204
ANEXO 26 Flujo de potencia en alimentadora Bastión Este.....	205
ANEXO 27 Flujo de potencia en alimentadora Bastión Norte .....	206
ANEXO 28 Flujo de potencia en alimentadora Bastión 4.....	207
ANEXO 29 Flujo de potencia en alimentadora Bastión 5.....	208
ANEXO 30 Resultados de la simulación en la alimentadora “Fortín Oeste” .....	209
ANEXO 31 Resultados de la simulación en la alimentadora “Fortín” .....	212
ANEXO 32 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión Oeste” .....	215
ANEXO 33 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión Este” .....	218
ANEXO 34 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión Norte” .....	221



ANEXO 35 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión 4” .....	224
ANEXO 36 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión 5” .....	227
ANEXO 37 Formularios del ARCONEL para registros de falla de la distribuidora de Guayaquil .....	230
ANEXO 38 Cotización del costo de un reconectador inteligente.....	238
ANEXO 39 Estimación del costo de la energía no suministrada por el CONELEC .....	241
ANEXO 40 Oficio de autorización de uso del software CYMDIST 8.2 Rev. 3 .....	244

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Alimentadoras:** Conductores a 13,8 kV que distribuyen la energía eléctrica desde las subestaciones hasta los consumidores.

**Automatización:** Es un sistema diseñado con el fin de aprovechar la capacidad de las máquinas en la realización de determinadas tareas que eran efectuadas históricamente por los seres humanos.

**ARCONEL (Ex - CONELEC):** La Agencia de Regulación y Control de Electricidad, es la entidad regulatoria y de monitoreo para la operación y desarrollo del sector eléctrico en Ecuador.

**Cabecera de alimentadora:** Se refiere a la salida de la alimentadora, en la subestación de transformación.

**CELEC EP - TRANSELECTRIC:** Corporación Eléctrica del Ecuador es una compañía estatal encargada de generar, transmitir y abastecer de energía eléctrica al país bajo el control del ARCONEL.

**EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN:** Es la compañía encargada de distribuir la energía eléctrica en su área de concesión.

**CENACE:** Centro Nacional de Control de energía, es el organismo encargado de la coordinación de la operación integral del sistema nacional interconectado (SNI) y la administración del mercado eléctrico mayorista (MEM).

**CNT EP:** Corporación Nacional de Telecomunicaciones, es una empresa estatal de telecomunicaciones ecuatoriana; opera servicios de telefonía fija local, regional e internacional, acceso a internet estándar y de alta velocidad, televisión satelital y telefonía móvil en el territorio nacional ecuatoriano.

**Confiabilidad:** El término confiabilidad en sistemas en general tiene un rango amplio de significados y no puede ser asociado con una definición específica simple. De esta manera, la confiabilidad se puede medir por la frecuencia, la duración y la magnitud de los efectos dañinos al suministro eléctrico.

**Consumo:** Es la cantidad de energía eléctrica utilizada por un consumidor, en un intervalo de tiempo.

**Consumidor:** Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio eléctrico, como receptor directo del servicio de energía eléctrica.

**Continuidad del Servicio:** Es la no interrupción del servicio de energía eléctrica que se da al consumidor mientras está utilizando este servicio.

**Disponibilidad:** La disponibilidad de operación es el tiempo que un elemento es capaz de proporcionar servicio, ya sea que se precise o no su funcionamiento.

**Energía Eléctrica:** Es la generación o uso de la potencia eléctrica por un equipo o dispositivo en un período de tiempo, se expresa en Vatio - hora (Wh).

**Ethernet:** Es un estándar de redes de área local para computadores, permite que todas las PC's en una red envíen y reciban datos de una forma en que se evite una superposición.

**Falla:** Es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente, colocando al sistema en un punto de operación fuera de lo normal.

**Frecuencia de las interrupciones:** Número de veces, en un periodo de tiempo determinado, que se interrumpe el suministro de energía eléctrica a un Consumidor.

**Indisponibilidad:** Tiempo en el cual una instalación no está disponible para el servicio.

**Interrupción:** Es el corte parcial o total del suministro de electricidad a los consumidores del área de concesión del distribuidor.

**Interruptor:** Dispositivo que permite interrumpir el paso de la corriente eléctrica.

**Mantenimiento:** Conjunto de acciones y procedimientos encaminados a revisar y/o reparar un determinado equipo o instalación para mantener o recuperar su disponibilidad.

**Niveles Tensión:** Se definen los siguientes niveles de tensión.

- **Bajo voltaje:** voltaje menor igual a 0,6 kV.
- **Medio voltaje:** voltaje mayor a 0,6 y menor igual a 40 kV.
- **Alto voltaje grupo 1:** voltaje mayor a 40 y menor igual a 138 kV.
- **Alto voltaje grupo 2:** voltaje mayor a 138 kV.

**Operación:** Es la aplicación del conjunto de técnicas y procedimientos que permiten mantener en funcionamiento o parar un equipo, instalación o sistema.

**Potencia.** Es la cantidad de trabajo efectuado por unidad de tiempo.

**Protocolo:** Son instrucciones, reglas o normativas que permiten guiar una acción o que establecen ciertas bases para el desarrollo de un procedimiento.

**DNP3:** Es el protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladoras, componentes de sistemas SCADA.

**Punto de entrega:** Subestación a cargo de Transelectric donde es entregada la energía eléctrica a la distribuidora desde el sistema nacional interconectado.

**Relé de protección:** Equipo que protege el sistema eléctrico de potencia de una falla que podría iniciarse de manera simple y después extenderse sin control en forma encadenada.

**Seccionador:** Es un componente electromecánico que permite separar de manera mecánica o motorizada un circuito eléctrico de su alimentación, garantizando visiblemente una distancia satisfactoria de aislamiento eléctrico.

**Sobrecarga:** Se refiere a la presencia de carga excesiva en el circuito; esta carga en exceso demanda un mayor consumo de corriente, que puede traer como consecuencia recalentamiento del cableado y equipos, en casos extremos, incendio si las protecciones eléctricas no son adecuadas.

**Sobrecorriente:** Es cualquier corriente eléctrica en exceso del valor nominal indicado en el dispositivo de protección, en el equipo eléctrico o en la capacidad de conducción de corriente de un conductor. La sobrecorriente puede ser causada por una sobrecarga, una falla de cortocircuito.

**Subestación:** Instalación de equipos destinada a establecer los niveles de tensión adecuados para la transmisión y distribución de la energía eléctrica, donde el equipo principal es el transformador.

**Topología:** Es la disposición de una red, incluyendo sus nodos y líneas de conexión. Hay dos formas de definir la geometría de la red: la topología física y la topología lógica.

**Troncal de alimentadoras:** Tramo de línea de media tensión con el mayor calibre de conductor.

## LISTA DE ABREVIATURAS

A	Amperio es la unidad de la corriente eléctrica
Al	Símbolo químico del elemento aluminio
ACSR	Aluminum Conductors Steel Reinforced
ASC	Aluminum Steel Conductors
BIL	Voltaje al que se produce el flameo o arco eléctrico
Cu	Símbolo químico del elemento Cobre
Db	Decibel
ENS	Energía No Suministrada
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
GPS	Global Positioning System
Hz	Herz
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente
kV	Kilo Voltios
kVA	Kilo Voltamperio
kWh	Kilovatio Hora
MWh	Megavatio hora
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MCM	Mil Circular Mil
MWh	Megavatio hora
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SAP	Sistema de alumbrado público
SAR	Sistema de atención de reclamos
SIQ	Sistema integrado de quejas.
SIG	Sistema de Información Geográfica
SAIFI	Frecuencia Media de Interrupción por usuario en un periodo determinado.
SAIDI:	Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario en un periodo determinado
SNI	Sistema Nacional Interconectado
UPS	Uninterruptible Power Source.

## LISTA DE SIMBOLOGÍA

TA	Tipo de alimentador (kVA/km)
$kVA_{ist\ j}$	Potencia nominal instalada total de los transformadores de distribución del alimentador “j”, expresado en kVA
kmj	Sumatoria de la longitud de línea monofásica, bifásica y trifásica del alimentador “j”, expresado en km
FMIKi	Frecuencia media de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción
TTIKi	Tiempo total de interrupción por kVA nominal instalado por interrupción
$kVA_i$	kVA nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción i
$kVA_{Ti}$	kVA nominales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción i
$t_i$	Tiempo de duración de la interrupción i, en horas
$U_i$	Número de usuarios afectados en cada interrupción.
N	Número de interrupciones del periodo.
N	Número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo
VAN	Valor Actual Neto (\$)
$I_0$	Inversión Inicial (\$)
$FC_n$	Flujo de Caja para el período n
i	Tasa de interés, de acuerdo a la página del Banco Central a agosto 2019 para la inversión pública es de 0.71% mensual y 8,48% anual, [1]
n	Período de cálculo, en este caso es mensual
TIR	Tasa Interna de Retorno (%)

# CAPÍTULO I

## 1. INTRODUCCIÓN

Las empresas de distribución de electricidad son las encargadas de llevar la energía que proviene de las fuentes de generación instaladas en todo el país a los usuarios finales del servicio. En la **figura 1.1** se puede apreciar el proceso de entrega de energía desde la generación, pasando por la transmisión y distribución hasta el usuario del servicio, [2].

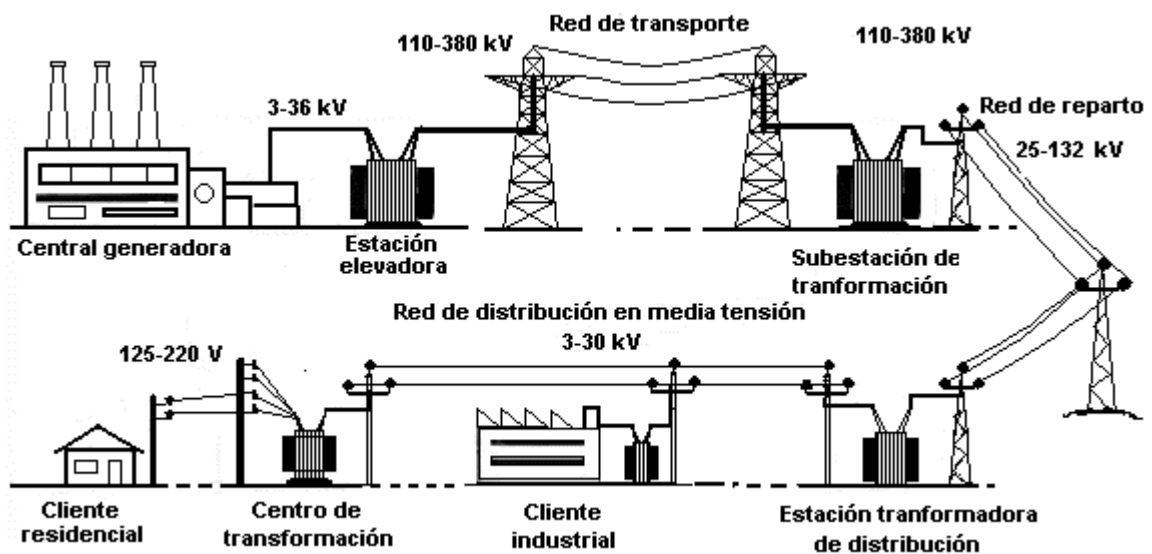


Figura 1.1 Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica [2]

### 1.1. Descripción del problema

Son múltiples los problemas que se presentan en el suministro de electricidad a los usuarios interconectados a una red de distribución, por ejemplo falla de equipos instalados en la red, fallas por efectos de la naturaleza, fallas por la intervención humana, en general existen muchas causas que pueden provocar la salida de servicio de la red de media tensión, ante la presencia de todos estos tipos de eventos que perturben la red y la imposibilidad en muchos casos de poder evitarlos, se deben tomar medidas por parte de la empresa de distribución para disminuir los tiempos de interrupción del servicio e insatisfacción de los clientes.

Las medidas que pueden adoptar en una empresa de distribución son variadas por ejemplo, la constante poda de árboles, el mantenimiento a las redes y equipos, la capacitación del personal de líneas, inversión en herramientas y vehículos. Pero con la aparición de nuevas tecnologías aplicadas a las redes se ofrece otra alternativa para mejorar la calidad del servicio técnico.

La institución que regula y controla el servicio público eléctrico del país (ARCONEL) [3], establece niveles mínimos para los indicadores de interrupción del servicios (FMIk y TTIk), los mismos que son de mandato para una empresa de distribución, por tal motivo es necesario implementar acciones que permitan reducir dichos indicadores por debajo de las metas fijadas por el ente regulador.

Ante lo expuesto el presente trabajo de titulación pretende contribuir a mejorar la calidad del servicio técnico de una empresa de distribución, aprovechando el avance tecnológico desarrollado para las redes de media tensión.

Con el propósito de ilustrar el desarrollo del presente trabajo se requiere de un caso real, que sirva de ejemplo para determinar en la etapa de diseño las mejoras que se pueden obtener por la aplicación de una red que se reconfigure automáticamente. La información del número de operaciones y el tiempo de interrupción proporcionados por la Distribuidora de Guayaquil se ilustra en la **tabla 1.1.**

**Tabla 1.1 Número de operaciones y tiempo de interrupción en la empresa de distribución**

**[Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

En el total del sistema eléctrico Guayaquil	Número de interrupciones	Tiempo total de interrupciones (Horas)	Tiempo total de interrupciones (minutos)
Total 192 alimentadoras en 17 meses)	4370	7846	
En 1 alimentadora (en 17 meses)	22,76	40,86	2.451,88
En 1 alimentadora (en 1 mes)	1,339	2,404	144,23
En 1 alimentadora (en 1 día)	0,04	0,08	4,81

Los datos corresponden al período de enero del 2018 a mayo del 2019 (17 meses) en todo su sistema de distribución.



## **1.2. Propuesta de solución del problema**

Ante la presencia de fallas que perturban al sistema de distribución, el tiempo de duración de una interrupción, la insatisfacción del usuario del servicio y las metas fijadas a la calidad del servicio técnico por el regulador del sistema eléctrico nacional, se propone la implementación en la etapa de diseño de una red que permita ser reconfigurada automáticamente.

En el presente trabajo se proyecta la implementación de la red inteligente a manera de simulación, se proponen dar los lineamientos para implementar el sistema inteligente y en base a un programa desarrollado en el software Matlab se determina la cantidad de usuarios del servicio que pueden ser transferidos a otro punto del sistema que tenga la capacidad suficiente para recibir dicha carga, sin alterar el normal funcionamiento del sistema de distribución, es recomendable repetir el diseño cambiando la ubicación de los equipos de seccionamiento instalados en la red de distribución de la primera evaluación, para comparar resultados y así obtener los mayores beneficios. Luego de obtener la mejor solución la misma debe servir como base para la implementación real en el sistema de distribución.

La implementación real de un sistema de restablecimiento automático en los alimentadores de media tensión (13,8 kV), permite que ante la presencia de un evento de falla en la red se genere una secuencia de comandos que son “expulsados” hacia los equipos de protección instalados a lo largo de la red de media tensión, utilizando una red de comunicación, con lo que se activa una orden para que dichas secuencias se ejecuten simultáneamente en todos los controles de los equipos que se encuentren cerca al punto de falla, el sistema considera una marca de tiempo común y precisa derivada a partir del GPS que garantiza que cada secuencia de comandos se ejecute exactamente al mismo tiempo en cada equipo.

Durante un evento de falla o corte de energía, se restablece el servicio rápidamente a tantos usuarios como sea posible, con la toma de decisión referente al seccionamiento y quedará abierto el equipo más cercano a la falla.

### **1.3. Metodología propuesta**

Se propone como base el conocer en detalle los índices de interrupción de la red, los componentes, disposición, configuración y funcionamiento de las líneas del sistema eléctrico de distribución en media tensión objeto de estudio, es necesario conocer la metodología de cómo se atienden las fallas en la red por parte de la empresa de distribución para determinar la cantidad de energía no suministrada y se determinan flujos de potencia y los niveles de cortocircuito a lo largo de la red, para conocer el nivel de cargabilidad de los diferentes elementos y el poder de interrupción que deben tener los equipos de seccionamiento.

Con toda la información recopilada se procede a la simulación de la falla, para obtener primero el aislamiento del evento y posteriormente la transferencia de carga, valor base para conocer cuanta energía no suministrada se ha recuperado y así poder determinar los beneficios económicos para la empresa distribuidora y la mejora en el nivel de satisfacción de los usuarios del servicio.

En el proceso real de la red inteligente se tiene el control total del proceso de restablecimiento automatizado, para tal efecto se debe configurar para que se limite la cantidad de segmentos involucrados en el proceso de restablecimiento. Además, el proceso se detiene automáticamente si no se lleva a cabo de una manera precisa. Se utilizan bloqueos para evitar la operación automática de los equipos cuando las cuadrillas de trabajadores estén reparando la línea.

La reconfiguración de la red debe tener presente los siguientes lineamientos:

- La misión de cada equipo es conservar la energía en su segmento de línea utilizando el mismo alimentador, de ser posible.
- Los equipos se comunican para la transferencia de datos mediante los controles que tienen en común. La capacidad de transporte de energía en exceso de todo equipo colindante es una posible fuente de restablecimiento que está disponible en el interruptor compartido.

- Si se pierde el alimentador normal, el equipo evalúa la capacidad en exceso de todos los alimentadores de la zona y transfiere la carga a la primera fuente disponible que posea un nivel suficiente de capacidad. Es posible que el alimentador vecino esté a más de un equipo de distancia; el intercambio de datos entre equipos debe garantizar que se comparta la capacidad en exceso y que haya coordinación en las decisiones referentes al restablecimiento. Si se desea se podrá priorizar el orden en el cual se especifican los alimentadores vecinos.
- Se debe proteger el sistema reconfigurado de las sobrecargas. Una vez que se haya reconfigurado el sistema, las sobrecargas tienen el potencial de aparecer. Si se desea, se debe permitir la desconexión de carga después del restablecimiento para proteger al sistema de las sobrecargas cambiando las cargas o suprimiéndolas en base a las reglas de priorización que se hayan establecido.
- Cuando se establezca el nivel de energía normal o se haya corregido la falla, el sistema regresará a su configuración normal, ya sea de manera manual o automática, o mediante el control SCADA.

Si ocurre otro evento después de que el equipo haya realizado una transferencia a una fuente alterna, el equipo buscará otra fuente alterna para mantener energizado su segmento de línea. Cada uno de los equipos debe conservar estadísticas sobre la capacidad en exceso de los equipos adyacentes que se pueden utilizar para priorizar de manera dinámica la estrategia de restablecimiento.

#### **1.4. Objetivos**

Los objetivos del presente trabajo de titulación se dividen en generales y específicos, los mismos se definen a continuación.

##### **1.4.1. Objetivo general**

Mejorar el nivel de confiabilidad del servicio de energía eléctrica de una empresa de distribución en la red de media tensión.

#### 1.4.2. Objetivos específicos

Simular la reconfiguración de la red de media tensión ante la ocurrencia de un evento que perturbe al sistema, para nuestro caso la red eléctrica tiene como fuente dos subestaciones de la Distribuidora de Guayaquil, Las dos subestaciones se encuentran ubicada en la zona noroeste de la ciudad de Guayaquil, se las puede observar en el **Anexo 1** y el recorrido de las alimentadoras que salen de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín se encuentran en el **Anexo 2**.

Con los resultados que se obtengan se espera:

- Mejorar la confiabilidad en el servicio.
- Desconcentrar el monitoreo y control central (sistema SCADA), pero son respaldo de dicho sistema.
- Que el restablecimiento del servicio eléctrico no dependa de sistemas operados por despachadores o controlados de manera central.
- Minimizar la cantidad de “minutos de interrupción al cliente”.
- La empresa de distribución genera una mayor facturación.

#### 1.5. Alcance.

Se propone el diseño preliminar del proceso de restablecimiento automatizado de una red de media tensión hasta el nivel de simulación ante una falla que se presenta en un punto del alimentador; es decir, en este documento no se incluirá la implementación.

Para el análisis de la automatización de la red de media tensión de la Distribuidora de Guayaquil, se han considerado dos subestaciones, estas son:

- La subestación “Flor de Bastión” tiene como niveles de tensión 69/13,8 kV y cuenta con dos transformadores de poder de capacidad 18/24 MVA cada

uno. Del primer transformador salen las alimentadoras de media tensión: Flor de Bastión Este, Flor de Bastión Oeste y Flor de Bastión 4, del segundo transformador salen las alimentadoras de media tensión: Flor de Bastión Norte, Flor de Bastión 5 y Fortín. En la **tabla 1.2** se presentan los indicadores de calidad del servicio de la subestación Flor de Bastión.

**Tabla 1.2 Número de operaciones y tiempo de interrupción en la subestación Flor de Bastión [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

En 6 alimentadoras de la subestación <b>Flor de Bastión</b>	Número de interrupciones (# de veces)	Tiempo total de interrupciones (Horas)	Tiempo total de interrupciones (minutos)
Total 6 alimentadoras (en 17 meses)	235	625	
En 1 alimentadora (en 17 meses)	39,17	104,17	6.250,00
En 1 alimentadora (en 1 mes)	2,304	6,127	367,65
En 1 alimentadora (en 1 día)	0,08	0,20	12,25

Los datos corresponden al período de enero del 2018 a mayo del 2019 (17 meses).

- La subestación “Fortín” tiene como niveles de tensión 69/13,8 kV, aquí existe un transformador con capacidad de 18/24 MVA y dos alimentadoras de media tensión Fortín Este y Fortín Oeste. En la **tabla 1.3** se presentan los indicadores de calidad del servicio de la subestación Fortín.

**Tabla 1.3 Número de operaciones y tiempo de interrupción en la subestación Fortín [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

En 2 alimentadoras de la subestación <b>Fortín</b>	Número de interrupciones (# de veces)	Tiempo total de interrupciones (Horas)	Tiempo total de interrupciones (minutos)
Total 2 alimentadoras (en 17 meses)	75	169	
En 1 alimentadora (en 17 meses)	37,50	84,50	5.070,00
En 1 alimentadora (en 1 mes)	2,206	4,971	298,24
En 1 alimentadora (en 1 día)	0,07	0,17	9,94

Los datos corresponden al período de enero del 2018 a mayo del 2019 (17 meses).

# CAPÍTULO II

## 2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO EN GUAYAQUIL

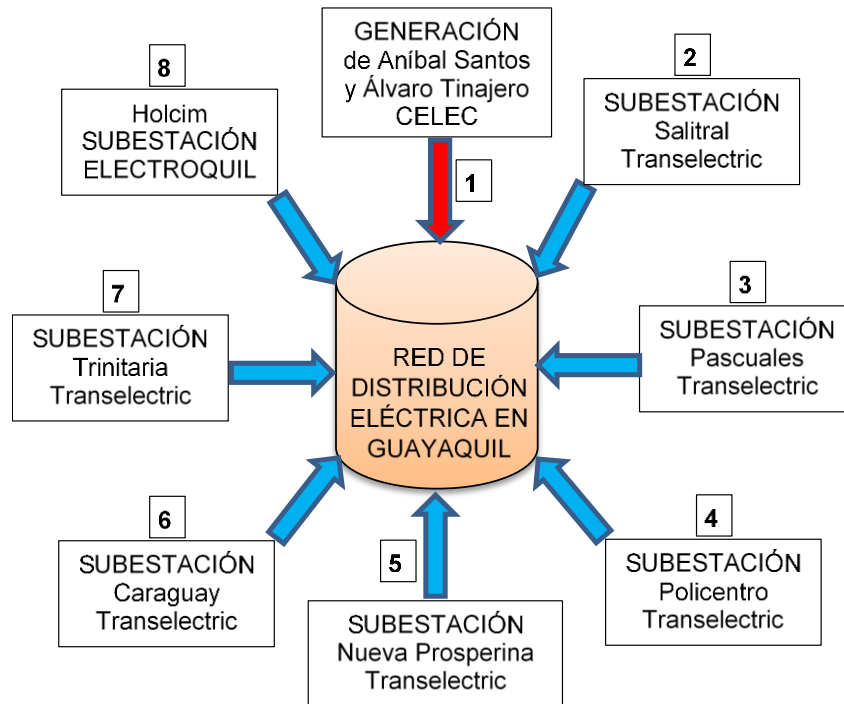
### 2.1. Introducción

El suministro de electricidad a los usuarios finales tiene varias etapas como son la generación, la transmisión y la distribución. Cuando sale o ingresa en servicio cualquier elemento que conforma la cadena de producción y entrega de energía existe una perturbación que afecta a la calidad del producto, por esta razón, si se va intervenir en la reconfiguración de la red de 13,8 kV es necesario conocer la característica técnica de cada elemento del sistema, desde su punto de entrega, en presente caso con la compañía de transmisión, hasta el final del alimentador de 13,8 kV.

El sistema de distribución de energía eléctrica en la ciudad de Guayaquil, cuenta con ocho puntos de alimentación desde el sistema nacional de transmisión y la generación instalada en la zona, los cuales son:

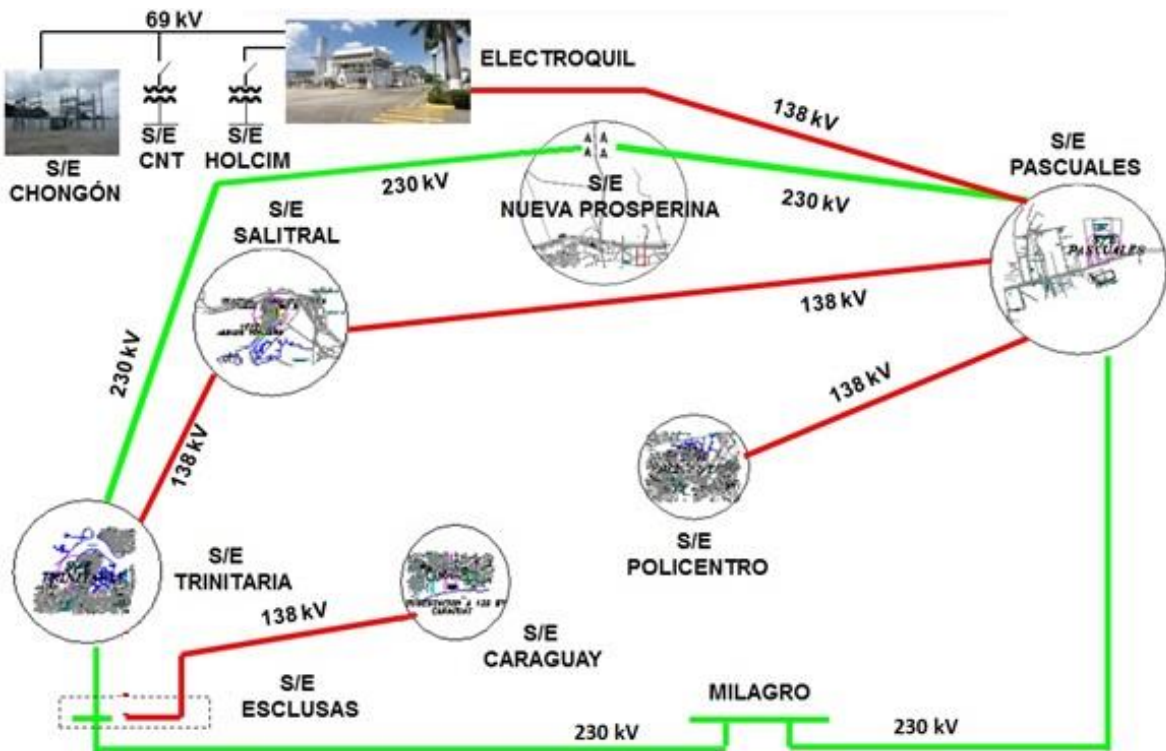
- a) Centrales de generación Aníbal Santos y Álvaro Tinajero.
- b) Subestación Salitral.
- c) Subestación Pascuales.
- d) Subestación Policentro.
- e) Subestación Nueva Prosperina.
- f) Subestación Caraguay.
- g) Subestación Trinitaria.
- h) Subestación ELECTROQUIL.

En la **figura 2.1** se presenta el diagrama de bloques con el número de puntos de entrega de energía del sistema nacional interconectado y en el mismo se indica quien administra los bienes de los puntos de entrega.



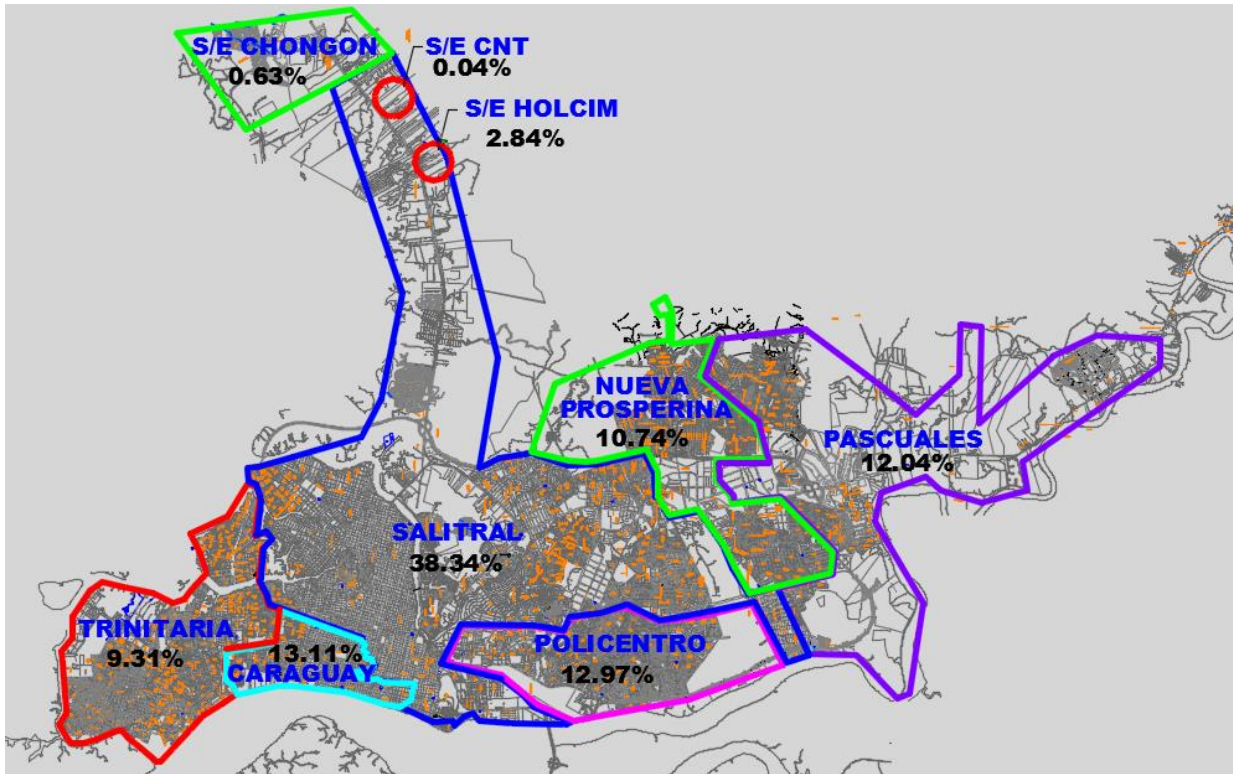
**Figura 2.1 Puntos de entrega de energía en Guayaquil**

En la **figura 2.2** se presentan las interconexiones que existen entre los puntos de entrega de energía del sistema nacional de transmisión, con sus respectivos niveles de tensión. La ciudad de Guayaquil cuenta con un anillo de 230 kV.



**Figura 2.2 Interconexión entre puntos de entrega en Guayaquil**

En la **figura 2.3** se muestra la ubicación geográfica de los puntos de entrega del sistema nacional interconectado, con los porcentajes de energía eléctrica que se consumen en el área de influencia de cada uno de ellos.



**Figura 2.3 Ubicación geográfica y porcentajes de energía por puntos de entrega [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

## **2.2. Topología, configuración y tipos de conductores de la red de distribución en Guayaquil**

La Distribuidora de Guayaquil tiene como propósito entregar energía eléctrica a todos los usuarios residenciales, comerciales, industriales y de otro tipo, ubicados en su área de concesión, manteniendo un alto nivel de la calidad de servicio y del producto, precautelando la vida útil de los equipos y disminuyendo las pérdidas técnicas de su red.

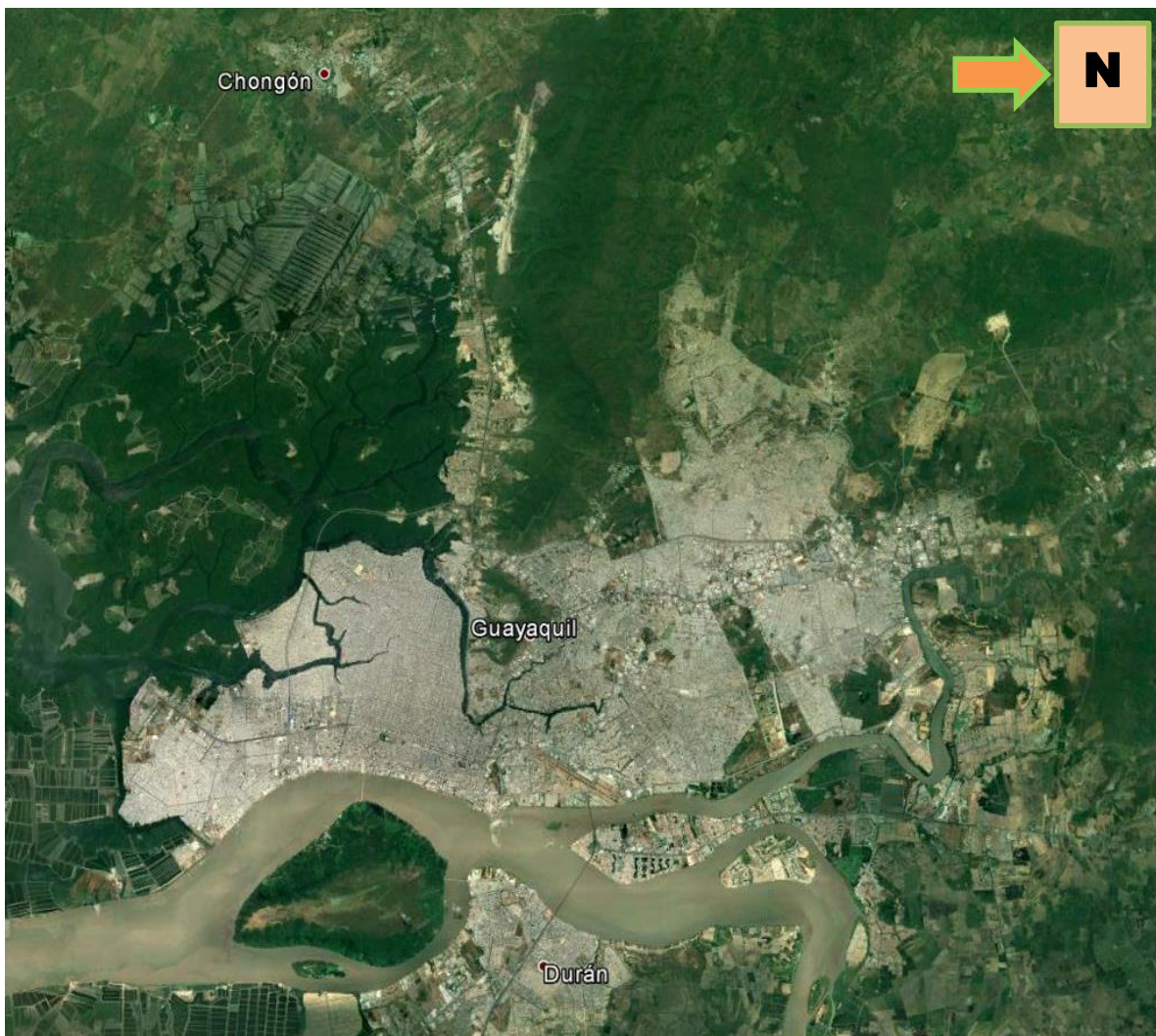
### **2.2.1. Topología de la red**

La Distribuidora de Guayaquil tiene como área de concesión la ciudad de Guayaquil y sus redes de distribución cubren completamente la ciudad, tiene por límites los siguientes:



- Al sur hasta la hacienda Josefina.
- Al oeste (vía a la Costa) hasta el kilómetro treinta.
- Al norte (vía a Daule) hasta el kilómetro veintiséis.
- Al noreste cubre hasta el puente Rafael Mendoza Avilés.

En la **figura 2.4** se muestra el mapa de la ciudad de Guayaquil, se considera la carga como netamente urbana, existe muy poca red rural.



**Figura 2.4** Mapa de la ciudad de Guayaquil [Fuente: Google Maps] [4]

### 2.2.2. Configuración de la red

El sistema eléctrico en alta y media tensión es radial sólidamente aterrizado y existe interconexión entre líneas de un mismo punto de entrega o diferente, las características técnicas de la red son las siguientes:

- Niveles de tensión en el sistema eléctrico Guayaquil, se presentan los siguientes niveles de tensión:
  - Alto voltaje: 69 kV.
  - Medio voltaje: 13,8 kV.
  - Bajo voltaje: Igual y menor a los 600 voltios.
- Líneas de alto voltaje (subtransmisión – 69 kV), existen 25 líneas de subtransmisión y el listado de estas se encuentra en el **Anexo 3**, también se puede observar el diagrama unifilar de 69 kV en el **Anexo 4**.
- Subestaciones de reducción (69/13,8 kV), a la fecha existen 41 subestaciones con 58 transformadores de poder. (55 transformadores de 18/24 MVA y 3 transformadores de 12/16 MVA), el listado de las subestaciones con sus respectivos transformadores de poder se encuentra en el **Anexo 5**, la ubicación de las subestaciones en el mapa de la ciudad de Guayaquil se encuentra en el **Anexo 6**.
- Alimentadoras de media tensión, a la fecha existen 192 alimentadoras, la vinculación entre alimentadoras de 13,8 kV, transformadores de poder, líneas de subtransmisión y punto de entrega que conforma la red se encuentran en el **Anexo 7**.
- La Distribuidora de Guayaquil cuenta con 27.063 transformadores de distribución instalados, que sirven aproximadamente al mismo número de circuitos en baja tensión a 120/240 voltios, con

capacidades principalmente de 10, 25 y 50 kVA, los cuales dan una carga instalada de más de 1.194 MVA. Adicionalmente existen 11.289 transformadores de distribución particulares que suman más de 1.357 MVA de carga instalada. Los circuitos de baja tensión tienen postes de hormigón armado de 9 metros (cuando no existe primario), porta aisladores de hierro galvanizado y aisladores de porcelana tipo rollo.

- Tanto en media tensión como en baja tensión existen tramos de redes subterráneas en la parte central de la ciudad y en varias urbanizaciones.

### 2.2.3. Tipos de conductores de la red de distribución

La Distribuidora de Guayaquil tiene como política estandarizar los calibres de conductores en cada nivel de tensión. En 69 kV se procura instalar el conductor 477 MCM 26/7 ACSR (HAWK), en 13,8 kV la totalidad de las troncales aéreas de los alimentadores utilizan el conductor 336.4 MCM 18/1 ACSR (MERLIN) [5].

La capacidad de conducción en MVA de los cables utilizados en el sistema eléctrico Guayaquil y longitud en kilómetros (km) se presentan en la **tabla 2.1**.

**Tabla 2.1 Calibre de conductor y kilómetros de línea de alta tensión [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

CONDUCTOR	CAPACIDAD MVA	TRIFÁSICO (km)
ACSR_2/0	32	1,05
ACSR_4/0	39	26,92
ACSR_336.4	56	3,74
ACSR_477	72	252,30
AISLADO_500	45	0,21
<b>TOTAL</b>		<b>284,22</b>

En la tabla 2.1 existe un total aproximado de 284 km de línea de 69 kV, el conductor 477 MCM 26/7 ACSR representa aproximadamente el 89% de los conductores utilizados.

En media tensión el calibre de conductor que se utiliza para la troncal del alimentador es el 336,4 MCM ACSR 18/1, con una capacidad de conducción de 519 amperios. La longitud de los conductores aéreos instalados por número de fases se muestra en la **tabla 2.2**.

**Tabla 2.2 Calibre de conductor y kilómetros de línea aéreas de media tensión [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

TIPO	CONDUCTOR	TRIFÁSICO	BIFÁSICO	MONOFÁSICO	TOTAL (km)
Desnudo	ACSR.4	3,11	1,82	9,11	14,04
	ACSR.2	329,10	139,00	905,17	1.373,27
	ACSR.1/0	111,09	23,73	103,09	237,91
	ACSR.2/0	9,08	2,06	11,81	22,96
	ACSR.3/0	106,76	1,79	1,07	109,62
	ACSR.4/0	20,70	0,01	0,06	20,76
	ACSR.336.4	415,55	0,22	0,87	416,64
	ASC.4	0,02		0,04	0,07
	ASC.2	4,87	3,17	31,12	39,17
	ASC.1/0	0,60	0,41	0,59	1,60
	ASC.2/0			0,07	0,07
	ASC.3/0	0,16			0,16
	ASC.4/0	0,14			0,14
Aislado	SEM.15kV.AI.2	8,67	0,79	1,74	11,20
	SEM.15kV.AI.1/0	0,15	0,06	0,11	0,32
	SEM.15kV.AI.3/0			0,12	0,12
	SEM.15kV.AI.336.4	3,80			3,80
<b>TOTAL (km)</b>		<b>1.013,81</b>	<b>173,06</b>	<b>1.064,98</b>	<b>2.251,85</b>

De la totalidad de conductores aéreos instalados en media tensión aproximadamente 2.252 km, la red trifásica representa el 45,02%, la red bifásica representa el 7,69% y la red monofásica representa el 47,29%.

La red subterránea se encuentra principalmente en las zonas donde se ha realizado regeneración urbana (centro de la ciudad) y en varias urbanizaciones, también existen acometidas monofásicas, bifásicas y

trifásicas a bancos de transformadores particulares. La longitud de los conductores subterráneos instalados en media tensión se presenta en la **tabla 2.3**.

**Tabla 2.3 Calibre de conductor y kilómetros de línea subterránea de media tensión**

[Fuente: Distribuidora de Guayaquil]

Kilómetros	TRIFÁSICO	BIFÁSICO	MONOFÁSICO	TOTAL (km)
15kV.Al.1/0	0,53			0,53
15kV.Al.500	1,68			1,68
15kV.Cu.2	50,55	10,38	177,41	238,34
15kV.Cu.1/0	8,62	0,68	16,79	26,09
15kV.Cu.2/0	2,28		0,51	2,79
15kV.Cu.3/0	2,27		0,26	2,53
15kV.Cu.300	0,04			0,04
15kV.Cu.350	0,05		0,01	0,06
15kV.Cu.500	15,25		0,23	15,48
<b>TOTAL (km)</b>	<b>81,27</b>	<b>11,06</b>	<b>195,21</b>	<b>287,54</b>

De la totalidad de conductores subterráneos instalados en media tensión aproximadamente 288 km, la red trifásica representa el 28,26%, la red bifásica representa el 3,85% y la red monofásica representa el 67,89%, se ha determinado que existe mucha acometida subterránea monofásica.

### **2.3. Equipos de protección y seccionamiento implementados en el sistema de distribución de Guayaquil**

La Distribuidora de Guayaquil tiene como principio evitar el estrés que puede producir un evento de falla en cada uno de los componentes del sistema eléctrico de potencia instalados en su zona de servicio y tener la mayor selectividad posible en la actuación de sus protecciones.

#### **2.3.1. Esquema de protección**

Actualmente el esquema de protección de la Distribuidora de Guayaquil se basa en los siguientes elementos:

- Fusibles en media tensión para arranques de alimentadores.

- Reconectores monofásicos para arranque de alimentadoras.
- Reconectores trifásicos para arranque de alimentadoras.
- Reconectores trifásicos a lo largo de la troncal de la alimentadora.
- Reconectores en las cabeceras de los alimentadores.
- Relés de protección para los transformadores de poder, con funciones de protección diferencial del transformador 87 y sobrecorriente 50/51 en el lado de alta del transformador, las dos funciones disparan el interruptor ubicado en el lado de 69 kV, la protección de sobrecorriente en el lado de alta tensión cumple la función de respaldo para fallas en 13,8 kV.
- Relés de protección a las salidas de las líneas de 69 kV, disparan los interruptores de las líneas que salen de las subestaciones de los puntos de entrega.

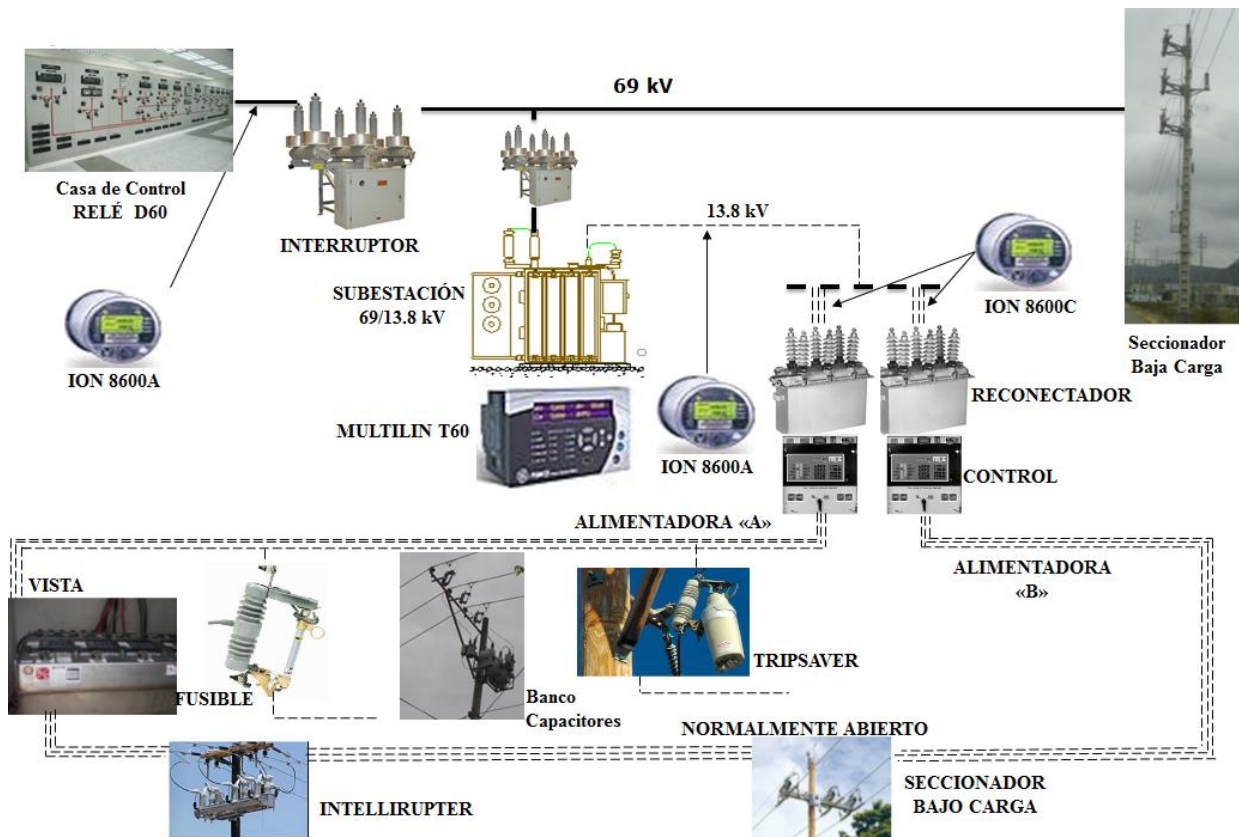
El esquema detallado de protección de la red de subtransmisión y distribución se presenta en el **Anexo 8**, el esquema muestra los diferentes elementos de protección y seccionamiento instalados por la Distribuidora de Guayaquil, existen por ejemplo relés de línea, relés de protección del transformador de poder, interruptores de potencia, reconectores de cabecera y a lo largo del alimentador, equipos de seccionamiento para bóvedas, fusible, centros de carga.

El sistema de protección considera la siguiente configuración para las líneas de 69 y 13,8 kV:

- Líneas de 69 kV.
  - Líneas radiales sólidamente aterrizadas.

- Secuencia de fase ABC.
- Configuración de las líneas, el mayor porcentaje en disposición banderas y en bajo porcentaje son triangular y horizontal.
- Las líneas de 13,8 kV.
  - Líneas radiales.
  - Configuración de las líneas horizontal.
  - Existen ramales (derivaciones) trifásicas, bifásica y monofásicas.
  - Las líneas se instalan en crucetas centradas, voladas y en pines de extensión.

Los elementos de protección y seccionamiento más utilizados en 69 y 13,8 kV instalados en el sistema eléctrico de Guayaquil se presentan en la **figura 2.5**.



**Figura 2.5 Elementos de protección y seccionamiento [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

### **2.3.2. Características técnicas de los equipos de protección**

La Distribuidora de Guayaquil cuenta con dispositivos electrónicos inteligentes (IED) con todas las características técnicas para ser incorporadas a un sistema automatizado, los equipos de protección instalados en el sistema de distribución son:

- Relés instalados en puntos de entrega del transmisor (CELEC EP, TRANSELECTRIC). El transmisor cuenta con relés SIEMENS-7SJ62, GEC-ALSTOM-MCGG2, MITSUBISHI-COC1-20, [6]. El listado de los relés se encuentra en el **Anexo 9**.
- Relés instalados en las centrales de generación (CELEC EP). La central de generación Aníbal Santos y Álvaro Tinajero cuentan con relés GE-MULTILIN-D60 [7]. El listado de los relés se encuentra en el **Anexo 10**.
- Relés instalados en subestaciones de reducción (Distribuidora de Guayaquil). Las subestaciones de reducción 69/13,8 kV cuentan con relés GE-MULTILIN-T60 [8], y ABB TPU2000R [9], el listado de los relés se encuentra en el **Anexo 11**.
- Protección instalada en las alimentadoras de media tensión (Distribuidora de Guayaquil). Las alimentadoras de 13,8 kV cuentan con reconfiguradores de cabecera marca Cooper [10], con controles forma 6 y aguas abajo de la alimentadora reconfiguradores intellirupter de la S&C [11]y reconfiguradores ABB OVR-15 [12], con relé RER615 [13].

### **2.3.3. Características técnicas de los equipos de interrupción y seccionamiento**

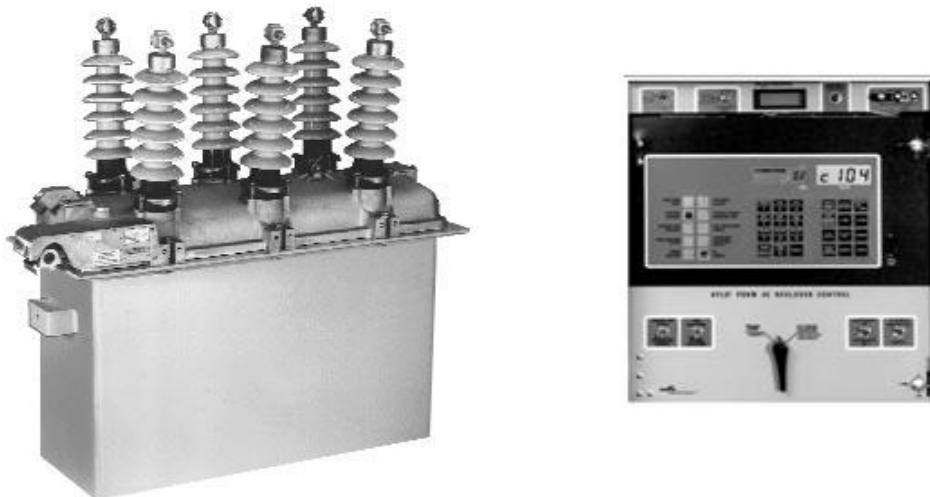
La Distribuidora de Guayaquil en algunos puntos de su sistema debe incorporar controles en los equipos de interrupción que permitan acoplarse a la red de distribución inteligente, en algunos puntos del sistema ya existen equipos que pueden ser automatizados y formar parte



de la red inteligente, se sugiere que se debe aprovechar las características técnicas de los equipos instalados para comenzar a cambiar el concepto de restablecimiento de la red de media tensión ante eventos de falla.

A continuación, se presentan algunos de los elementos principales de protección y maniobras de la Distribuidora de Guayaquil que permiten el seccionamiento de las líneas de media tensión en caso de fallas y mantenimientos:

- Reconectador de cabecera en alimentadora de media tensión Cooper se presenta en la **figura 2.6** es un dispositivo autocontrolado que detecta las corrientes excesivas en el sistema de distribución e interrumpe el circuito para despejar las fallas. Se vuelve a conectar de modo automático si la falla es temporal, el reconectador hace varios intentos de despejar y volver a conectar la alimentación al circuito. Si la falla persiste, el reconectador se bloquea.



**Figura 2.6 Reconectador y control [Fuente: catálogo S280-402S] [10]**

Las secuencias de disparo del reconectador pueden ajustarse para ser todas rápidas, todas con retardo o cualquier combinación hasta cuatro secuencias rápidas y con retardo.

Las operaciones rápidas despejan las fallas temporales antes que puedan dañarse los fusibles de líneas derivadas.

Las operaciones retardadas dan tiempo a que los dispositivos protectores existentes más adelante en la línea se disparen, permitiendo que las fallas permanentes queden confinadas en secciones pequeñas del sistema.

Un reconectador electrónico completo incluye el reconectador propiamente dicho, que interrumpe el circuito, un control electrónico que detecta las corrientes excesivas y que dispara al reconectador y un cable de control de conexión.

El control electrónico emite las señales que activan las funciones de disparo y cierre del reconectador. Si se detectan corrientes de falla mayores que el valor mínimo de disparo programado en una o más fases, una señal emitida por el control acciona un solenoide en el mecanismo accionador del reconectador que permite operar los resortes de disparo y abrir los contactos del interruptor.

La energía para el cierre y la fuerza necesaria para cargar los resortes de disparo las suministra un solenoide de cierre alimentado por el voltaje de línea desde el lado fuente del reconectador.

También se tienen disponibles bobinas de bajo voltaje para alimentar el solenoide de cierre desde una fuente de 120 V ó 240 V CA o CC. Una vez transcurrido el período de cierre programado, el control alimenta un solenoide giratorio en el mecanismo accionador que cierra el contactor del solenoide de cierre y así conecta la bobina de cierre a su fuente de alimentación.

Las características técnicas del reconectador se presentan a continuación:

- Medio de interrupción: vacío.
  - Medio aislante: aceite mineral.
  - Voltaje nominal: 14,4 kV.
  - Voltaje máximo de diseño: 15,5 kV.
  - Frecuencia: 60 Hz.
  - Nivel básico de aislamiento (BIL): 110 kV a nivel del mar.
  - Altura máxima de operación: 1.000 m.s.n.m.
  - Nivel de aislamiento a frecuencia industrial (60 Hz).
    - Seco (1 minuto): 50 kV.
    - Húmedo (10 seg.): 45 kV.
  - Corriente continua: 560 A.
  - Corriente máxima de interrupción: 12 kA simétricos.
  - Máximo tiempo de interrupción: 0,045 segundos (2,7 ciclos).
  - Material de los bushings: porcelana fabricada mediante proceso húmedo.
  - Distancia de fuga de los bushings: 17" (pulgadas).
  - Norma: ANSI C37.60.
  - Los 3 polos deben operar simultáneamente accionados por un mecanismo de resortes controlados por un solenoide.
  - El cierre de los contactos y carga de resortes de apertura será operado por el solenoide de 14,4 kV.
  - El solenoide estará conectado internamente entre 2 fases del lado de la fuente a través de un contactor adecuado para el efecto.
- El reconectador intellirupter se presenta en la **figura 2.7** y se encuentra instalado a lo largo de la red de media tensión, el equipo está conformado por 3 actuadores magnéticos que operan las botellas de vacío en forma independiente. Hay 3 tipos de operaciones: operación de cierre, de apertura y de pulso. En la operación de pulso el equipo prueba de a una cada fase.



**Figura 2.7 Reconectador por pulso intellirupter [11]**

La prueba por pulso consiste en un cierre y una apertura muy rápida entre 3 a 8 milisegundos. El cierre es controlado, es hecho 118 grados después de que el voltaje en el lado fuente pasa por cero. Con esto, la energía en cada prueba es del 2% de la energía media de cada prueba que haría un reconectador convencional.

En la **figura 2.8** se presenta la apertura y cierre de un reconectador convencional ante la presencia de un evento de falla.

#### Reconectador convencional



**Figura 2.8 Magnitud de la corriente en un reconectador convencional [11]**

A diferencia de un reconectador convencional, el reconectador intellirupter no estresa los componentes de la red en la prueba de reconexión, en la **figura 2.9** se observa la magnitud de corriente con la que se realiza la prueba.

## Reconectador por pulso

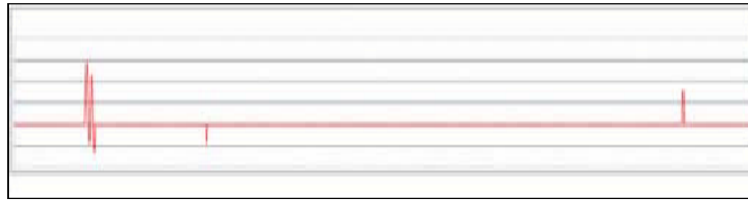


Figura 2.9 Magnitud de la corriente en un reconectador con pruebas de pulso [11]

Comparando las dos figuras se aprecia el impacto que la magnitud de corriente de falla puede tener en la red.

Una vez realizado este pulso, los sensores informan al procesador de datos la magnitud de corriente que circuló. El procesador del equipo intellirupter haciendo uso de un algoritmo, determina si ese crecimiento de corriente en el tiempo que se registró durante el pulso, corresponde a una corriente de falla o a la corriente de carga pre falla. En ese momento toma la decisión de cerrar esa fase y comenzar a pulsar la siguiente, o bien esperar un tiempo programado y realizar otro pulso.

En la **figura 2.10** se presenta una oscilografía realizada por el reconectador intellirupter ante la presencia de una falla permanente.

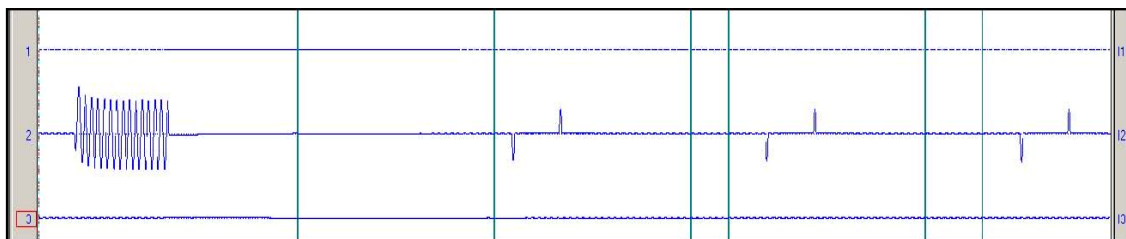
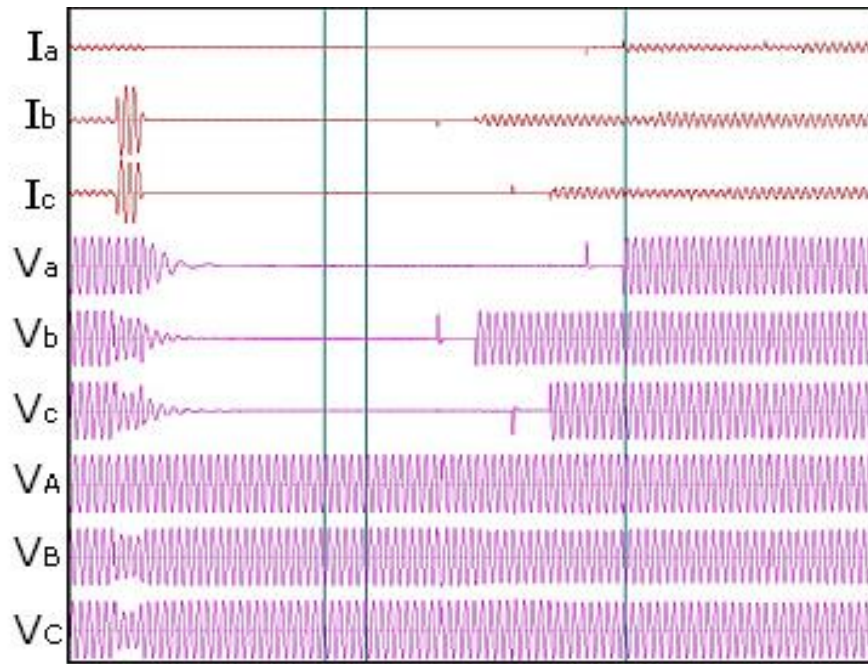


Figura 2.10 Pruebas de un reconectador por pulso en línea con falla permanente [14]

La onda muestra la falla inicial más varios pulsos para probar la línea, como la falla está presente el Intellirupter no cierra y queda abierto.

La **figura 2.11** presenta las oscilografías registrada por un reconectador intellurupter ante la presencia de una falla temporal.



**Figura 2.11 Pruebas de un reconectador por pulso en línea con falla temporal [14]**

El equipo intellirupter interrumpe una falla de aproximadamente 2.800 A en las fases b y c, después un pulso automático inicia la prueba de la línea.

La fase b tiene la más alta corriente (2.870 A) así que es el primero en recibir el pulso. No hay falla así que la fase b se cierra.

La fase c tiene la segunda corriente más alta de falla (2.462 A) es la siguiente en pulsar, no ve falla cierra.

Después la fase a que sólo tenía 168 A durante la falla, sólo pulsa y cierra. La falla temporal es despejada y el servicio es restablecido.

Las características técnicas del reconectador intellirupter se presentan a continuación:

- Capacidad de corriente continua de 630 amperes.
- Capacidad de interrupción de falla 12.500 amperes.

- Capacidad de por lo menos 10.000 operaciones mecánicas de apertura-cierre.
- Componentes:
  - Transformadores de corriente.
  - Transformadores de tensión.
  - Pararrayos.
  - Cuchillas.
  - Cámaras de interrupción.
  - Indicador de posición (abierto/cerrado).
  - Bloqueo para línea energizada.
  - Bloqueo del disparo a tierra.
  - Módulo de memoria.
  - Unidad de control.
  - Unidad de comunicaciones.
  - Gps.
  - Comunicación con el SCADA vía:
    - ❖ Red Wan de radio o fibra óptica.
    - ❖ Protocolo DNP.

En la **figura 2.12** se aprecian como se ingresa y retira los módulos de comunicación y control en un reconectador intellirupter.



**Figura 2.12 Módulos de control y comunicaciones de un intellirupter [11]**

La **figura 2.13** presenta la comunicación vía WiFi del equipo intellirupter con la persona que lo opera desde el vehículo estacionado a un máximo de 150 pies (45 mts).



**Figura 2.13 Comunicación vía Wifi con el intellirupter [11]**

#### **2.4. Estructura orgánica de la empresa de distribución de Guayaquil**

La Distribuidora de Guayaquil para atender el suministro de electricidad a los usuarios finales cuenta con el Departamento de Operación, el Departamento de Mantenimiento, el Departamento de Alumbrado Público y el Departamento de Ingeniería y Construcciones. El diagrama de flujo de la estructura de la Dirección de Distribución se encuentra en el **Anexo 12**.



### 2.4.1. Departamento de Operación del Sistema de Distribución.

Este departamento se encarga de la operación del sistema de distribución y es administrado por el líder de operación del sistema y está dividido en las siguientes secciones:

- Sección Redes de Operación.

Para la atención de la operación de las redes la ciudad se divide en 4 sectores: sur, centro, norte y vía a la costa.

Está conformado por 3 ingenieros de operación, 4 asistentes técnicos y 4 supervisores los que están a cargo de 16 cuadrillas de redes energizadas de las cuales 8 cuadrillas tienen un solo turno y 8 cuadrillas tienen turnos rotativos. Las cuadrillas están integradas por 1 capataz, 2 técnicos o linieros y 1 chofer.

En esta sección se realizan maniobras, reparación de la red, cuentas de obra, extensión de redes, instalación de interruptores, regeneración urbana, obras municipales y mantenimiento correctivo en general.

- Sección Guardia Permanente.

En esta sección existen 33 grupos de trabajo de los cuales 11 grupos de trabajo en el horario de 8h00 a 16h00, 11 grupos de trabajo en el horario de 16h00 a 24h00 y 2 grupos de trabajo en el horario de 24h00 a 8h00. Los 9 grupos de trabajo restantes se encuentran en turnos rotativos necesarios para suplir la falta de cualquier grupo de trabajo en cualquier turno.

Los grupos de trabajo atienden las quejas en función de las zonas a las que pertenecen, en donde dependiendo del horario de trabajo se atienden de acuerdo con la **tabla 2.4**.

**Tabla 2.4 Zonas y horarios de atención de los grupos de trabajo [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

HORARIO	ZONAS	
8h00 a 16h00	6 zonas Norte	Carretero, Perimetral, Chongón, Alborada, Norte y Monte Sinaí.
	5 zonas Sur	Centro, Sur, Oeste, Guasmo y Trinitaria
16h00 a 24h00	6 zonas Norte	Carretero, Perimetral, Chongón, Alborada, Norte y Monte Sinaí.
	5 zonas Sur	Centro, Sur, Oeste, Guasmo y Trinitaria
24h00 a 8h00	2	Amanecida Norte y Amanecida Sur

En el Call Center del área comercial se reciben todas las quejas por falta de energía eléctrica, excepto las que no tengan que ver por falta de pago o daños en el medidor, las quejas son trasladadas a la central de radio del Departamento de Operación del Sistema, desde donde son atendidas por la Sección de la Guardia Permanente mediante los tramite SAR (Servicio de Atención de Reclamos) el mismo que se realiza vía radio.

Los grupos de trabajo de la guardia permanente atienden a las quejas de falta de servicio de energía en la ciudad, las cuales se reparan de manera inmediata y los trabajos de restablecimiento de energía que conlleven más trabajo de arreglo de las redes se lo transfieren a la Sección de Redes de Operación.

- Sección Centro de Operación, Monitoreo y Control SCADA.

El Centro de Operación y Control está conformado por 1 especialista y 12 profesionales. Adicionalmente existe 1 profesional que realiza funciones de integración remota de equipos al sistema SCADA. Los técnicos del centro de operaciones despachan y dan seguimiento a los reclamos técnicos que atiende la guardia permanente.

En esta sección se planifica y coordina maniobras de operación, actividades de monitoreo, registro y análisis de información del sistema de distribución eléctrica. Se elaboran programas de

operación alineados al cumplimiento de normativas y disposiciones del ente regulador pertinente.

Se realiza el registro y análisis de información y parámetros de operación del sistema eléctrico para verificar el estado de funcionamiento, operatividad y continuidad del servicio.

Ejecución de maniobras remotas realizadas desde el Centro de Operación y Control, para garantizar el estado de funcionamiento, operatividad y continuidad del servicio.

Revisar y validar las solicitudes de consignación y en caso de ser necesario, emitir las fichas de maniobra respectivas.

Ejecutar los planes de contingencia definidos para reparar y restablecer el suministro de energía eléctrica.

Realizar simulaciones de operación del sistema eléctrico que permitan comprobar el funcionamiento y aplicar medidas correctivas para el restablecimiento del suministro de energía eléctrica.

- Sección Subestaciones.

En esta sección se realiza el mantenimiento y la operación de las subestaciones de la siguiente manera.

El mantenimiento predictivo de las subestaciones está conformado por todas las pruebas que se realizan con cierta periodicidad, como las pruebas termográficas y pruebas de gases de los transformadores de poder.

El mantenimiento preventivo de las subestaciones se realiza con regularidad, se realizan las siguientes actividades, como el mantenimiento de los reconectores, limpieza de los aisladores o el

reajuste de las conexiones de los elementos presentes en las subestaciones.

En la operación de subestaciones, es donde se atiende cualquier falla presente en las subestaciones.

La Sección de Subestaciones tiene 4 cuadrillas, cada una cuenta con 1 capataz y 3 técnicos, en donde uno de los técnicos hace las veces de chofer. Con estas cuadrillas se atiende el mantenimiento y operación de las subestaciones.

Las 41 subestaciones de distribución son manejadas por los operadores de las subestaciones que trabajan en turnos de 8 horas, las 24 horas al día, los 7 días de la semana. Estos operadores realizan las maniobras que no se puedan realizar con el SCADA y reportan novedades en la operación de la subestación.

#### **2.4.2. Departamento de Mantenimiento del sistema de distribución.**

Este departamento se encarga del mantenimiento preventivo y predictivo de la red de distribución, se encuentra administrado por el líder de mantenimiento el mismo que tiene a su cargo 8 ingenieros de mantenimiento que se encuentran distribuidos en dos secciones:

- **Sección de Mantenimiento de Equipos Energizados.**

Es coordinado por un especialista de mantenimiento, el mismo que tiene a cargo a 3 ingenieros de mantenimiento con su respectivo inspector para atender a toda la ciudad, los mismos que manejan 8 grupos de trabajo.

Un ingeniero de mantenimiento se encarga de la puesta en marcha de los equipos de protección en media tensión tales como reconectores y mantenimiento de interrupter y sacada mate.

Un ingeniero encargado de los procesos contractuales.

El mantenimiento preventivo y mantenimiento predictivo se realiza mediante inspecciones visuales de la red y estudios de termografía en línea de media y alta tensión. En las inspecciones visuales se pueden determinar la presencia de ramas, falta de estribos, transformador arrojando aceite, seccionador portafusible dañado, presencia de aves en la línea, necesidad de elevar la extensión tipo pin, banco de capacitores en mal estado.

Adicionalmente realizan el mantenimiento de las líneas de subtransmisión y otras directrices que les asigne el líder de mantenimiento como por ejemplo el cambio de conductores.

- Sección de Mantenimiento de Redes.

Es coordinado por un especialista de mantenimiento y tiene a cargo tres ingenieros y un inspector con 5 cuadrillas, existen tres carros canasta y dos camionetas.

En la Sección el Mantenimiento de Redes se realiza el mantenimiento de transformadores y redes de baja tensión, el mantenimiento de transformadores de distribución en cuartos eléctricos, regeneraciones urbanas o en postes. Los trabajos de mantenimiento que más se realizan son división de circuito, cambio de transformadores por mal estado, cambio de redes aéreas de baja tensión por preensambladas, cambio de redes en baja tensión soterrada, limpieza de cuartos eléctricos, pruebas de carga en transformadores, mejoras en las redes subterráneas de media tensión y próximamente la restitución de gabinetes de media tensión con fusibles S&C por seccionadores con protección de aislamiento sólido.

Los grupos de trabajo están conformados de la siguiente manera:

- Carro canasta: 1 Capataz, 2 Técnicos o Linieros, 1 Chofer.
- Camionetas: 2 Técnicos o Linieros y 1 Chofer.

Adicionalmente el área de mantenimiento cuenta con 2 digitadores para realizar las solicitudes a bodega y las ordenes de trabajo.

### **2.4.3. Departamento de Alumbrado Público.**

En el Departamento de Alumbrado Público (SAP) se atienden las quejas de alumbrado público e instalación de nuevos sistemas de alumbrado y están bajo la administración del líder de alumbrado público.

El SAP está conformado por 3 coordinadores para atender a 8 zonas en las que se encuentra dividida la ciudad de Guayaquil, las zonas son las siguientes: Zona Alboradas, Zona Centro-Norte, Zona Vía a Daule 1, Zona Vía a Daule 2, Zona Vía a Daule 3, Zona Vía a la Costa, Zona Sur Guasmo y Zona Oeste.

El área operativa del SAP cuenta con 12 grupos de trabajo divididos por 5 carros canasta y 7 camionetas. Los carros canasta cuentan cada uno de ellos con una cuadrilla conformada por 1 capataz, 1 liniero y 1 chofer. Las camionetas están conformadas por 1 liniero y 1 chofer.

Las quejas para la reparación de luminarias existentes o requerimientos de iluminación de sectores de la ciudad se receptan a través del Call Center, noticieros, correos, oficios etc.

El trabajo administrativo y operacional se encuentra dividido entre los ingenieros y supervisores, los mismos que además de hacer revisiones de campo se encargan de elaborar presupuestos de ser el caso.

- Procedimiento de atención de reclamo.  
Dependiendo de la plataforma usada para la atención de reclamos ya sea en el sistema de atención de reclamos (SAR) o sistema integrado de

quejas (SIQ), el encargado recibe las quejas durante el transcurso del día y procede a la impresión con un plano como referencia para ubicación.

Una vez impresas todas las quejas del día, el técnico digitador reparte los reclamos a los responsables de las 8 zonas, estos últimos deben revisar las quejas y elaborar la solicitud de materiales vía Portal CG-WEB, el cual una vez elaborado automáticamente entra a bandeja en la bodega de materiales “Ceibos” para que el bodeguero proceda al despacho de materiales.

El responsable de cada zona entrega al capataz de cada cuadrilla las quejas, para que éste último se acerque a la bodega de materiales a retirar los materiales asignados para la ejecución de las quejas de ese día. Al final de la jornada laboral el capataz de la cuadrilla devuelve las órdenes ejecutadas a su respectivo superior para que proceda a su respectiva revisión. Una vez revisadas, las quejas terminadas se entregan al digitador para ser ingresadas en el SAR.

En caso de no haber culminado la labor, o de quedar algún trabajo pendiente, se termina el reclamo SAR y se abre un reclamo SIQ, el mismo que dará continuidad a la queja terminada y dicho reclamo se entregará al responsable de cada zona para su próxima programación.

- Procedimiento de ejecución de cuentas de iluminación.

Para elaborar una cuenta de mejora de iluminación es necesario una motivación del cliente vía carta, luego el supervisor de la zona debe verificar en el sitio y comprobar la solicitud del cliente de que efectivamente es necesario el incremento o mejora de iluminación en el sector, una vez verificado y aprobado por el supervisor de la zona se procede a elaborar un presupuesto y diseño del gráfico, luego de esto se hace el requerimiento y se lo envía al área de diseño y presupuesto para su aprobación y asignación de un número de cuenta.

Una vez aprobado el requerimiento por parte del área de diseño y presupuesto, se devuelve al departamento de alumbrado con su respectivo número de cuenta asignado (BWA-00-00 (000)), datos que serán registrados por el digitador en el sistema de quejas (antiguo sistema de quejas) y se procede de acuerdo a los procedimientos anteriores similar a una queja de mantenimiento correctivo (SAR – SIQ).

El SAP cuenta con un taller de reparación de luminarias, en donde se da el mantenimiento a las luminarias averiadas y cuentan con un pequeño stock de materiales para poder ser cambiados los elementos averiados de las luminarias que llegan a dicha área. El responsable de cada zona solicita al supervisor de taller la cantidad de luminarias repotenciadas o reparadas que se van a necesitar por zona con su respectivo número de orden o reclamo.

#### **2.4.4. Departamento de Ingeniería y Construcciones.**

Está conformado por 5 secciones: Estudios Eléctricos, Diseños, Construcciones, Zonas Periféricas y Sistema de Información Geográfica.

- **Sección Estudios Eléctricos.**

La sección está conformada por 11 ingenieros en electricidad y un tecnólogo, tiene como productos y servicios, la elaboración de los diseños y presupuesto de la expansión del sistema eléctrico de la ciudad de Guayaquil a partir de 13,8 kV, realiza el análisis del sistema eléctrico de potencia y participa en los procesos de contratación de nuevas obras promovidas por la empresa distribuidora.

A los usuarios de media y alta tensión mayores a los 1.000 kW se les otorga la factibilidad de nuevos servicios, se revisa y aprueban de ser el caso los nuevos proyectos y se elaboran diseños y presupuestos por pedido de los usuarios del servicio eléctrico.



- Sección Diseños.

Se encarga de aprobar y diseñar los proyectos de electrificación (FERUM) que van a ser construidos en el sistema de distribución de Guayaquil.

Está conformada por el área de Consultas con 8 funcionarios, en donde se receptan todos los diseños de proyectos particulares menores a 1000 kW y se aprueban de ser el caso una vez que se han revisado.

El área de Diseño de Redes cuenta con 12 funcionarios, en donde se realizan los diseños de los proyectos de electrificación del FERUM, proyectos de urbanizaciones, ciudadelas y mejoras del sistema de distribución en general.

El área de Diseño de Regeneración Urbana cuenta con 9 funcionarios, donde se ejecutan los diseños de los proyectos de cambio de redes de distribución aérea por subterránea cuyos planes están dentro de la regeneración urbana del Municipio.

- Sección Construcciones.

En esta sección se realizan las obras civiles para el mantenimiento y construcción de ductos subterráneos, bóvedas. Además, se ejecutan las instalaciones y retiros de postes de hormigón o metálicos para los sistemas de distribución, alumbrado público y subtransmisión.

El requerimiento de trabajos sobre postes, bóvedas, ductos o cajas de paso son generadas desde las áreas de: Call Center, Mantenimiento y Operación del Sistema, como también de Alumbrado Público.

La sección de construcciones cuenta con 50 funcionarios conformados por 5 profesionales, 2 supervisores, 4 capataces, 15 parapostes, 6 choferes, 1 operado de grúa, 3 albañiles, 3 soldadores, 3 ayudante de soldadores, 2 pintores, 3 oficinistas y 3 herreros.

El área operativa de la sección construcciones cuenta con 4 cuadrillas compuestas cada una de ellas por: 1 capataz, 4 parapostes y 1 chofer para instalación y retiro de postes. Adicionalmente 1 cuadrilla compuesta de un chofer y 3 albañiles destinada para la fabricación de ductos subterráneos, bóvedas y cajas de paso.

- Sección de Redes de Zonas Periféricas.

La sección cuenta con tres áreas a cargo de un especialista, estas son:

- La ejecución de proyectos de extensión de redes de distribución del FERUM donde trabajan 2 profesionales en la administración y fiscalización de estos contratos y cuyos diseños son realizados en el área del mismo nombre.
- La administración y fiscalización de proyectos de construcción de líneas de media tensión y subtransmisión, con diseños realizados en el área de Estudios Eléctricos.
- El área de infraestructura se encarga de la administración de los contratos de alquiler de postes con las compañías de telecomunicaciones, está conformado por 1 profesional y 5 técnicos.

- Sección Sistema de Información Geográfica.

La sección tiene como misión administrar el sistema de información geográfica de la Distribuidora de Guayaquil. Proponer las directrices a seguir para el mantenimiento, actualización y control de la información de las redes de subtransmisión, primaria, secundaria y medidores del área de concesión. Esto con el propósito de poner a disposición una herramienta de gestión para los diferentes departamentos de la distribuidora.

El sistema de Información geográfica tiene como objetivo principal tener una plataforma gráfica con la información de la red de distribución registrada y actualizada de acuerdo a lo existente en sitio.

Para mantener actualizada la información ingresada y gestionar el SIG, la Sección del SIG se divide en tres procesos:

- Proceso de actualización y control de calidad de la información de la red de distribución ingresada al SIG conformado por 5 profesionales y 4 técnicos.
- Proceso de actualización y control de calidad de la información de la cartografía ingresada al SIG conformado por 1 profesional y 2 técnicos.
- Proceso de análisis y gestión de datos del SIG conformado por 1 profesional.

## **2.5. Problemas frecuentes de la red de distribución de Guayaquil**

La Distribuidora de Guayaquil opera el sistema de distribución para garantizar en todo momento suministro de electricidad a sus usuarios con calidad y continuidad. La operación del sistema de distribución comprende todas las actividades necesarias para garantizar dicha calidad y continuidad, así como la correcta coordinación de las áreas de operación y mantenimiento de la distribuidora, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente.

El sistema eléctrico de la Distribuidora de Guayaquil ha experimentado un crecimiento muy rápido en los últimos años, respecto a la demanda de energía, lo que obliga a un incremento o acondicionamiento de las infraestructuras que permita cubrir los requerimientos de los usuarios del servicio.

Sin embargo, los costos que conlleva el incluir más elementos de infraestructura a la red con la misma velocidad de lo que se necesita provocan que se produzcan inconvenientes en la operación de la red de distribución.

Los problemas más frecuentes que se presentan en la operación de la red de distribución de Guayaquil son los siguientes:

- Falta en varios puntos del sistema de 13,8 kV el equipamiento de protección con tecnología de punta para reducir el impacto y tiempo de duración de las fallas que se producen en la red.
- Falta de personal operativo para completar los actuales grupos de trabajo considerando retiros voluntarios, jubilaciones patronales y renunciaciones.
- Falta de profesionales para completar la estructura de las áreas que dan operación y mantenimiento a la red de distribución.
- La cantidad y crecimiento acelerado de las ramas que topan las líneas, lo que incide en los indicadores de calidad.
- Imposibilidad de laborar con líneas energizadas por parte de cierto personal operativo de acuerdo a las funciones descritas en sus manuales de función.
- La regulación No. ARCONEL 005/18 no califica una desconexión por fauna, vientos, descargas atmosféricas como caso fortuito, esto afecta en los indicadores de calidad [3].
- La regulación No. ARCONEL 004/18 dispone que la distribuidora ejecute los trabajos hasta el punto de entrega para atender nuevos suministros, lo que implica labores adicionales que cumplir por parte de los grupos de operación y mantenimiento para suministrar energía a nuevos clientes. Esto conlleva la necesidad de incrementar las cuadrillas de trabajo con la contratación del personal y carros canasta [15].
- Por cumplir la vida útil existen rupturas de tramos de los hilos de guarda en las líneas a 69 kV.
- Contactos accidentales de personas con líneas energizadas en cercanía de fachadas de edificios y obras en construcción.

- Existencia de parque automotor incluido los carros canasta que han cumplido su tiempo de vida útil.

El operador de la red de distribución deberá superar estos inconvenientes con miras a la modernización y automatización del sistema de distribución atendiendo a los requerimientos de la siguiente manera:

- Adquirir reconectores para la automatización de la operación y restauración del suministro de energía eléctrica, para reemplazar a los interruptores manuales de media tensión que han cumplido su vida útil.
- Adquisición de identificadores de falla de media y alta tensión.
- Automatizar del sistema de distribución mediante la dotación de seccionadores motorizados a nivel de 69 kV para mejorar la calidad del suministro de energía.
- Compra de vehículos para reemplazar a los que han cumplido con su vida útil.
- Homologar los manuales de funciones de los linieros para labores con líneas energizadas.

## 2.6. Índices de interrupción de la distribuidora

Previa a la determinación de los índices de interrupción se definen conceptos asociados [3].

**Calidad del producto:** Atributo de la calidad del servicio relacionado con la forma en la que las señales de voltaje son entregadas por la distribuidora, y que se caracteriza, entre otros, por el nivel de voltaje, perturbaciones rápidas de voltaje y armónicos.

**Calidad del servicio comercial:** Atributo de la calidad del servicio relacionado con la atención al consumidor final prestado por la distribuidora, y que se caracteriza, entre otros, con los tiempos de atención a nuevos suministros,

resolución de reclamos, reposición del suministro, la adecuada facturación y la percepción de satisfacción por el servicio de energía eléctrica por parte de los consumidores.

**Calidad del servicio técnico:** Atributo de la calidad del servicio relacionado con la continuidad con la que se prestará el servicio de energía eléctrica, y que se caracteriza por la frecuencia y la duración de las interrupciones de suministro.

Tanto para el cálculo de los índices globales, así como los indicadores individuales definidos para la evaluación de la calidad de servicio técnico, en cada una de las interrupciones se deberá tener la siguiente información:

- Fecha, hora de inicio y hora de finalización de la interrupción.
- Duración, causa y origen de la interrupción.
- Potencia nominal (kVA) desconectada por la interrupción.
- Número e identificación de los consumidores afectados por la interrupción.
- Equipos operados a consecuencia de la interrupción.

Todas las interrupciones deberán ser registradas de acuerdo a los siguientes atributos:

- Por su duración.
  - Breves: de duración igual o menor a tres (3) minutos.
  - Largas: de duración mayor a tres (3) minutos.
- Por su origen.
  - Internas: originadas en el sistema de distribución de la distribuidora y de responsabilidad de la empresa de distribución.

- Externas: originadas por un generador, por el transmisor, por suspensiones generales del servicio, por otra distribuidora o por un consumidor.
- Por su causa.
  - Programadas: Mantenimiento, ampliaciones, mejoras, maniobras, otras.
  - No programadas: Climáticas, ambientales, fallas en la red eléctrica, terceros, otras.

Interrupciones a ser consideradas.

Para el cálculo de los índices e indicadores de calidad de servicio técnico, se considerarán todas las interrupciones con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo todas las interrupciones internas y externas, programadas y no programadas. Se excluyen únicamente las siguientes:

- Interrupciones debido a suspensiones generales del servicio.
- Interrupciones debido a eventos de fuerza mayor o caso fortuito.
- Interrupciones de un consumidor en particular causadas por fallas de sus instalaciones, siempre y cuando aquellas no afecten a otros consumidores
- Interrupciones externas calculadas individualmente con la ecuación (2.4) que como resultado se obtenga un valor mayor o igual de 25 minutos de  $TTIK_i$ . Este tipo de interrupciones serán tratadas individualmente, a fin de determinar las causas y responsables, en caso que corresponda.

Determinación del tipo de alimentador se realizará conforme a lo siguiente:

$$TA = (kVA_{inst j} / km_j) \quad (2.1)$$

Donde:

- $TA$  : Tipo de alimentador (kVA/km).
- $kVA_{inst j}$  : Potencia nominal instalada total de los transformadores de distribución del alimentador "j", expresado en kVA.
- $kmj$  : Sumatoria de la longitud de línea monofásica, bifásica y trifásica del alimentador "j", expresado en km.

**Tabla 2.5 Definición de tipo de alimentador [Fuente: ARCONEL] [3]**

Tipo de alimentador	Valor
Baja densidad	$TA < 50$
Alta densidad	$TA \geq 50$

Criterio para el cálculo de kVA desconectados.

Se consideran todas las interrupciones que se presenten a lo largo de todo el alimentador de media tensión (MV); así como las interrupciones que se produzcan en los bornes de baja tensión (BV) de todos los transformadores de distribución (MV/BV). Para este último tipo de interrupciones, en caso de transformadores trifásicos que no queden totalmente desconectado, el valor de kVA fuera de servicio debe ser considerado como:

- El valor trifásico dividido para tres (3), para interrupciones producto de fallas monofásicas.
- El valor trifásico multiplicado por dos tercios (2/3), para interrupciones producto de fallas bifásicas.

Los indicadores a calcularse son los siguientes:

- **Frecuencia media de interrupción (FMIK)**, el cual representa el promedio de veces que cada kVA nominal instalado sufrió una interrupción de servicio, durante el período de control (mensual o anual), calculado de la siguiente manera:

$$FMIK_i = (kVA_i) / (kVA_{Ti}) \quad (2.2)$$



$$FMIK = \sum_i FMIK_i \quad (2.3)$$

- **Tiempo total de interrupción (TTIK)**, el cual representa el tiempo promedio, expresado en horas, en que cada *kVA* nominal instalado estuvo fuera de servicio, durante el período de control (mensual o anual), calculado de la siguiente manera:

$$TTIK_i = (kVA_i * t_i) / (kVA_{Ti}) \quad (2.4)$$

$$TTIK = \sum_i TTIK_i \quad (2.5)$$

Donde:

*FMIK<sub>i</sub>*: Frecuencia media de interrupción por *kVA* nominal instalado por interrupción.

*TTIK<sub>i</sub>*: Tiempo total de interrupción por *kVA* nominal instalado por interrupción.

*kVA<sub>i</sub>*: *kVA* nominales fuera de servicio en el sistema de distribución debido a la interrupción *i*.

*kVA<sub>Ti</sub>*: *kVA* nominales instalados en la red o alimentador registrados en el instante de la interrupción *i*

*t<sub>i</sub>*: Tiempo de duración de la interrupción *i*, en horas.

Los valores máximos admisibles de los índices globales de calidad del servicio técnico, para un período de evaluación de doce (12) meses continuos del año calendario (de enero a diciembre), tendrán los límites que se muestran en la **tabla 2.6**.

**Tabla 2.6 Límites para los índices FMIK y TTIK [Fuente: ARCONEL] [3]**

Índice	Red	Alimentador	
		Alta densidad	Baja densidad
<i>FMIK</i>	6,0	7,0	9,5
<i>TTIK</i>	8,0	10,0	16,0

Indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Index) mide el tiempo de la duración de la interrupción, está relacionado con la ubicación de falla, con la intensidad de la falla y los recursos disponibles para la reposición como: cuadrillas, vehículos, materiales, medios de comunicación, además las vías de acceso, la longitud de redes, etc.

Indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) mide la frecuencia de ocurrencia de las interrupciones en las instalaciones eléctricas de los sistemas eléctricos, ante las fallas en los componentes, maniobras e indisponibilidades que afectan a los sistemas eléctricos.

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n t_i * u_i}{N} \quad (2.6)$$

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n u_i}{N} \quad (2.7)$$

Donde:

$t_i$ : Duración de cada interrupción.

$u_i$ : Número de usuarios afectados en cada interrupción.

$n$ : Número de interrupciones del periodo.

$N$ : Número de usuarios del sistema eléctrico al final del periodo.

A continuación, se presenta la estadística registrada en la Distribuidora de Guayaquil desde *enero del 2018 a mayo del 2019*, con respecto al número, tiempo y causas de las interrupciones, se destacan los valores registrados en todo el sistema y en las alimentadoras que serán sujeto de análisis.

### 2.6.1. Número de eventos

El número de interrupciones de acuerdo a las causas se presentan en la **figura 2.14**, las barras representan los valores totales del sistema y la curva los valores registrados en todas las alimentadoras de 13,8 kV que serán objeto de nuestro estudio más adelante. El número total de interrupciones en el sistema eléctrico Guayaquil es de 4.370 veces y el número total de interrupciones en las alimentadoras en estudio es de 310 veces.

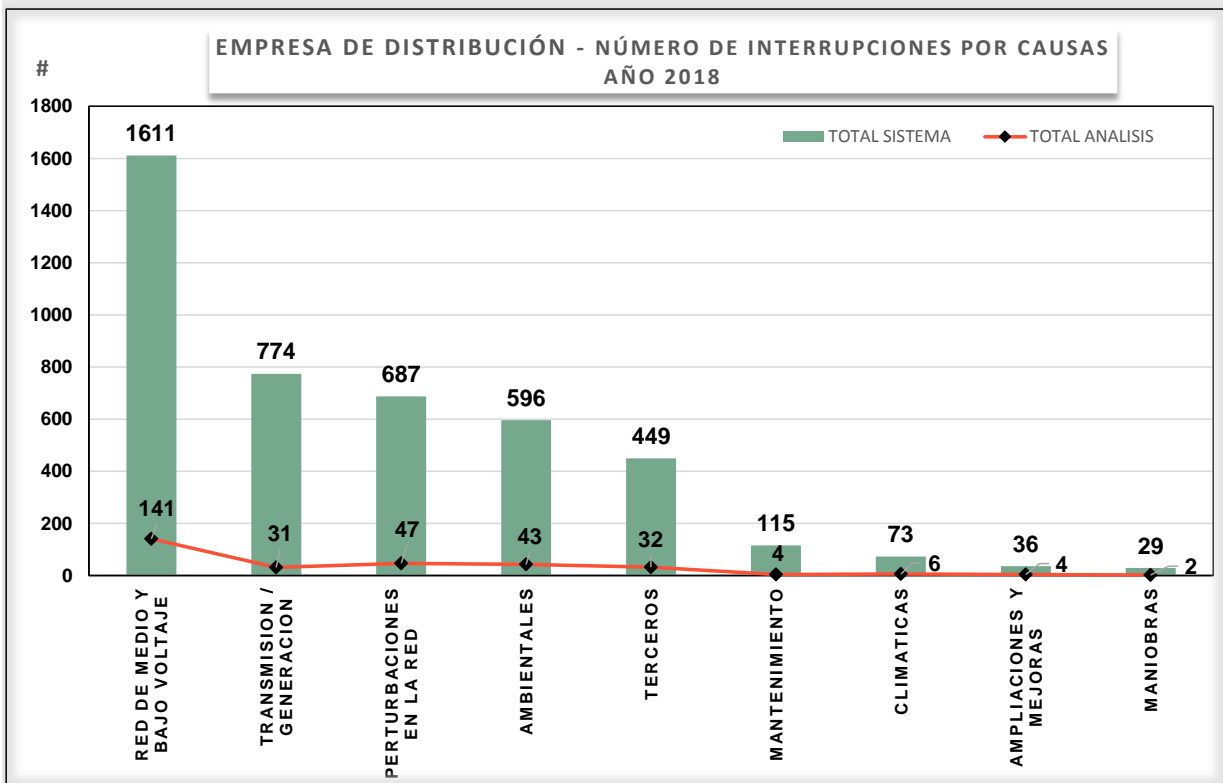


Figura 2.14 Número de interrupciones [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]

### 2.6.2. Tiempo de duración de las fallas

El tiempo que han durado las interrupciones de acuerdo a las causas se presenta en la **figura 2.15**, las barras representan los valores totales del sistema y la curva los valores en las alimentadoras de 13,8 kV que serán automatizadas. El tiempo total de interrupciones en el sistema eléctrico Guayaquil es de 7.846 horas y el tiempo total de interrupciones en las alimentadoras en estudio es de 794 horas.

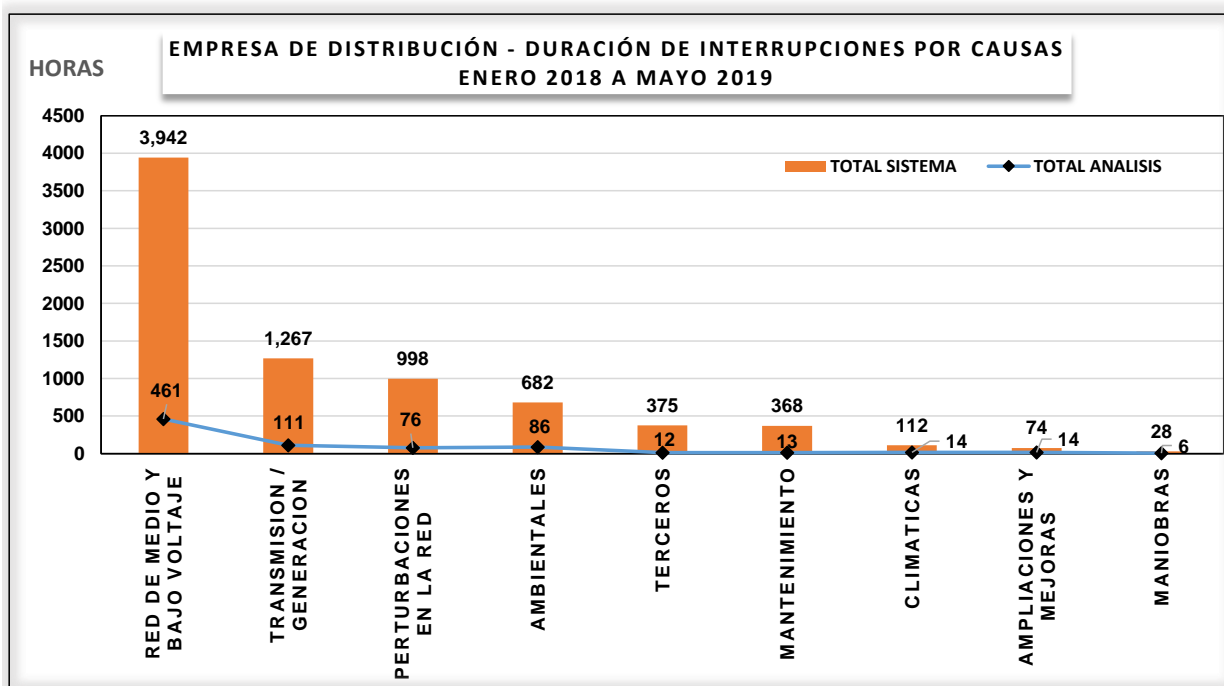


Figura 2.15 Tiempo de interrupciones [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]

### 2.6.3. Causas de las fallas

Las características de una falla son diferentes cada vez que ocurren debido a las causas que lo producen, en la **tabla 2.7** se define las causas que producen las interrupciones.

Tabla 2.7 Definición de las diferentes causas de falla [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]

CAUSA DE INTERRUPCIÓN	CATÁLOGO DE INTERRUPCIONES
AMBIENTALES	Árboles (sin incluir podas).
	Corrosión/sulfatación.
	Deslizamiento de tierra/falla geológica.
	Incendio no ocasionado por falla eléctrica.
	Inundación.
	Materiales llevados por el viento (cometas, ramas, plásticos, etc.).
MANIOBRAS	Operaciones sin tensión.
	Tentativas de restablecimiento de servicio.
AMPLIACIONES Y MEJORAS	Programadas por mejoras o remodelaciones de las redes.
	Programadas por ampliaciones.
CLIMÁTICAS	Lluvia.
	Viento fuerte.
MANTENIMIENTO	Programadas para mantenimiento preventivo.
	Programadas para mantenimiento correctivo.

	Programadas para transferencias de cargas.
RED DE ALTO VOLTAJE/RED MEDIO VOLTAJE/RED BAJO VOLTAJE	Alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia (sobrecarga, oscilación de potencia y variaciones de voltaje).
	Diseño, instalación o construcción.
	Falla en operación de equipamientos.
	Falla de equipamiento, materiales y accesorios.
	Falla humana.
	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.
	Protección, medición, supervisión y control.
PERTURBACIONES EN LA RED	Falla de equipamiento, materiales y accesorios.
	Estabilidad al sistema propio de la distribuidora, que incluyen alteraciones técnicas en voltaje, corriente o frecuencia.
	Otros.
TRANSMISIÓN/GENERACIÓN	EXTERNA NO PROGRAMADA.
TERCEROS	Choques de vehículos.
	Daño o interferencia accidental de particulares.
	Daño o interferencia accidental por trabajos de otras empresas de servicios o sus contratistas.
	Daños o interferencia intencional.
	Falla en equipamiento y/o instalaciones de consumidores de otros concesionarios.
	Fallas, errores de operación en equipamientos, instalaciones de consumidores o de otros concesionarios.

En la **tabla 2.8** se muestra el número de veces que han ocurrido fallas de acuerdo al tipo de evento, período de enero 2018 a mayo 2019.

**Tabla 2.8 Número de interrupciones de acuerdo a la causa que lo produce [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

CAUSA DE LA INTERRUPTIÓN	TOTAL ANÁLISIS		TOTAL ANÁLISIS	TOTAL SISTEMA		TOTAL SISTEMA
	2018	2019		2018	2019	
Red de medio y bajo voltaje	141	0	141	1.611	0	1.611
Transmisión / generación	31	0	31	613	161	774
Perturbaciones en la red	0	47	47	0	687	687
Ambientales	28	15	43	457	139	596
Terceros	24	8	32	320	129	449
Mantenimiento	3	1	4	78	37	115
Climáticas	4	2	6	11	62	73
Ampliaciones y mejoras	4	0	4	36	0	36
Maniobras	2	0	2	5	24	29
	<b>237</b>	<b>73</b>	<b>310</b>	<b>3.131</b>	<b>1.239</b>	<b>4.370</b>

En la red de medio y bajo voltaje es donde se presentan el mayor número de fallas, la causa más importante en las desconexiones son las ambientales. Los valores del número, tiempo y energía no suministrada mensual de cada una de las 8 alimentadoras que forman parte de la red que será automatizada se encuentran en el **Anexo 13**.

# CAPÍTULO III

## 3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA INTELIGENTE

### 3.1. Introducción

Los circuitos típicos para los sistemas de distribución están limitados a unos pocos dispositivos de protección que se pueden coordinar en serie. Los dispositivos de protección y sus ajustes se deben seleccionar con mucho cuidado para garantizar que el sistema se mantenga coordinado después de la reconfiguración de un circuito. Más aún, el uso de más de una fuente alterna es poco factible porque la coordinación se vuelve extremadamente compleja.

Los nuevos equipos que se pueden instalar en la red para la protección del sistema proporcionan un gran adelanto en comparación a los utilizados en la protección convencional, hoy en día los nuevos equipos encuentran y aíslan las fallas, el interruptor de fallas es independiente del número de segmentos, es decir, se puede aplicar en circuitos que no estén en comunicación entre sí o se puede aplicar en sistemas de distribución avanzados con fuentes múltiples.

La misión de cada equipo es conservar la energía en su segmento de línea utilizando la fuente de alimentación normal, de ser posible. Cada uno de los equipos se comunica con los equipos colindantes mediante los controles que tienen en común.

Si se pierde la fuente de alimentación normal, el equipo evalúa la capacidad en exceso de todas las fuentes alternas y transfiere la carga a la primera fuente disponible que posea un nivel suficiente de capacidad, de esta manera se protege el sistema reconfigurado de las sobrecargas.

Cuando se haya restablecido el nivel de energía normal o se haya corregido la falla, el sistema regresará a su configuración normal, ya sea de manera manual o automática, o mediante el control SCADA.

### **3.2. Definición**

Una red Inteligente es una red convencional que cuenta con equipos de seccionamiento inteligentes que miden corrientes, voltajes, procesan datos y se comunican entre ellos para abrir o cerrar el seccionador más cercano a un evento. Los dispositivos inteligentes transmiten información entre ellos todo el día y cada dispositivo sabe cuanta corriente circula en todo momento, que voltaje hay en el sistema, las capacidades de las líneas y saben cuanta carga tienen las subestaciones, ellos toman la decisión cuando ocurre una falla [16].

Cuando ocurre una falla todos los dispositivos de seccionamiento más cercanos al evento se abren, los equipos de seccionamiento que interconectan alimentadores saben que carga tenían los equipos cercanos que se acaban de abrir, si la capacidad de la línea lo permite toma la decisión de cerrar y así el sistema se recupera en mucho menor tiempo que en una red convencional.

### **3.3. Características técnicas de los equipos**

Es importante definir correctamente los elementos que ingresan al sistema para que la precisión de la operación de los equipos de protección y seccionamiento sean las correctas, a continuación se dan los lineamientos para las especificaciones técnicas de los equipos inteligentes.

#### **3.3.1. Equipos de interrupción y seccionamiento**

Los equipos necesarios para la red inteligente son los reconectores o interruptores y los seccionadores especialmente los que son bajo carga, a continuación, se presentan las características técnicas de cada uno de estos equipos:

a) Interruptores de media tensión [17]

Los equipos de interrupción deben ser rápidos en la apertura de sus contactos.

El control del interruptor debe actualizar automáticamente los ajustes de protecciones en cualquier momento que el circuito se reconfigure y se debe ajustar para varias fuentes alternas.



- Especificaciones técnicas del equipo de reconexión y seccionamiento son las siguientes:
  - El sistema inteligente de interrupción de fallas será un equipo tripolar exterior incorporando interruptores en vacío.
  - Se suministrará con sensores de tensión integrados en ambos lados del reconectador.
  - Módulo de potencia integrado será alimentado de ambos lados.
  - Cuchilla con accionamiento visible.
  - Palanca de bloqueo al cierre.
  - Palanca de bloqueo de disparo a tierra.
  - Palanca para abrir y cerrar la cuchilla.
  - Palanca para abrir/cerrar/ la cámara interrupción.
  - El bastidor incluirá provisiones para el montaje y aterramiento de tres pararrayos de sobretensión en cada lado.
  - La alimentación para el control es desde una fase de un lado del reconectador.
  - El sistema inteligente de interrupción de fallas será adecuado para su aplicación en un rango de temperatura ambiente de -40°C a +40°C
  - Se realizarán los siguientes ensayos sobre el reconectador y se suministrarán los reportes de ensayos certificados:
 

Interrupción:	ANSI C37.60.2003.
Dieléctrico:	ANSI C37.60.2003.
Elevación de Temperatura:	ANSI C37.60.2003.
Breve Duración:	ANSI C37.60.2003.
Cierre Contra Fallas:	ANSI C37.60.2003.
Vida Mecánica:	ANSI C37.60.2003.
  
- Se realizarán los siguientes ensayos sobre el control, y se suministrarán los reportes de ensayo:

Descarga Electroestática:	IEC 801.2 (IEC100-4-2).
Transiente Rápido:	IEC 801.4.
Descarga Frecuencia Industrial:	ANSI C62.41.
Descarga Atmosférica:	ANSI C37.90.1.
Interferencia Radio-Frecuencia:	ANSI C37.90.2.
Interferencia Electromagnética:	FCC Parte 15 Clase B.
Compatibilidad Electromagnética:	EN 61000-4-3.
Dieléctrico:	ANSI C37.90.

- El interruptor y el actuador serán libres de mantenimiento. Serán ensayos aprobados para 10.000 operaciones mecánicas de cierre-apertura.
- Se suministrará un indicador de posición abierto/cerrado codificado por color para cada interruptor de fallas, se deberá colocar en la parte inferior del bastidor integral, que indique verde para abierto y rojo para cerrado. El indicador será fácilmente visible desde el suelo.
- Las características técnicas se presentan en la **tabla 3.1**.

**Tabla 3.1 Características técnicas del reconector de media tensión [17]**

<b>Capacidad a 60 Hz</b>				
<b>Voltaje, kV</b>			<b>Corriente, RMS</b>	
<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>	<b>BIL</b>	<b>Nominal</b>	<b>Interrupción</b>
11,43	15,5	110	630	12.500

- Los actuadores magnéticos serán capaces de abrir eléctricamente los interruptores y realizar recierres.
- El mecanismo de operación proveerá disparo tripolar de los interruptores de vacío y bloqueo tripolar.
- Se suministrará una leva externa de operación abrir/cerrar permitiendo disparo tripolar de los interruptores en vacío usando una

pértiga extensible estándar. No se requerirá alimentación para el control.

- Cuando los interruptores hayan sido abiertos por medio de la leva de abrir/cerrar, se bloqueará mecánicamente el cierre eléctrico de los interruptores por medio de los actuadores magnéticos hasta que se retorne la leva a su posición normal. La leva de abrir/cerrar tendrá provisiones para indicación o bloqueo en la posición abierto.
- Se proveerá una leva externa para permitir la aplicación manual de bloqueo de recierre para trabajos en línea viva. La leva tendrá provisiones para indicación o bloqueo en la posición activa. Se podrá retirar un bloqueo establecido manualmente únicamente a través de esta leva manual. Si la leva se opera para dar un segundo comando de remoción, esta podrá también retirar un bloqueo aplicado por SCADA o por comunicación inalámbrica.
- En la base del sistema inteligente de Interrupción se ubicará un grupo de control consistente en un módulo de control y protección y un módulo de comunicación. Los módulos serán removibles a través de un adaptador instalado en una pértiga estándar de 8 pies.
- El software de configuración requerido será suministrado con el sistema Inteligente de Interrupción y corresponderá con la última versión que exista al momento de enviar la oferta.
- Los dispositivos de comunicación autorizados permiten que se realice la configuración, operación, interrogación y mantenimiento de software del reconectador desde cualquier ubicación que tenga acceso al sistema de comunicación.
- El programa de control permitirá la selección de operación local o remota. También indicará la posición de cada interruptor, las tensiones y corrientes de fase, motivo del disparo de la fase, etc.

Cuando se seleccione la operación local, el programa de control comandará el cierre y la apertura eléctrica local de los interruptores.

- El módulo de comunicación incluirá un reloj sincronizado por sistema de posicionamiento global con una precisión de 1 milisegundo para el registro de tiempos de eventos.
- Una luz de estado en el módulo de protección y control proveerá indicación local de operación normal, conexión y desconexión, y pérdida de tensión de alimentación. La luz de estado también proveerá indicación local que la leva de abrir/cerrar se ha movido de la posición neutral a la posición abierto, de la posición abierto a la posición neutral y de la posición neutral a la posición cerrado.
- Una luz de bloqueo de recierre en el módulo de protección y control proveerá indicación local de la aplicación o remoción del bloqueo de recierre.
- Un conector hembra para antena tipo N con supresor de picos de tensión se montará en el bastidor integral para uso con una radio en aplicaciones SCADA. El conector permitirá la instalación de una antena ubicada remotamente.
- Un módulo de memoria no volátil instalado en el bastidor integral permitirá el respaldo de datos de configuración y de información específica de la unidad como el identificador del equipo, datos de calibración de los sensores y lectura del contador de operaciones. Si se reemplaza el módulo de protección y control la información específica de la unidad se cargará en el nuevo módulo y como una opción el módulo será completamente configurado automáticamente cuando se inserte en el bastidor. Los datos de calibración de los sensores y la lectura del contador de operaciones no cambiarán cuando se cargue una nueva configuración en el módulo de memoria.

- El grupo de control estándar con respaldo por batería proveerá capacidad para aplicaciones SCADA cuando se suministre con el medio de comunicación solicitado. Las baterías reemplazables por el usuario ubicadas en el módulo soportarán la operación por un mínimo de cuatro horas luego de la pérdida de tensión de línea en el sistema inteligente de Interrupción, permitiendo la maniobra de la línea muerta y comunicaciones SCADA.
- El control incluirá los siguientes elementos de protección y control:
  - Elementos de sobrecorriente tiempo simultáneos e independientes direccionales de fase, tierra, y secuencia negativa.
  - Elementos de sobrecorriente instantánea simultáneos e independientes direccionales de fase, tierra y secuencia negativa.
  - Elementos de tiempo definido simultáneos e independientes direccionales de fase, tierra y secuencia negativa.
  - Elementos de Sobrecorriente para bloqueo de recierre direccional.
  - Elementos de sobrecorriente con estrategia Inteligente de salvar fusibles.
  - Elementos de sobretensión/subtensión.
- Los elementos de protección y control permitirán coordinación en secuencia, detección de desbalance de fases y funciones de chequeo de sincronismo e incluirán un modificador de corriente de inserción de carga fría.
- Los sensores de tensión y corrientes estarán moldeados e integrados al alojamiento de los interruptores.
- Los sensores proveerán monitoreo trifásico de las corrientes de línea y monitoreo trifásico de las tensiones de línea a ambos lados del sistema inteligente de Interrupción.

- La precisión total del sistema de censado de tensión estará dentro de +/-2% a través de todo el rango de temperatura de -40°C a +40°C. La precisión total del sistema de censado de corriente estará dentro de +/-2% a través de todo el rango de temperatura de -40°C a +40°C, y lineal dentro de todo el rango de corriente de carga y de falla.

b) Seccionadores con apertura bajo carga de media tensión.

Los seccionador bajo carga debe tener sensores, control y comunicaciones, deben ser tripolar, 600 A, 13,8 kV, con operador de seccionamiento para operación remota de potencia con desconexión en medio voltaje para exteriores; gabinete de control con un conmutador con tres puertos Ethernet FX ST monomodo, 4 puertos Ethernet 10/100, 1 puerto serial para configuración, protocolo DNP 3.0., panel de control con RTU entradas y salidas digitales, soporte DNP 3.0 y IEC61850, con sistema UPS para respaldo de energía, con una batería 12V/18AH y cargador de batería. Equipo de radio del tipo SpeedNet para montar en panel, con 4 metros de cable de poder para conexión.

Los equipos deben permitir la integración del alimentador de distribución con el centro de mando, el control debe consistir en:

- El seccionador bajo carga debe tener corte visible para trabajo en sistemas SCADA, 17 kV, 600 A nominales de conducción e interrupción, 110 kV BIL, 25 kA Asim., 20 kA cierre contra fallas, con unidad de control autónoma, con funcionalidad RTU para montaje en poste.
- El módulo de control tendrá tensión de alimentación 110 Vac a 240 Vac. Además, incluirá un banco de baterías para asegurar la operación en el evento de ausencia de tensión, con una autonomía de al menos 4 horas. Este banco de baterías deberá tener la suficiente potencia para alimentar tanto al módulo de control, como al circuito de apertura y cierre del seccionador.

- Adicionalmente el módulo de control dispondrá de un puerto de comunicación con protocolo DNP 3.0, se incluirá el equipo de radio y la antena respectiva para realizar la comunicación hacia el sistema SCADA.

### **3.3.2. Equipos de comunicación**

Para la transferencia de datos entre los equipos de seccionamiento a continuación se especifican las características técnicas para los equipos de comunicación por radio y por fibra óptica

#### **a) Equipos de radio [18].**

El equipo de radio será del tipo SpeedNet que proveerá comunicación de datos puerto a puerto de alta velocidad, largo alcance para nodos de punto a punto fijos hasta 40 km de distancia. La radio incluirá:

- Banda de operación no licenciada de 902 a 928 MHz.
- Tasa de transmisión de datos rápida de hasta 650 kbps.
- La latencia de los mensajes será de 6 a 12 ms/enlace para un paquete de 300 bytes en protocolo DNP.
- Control de potencia adaptable, limita la máxima y mínima potencia de transmisión para optimizar la eficiencia del ancho de banda para una red de alta densidad.
- Entradas de datos Seriales y Ethernet.
- Encriptación de datos segura de 128 bits AES.
- La red usará direcciones IP.
- Prioridad de mensajes asignable.
- Herramienta de cliente basada en SNMP.
- Contraseñas de administración de múltiples niveles.
- Las estadísticas de nivel de señal recibida estarán disponibles en tiempo real y en registros de datos.
- Interfase SNMP que pueda ser programada para colecta automática de datos.

- Respaldo de baterías con prueba de baterías remota en los puntos de repetidoras o puertas de enlace.
- b) Equipos para fibra óptica - Switch RS900 RUGGEDCOM o similar [19].
- El Switch debe ser industrial, administrable, modular, diseñado para funcionar confiablemente en ambientes eléctricos y climáticamente exigentes.
  - El Switch debe tener alta inmunidad a las interferencias electromagnéticas, y fuertes subidas de tensión, es compacto con carcasa de acero galvanizado.
  - Que tenga una alta confiabilidad y seguridad cibernética (Cyber Security) avanzada, para redes críticas de aplicaciones de control en tiempo real. Las características principales son:
    - Fabricante: Ruggedcom o similar.
    - Modelo: RS900-HI-P-TX-TX-TX-XX.
    - Puertos Ethernet: 09 puertos Ethernet – (6) 10/100BaseTX RJ45 y (3) 100Base-Fx fibra óptica.
    - Características de seguridad: Password de usuario multinivel.
    - Encriptación SSH/SSL.
    - Capacidad de habilitar y deshabilitar puertos basado en direcciones MAC.
    - VLAN (802.1 q) para segregar y asegurar el tráfico de red.
    - Puertos de red basados en control de acceso (802.1x).
    - Administración de password centralizado.
    - SNMPv3 encriptación de autenticación y seguridad de acceso.
    - Tecnología: Inmunidad EMI y soporte a sobretensiones eléctricas.
    - RuggedRated en ambientes severos: Norma IEEE 1613 Class 2 (electric utility substations), IEC 61850-3, IEC 61800-3, IEC 61000-6-2 y NEMA TS-2



- Sistema Operativo Rugged Operating System (ROS):
  - Operación Plug and Play con negociación y aprendizaje automático y detección crossover.
  - Manejo de protocolo Rapid Spanning Tree RSTP (802.1w) y Enhanced Rapid Spanning Tree (eRSTP™) para recuperación de conectividad en menos de 5ms ante fallas Calidad del Servicio (802.1p) para tráfico en tiempo real VLAN (802.1Q) con doble Tagging y soporte GVRP Link Aggregation (802.3ad).
  - IGMP Snooping para filtro multicast.
  - Port Rate limiting y Broadcast Storm Limiting.
  - Características de automatización industrial.
  
- Herramientas de administración:
  - Web, Telnet, Interfaces de administración CLI.
  - SNMP v1/v2/v3.
  - Monitoreo Remoto (RMON).
  - Amplia gama de diagnóstico con logging y alarmas.
  - Grado de Protección: IP40.
  - Montaje: DIN o panel, Largo 7.4", Profundidad 5.0", Ancho 2.6", Peso 2.71bs.
  
- Cumplimiento a las normas ambientales y de inmunidad a interferencia:
  - EMI (Interferencia Electromagnética).
  - IEC 61000-6-2 Industrial (Generic).
  - IEC 61800-3 Industrial (Variable Speed Orive Systems).
  - IEC 61850-3 Electric Utility Substations.
  - Electromagnética (EMI):
  - IEEE 1613 Electric Utility Substations.
  - NEMA TS 2 Traffic Control Equipment.
  - IEEE:
    - 802.3-10BaseT.

- 802.3u-100BaseTX, 100BaseFX.
- 802.3x-Flow Control.
- 802.3z-1000BaseLX.
- 802.3ad-Link Aggregation.
- 802.10-MAC Bridges.
- 802.10-Spanning Tree Protocol.
- 802.1 p-Class of Service.
- 802.10-VLAN Tagging.
- 802.1w-Rapid Spanning Tree Protocol.
- 802.1x-Port Based Network Access Control.
- 802.1 Q-2005 (formerly 802.1 s) MSTP.
- Rango de Temperatura: -40°C a + 85°C.

### 3.3.3. Red de comunicación

Las empresas eléctricas tienen la necesidad de contar con datos del sistema de distribución en tiempo real, y por lo tanto, contar con sistemas de comunicación en malla con un alto grado de confiabilidad y de capacidad que puedan proporcionar dichos datos.

Se podría pensar que un 99% o 99,9% de disponibilidad es suficiente para satisfacer las necesidades que la red eléctrica inteligente tiene con respecto al desempeño del sistema de comunicación. No es así. La **tabla 3.2** da una idea de la disponibilidad de las comunicaciones [20].

**Tabla 3.2 Disponibilidad de las comunicaciones de datos [20]**

Disponibilidad, %	% Inactividad por Año	Inactividad por Mes	Inactividad por Semana
99,9999% (“seis nueves”)	31,5 segundos	2,59 segundos	0,605 segundos
99,999% (“cinco nueves”)	5,26 minutos	25,9 segundos	6,05 segundos
99,99% (“cuatro nueves”)	52,56 minutos	4,32 minutos	1,01 minutos
99,95%	4,38 horas	21,56 minutos	5,04 minutos
99,9% (“tres nueves”)	8,76 horas	43,2 minutos	10,1 minutos
99,80%	17,52 horas	86,23 minutos	20,16 minutos
99,50%	1,83 días	3,60 horas	50,4 minutos
99% (“dos nueves”)	3,65 días	7,20 horas	1,68 horas
90% (“un nueve”)	36,5 días	72 horas	16,8 horas

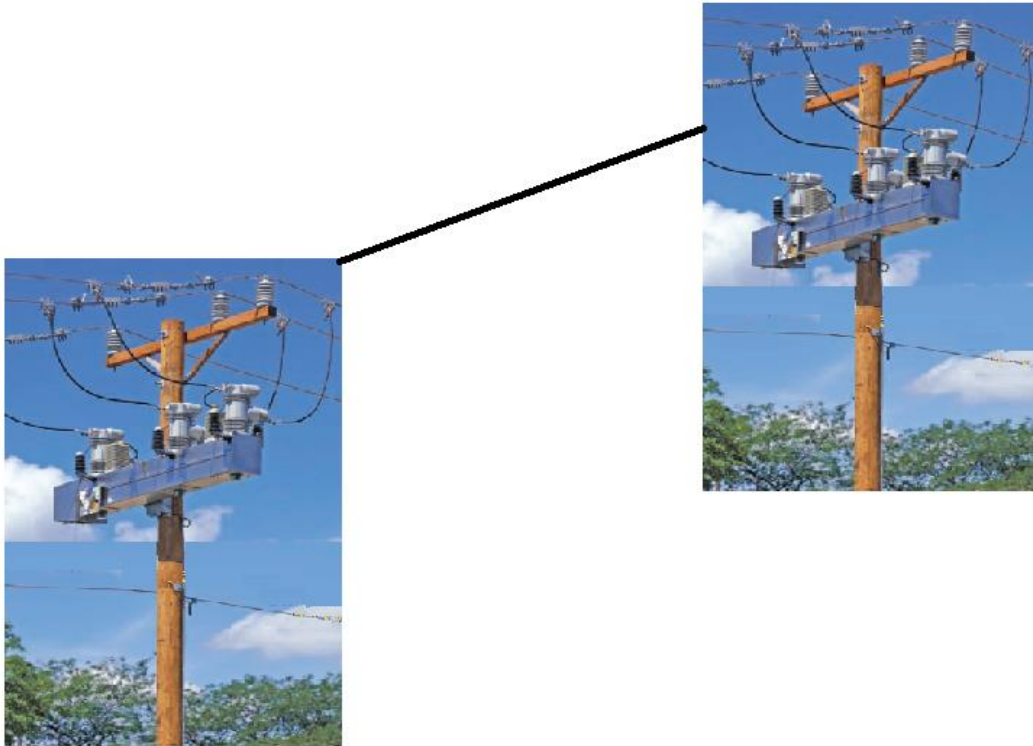
Tal y como se muestra en la tabla, un sistema de comunicación que ofrezca una disponibilidad del 99% (dos nueves) no está disponible los 3,65 días del año. Según los estándares de la mayoría de los clientes de las compañías eléctricas, este tipo de disponibilidad no resulta aceptable. Normalmente en una empresa eléctrica se utilizan sistemas de comunicación diseñados con una disponibilidad mínima de tres nueves en el caso del tráfico de baja prioridad y de cinco nueves en el caso del tráfico crítico.

No hay muchos tipos de sistemas de comunicación que ofrezcan el elevado nivel de disponibilidad además de la amplitud de banda y baja latencia (es la suma de retardos temporales dentro de una red) requerida para las aplicaciones de la red eléctrica inteligente.

a) Topologías de red con sistemas de comunicación de punto a punto

Los sistemas de comunicación de punto a punto proporcionan un acceso exclusivo entre dos ubicaciones. Estos ofrecen una amplitud de banda plena además de una latencia menor a 0,15 milisegundos. Sin embargo, dichos sistemas normalmente requieren de un campo visual entre las antenas y los puntos terminales, por lo que puede ser difícil instalarlos en terrenos escabrosos.

Los sistemas de punto a punto también son susceptibles a un punto sencillo de falla. Debido a que puede llegar a tardar horas para volver restablecerse y funcionar después de dicho tipo de falla, los sistemas de punto a punto por lo general no son aptos para las aplicaciones de la red eléctrica inteligente, en la **figura 3.1** se observa el enlace de comunicación entre dos equipos de interrupción.



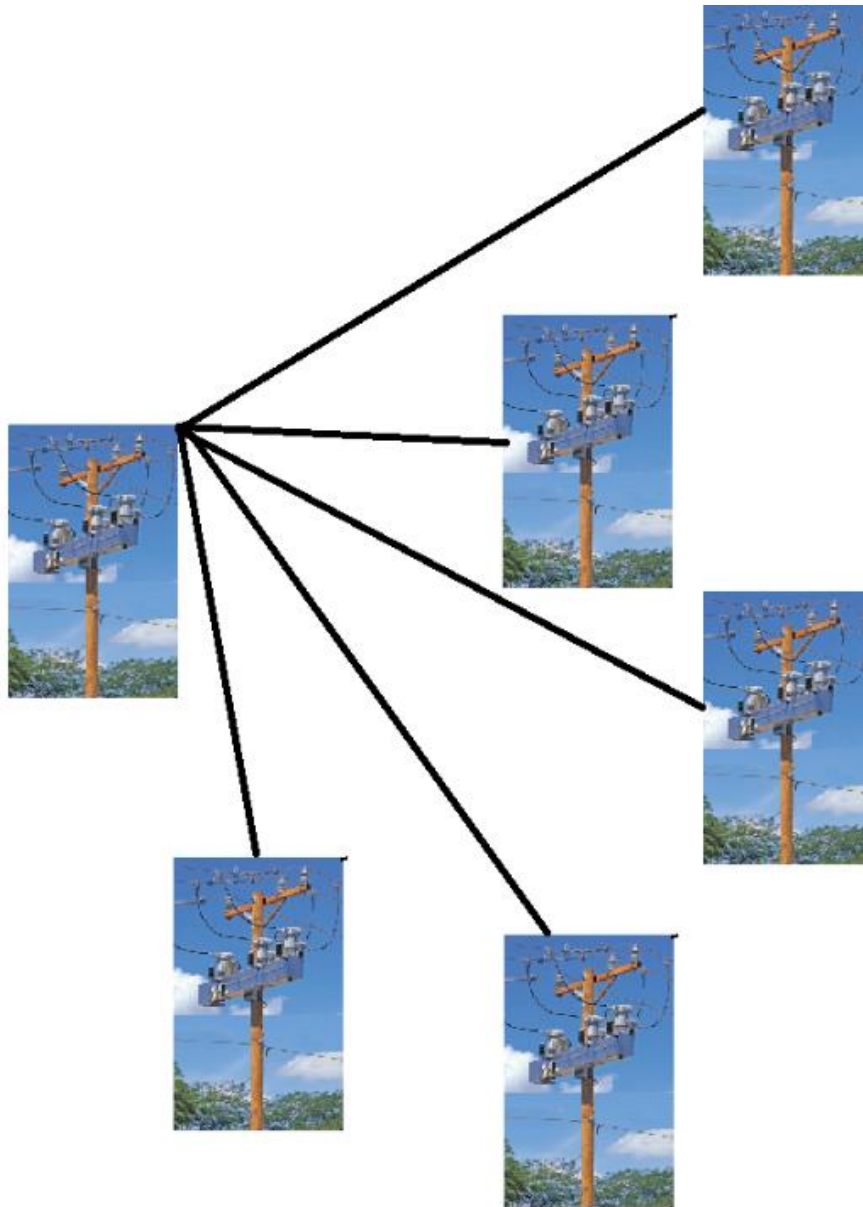
**Figura 3.1 Comunicación entre equipos “punto a punto” [20]**

b) Sistemas de comunicación de punto a puntos múltiples

Los sistemas de comunicación de punto a puntos múltiples se aprecian en la **figura 3.2**, conectan varios sitios remotos a una ubicación de sitio maestro.

Dichos sistemas normalmente requieren de un campo visual entre las antenas, por lo que también es difícil instalarlos en terrenos escabrosos. La amplitud de banda es compartida entre los usuarios de cada sitio, y normalmente se limita a un rango de 50 a 100 Mbps por sitio. La latencia puede llegar a superar los 50 milisegundos.

Los sistemas de punto a puntos múltiples también son susceptibles al punto sencillo de falla en el sitio maestro. Debido a que puede llegar a tardar horas para volver restablecerse y funcionar después de dicho tipo de falla, los sistemas de punto a puntos múltiples no son muy aptos para las aplicaciones de la red eléctrica inteligente aparte de la red de retorno de la Infraestructura de medición avanzada.



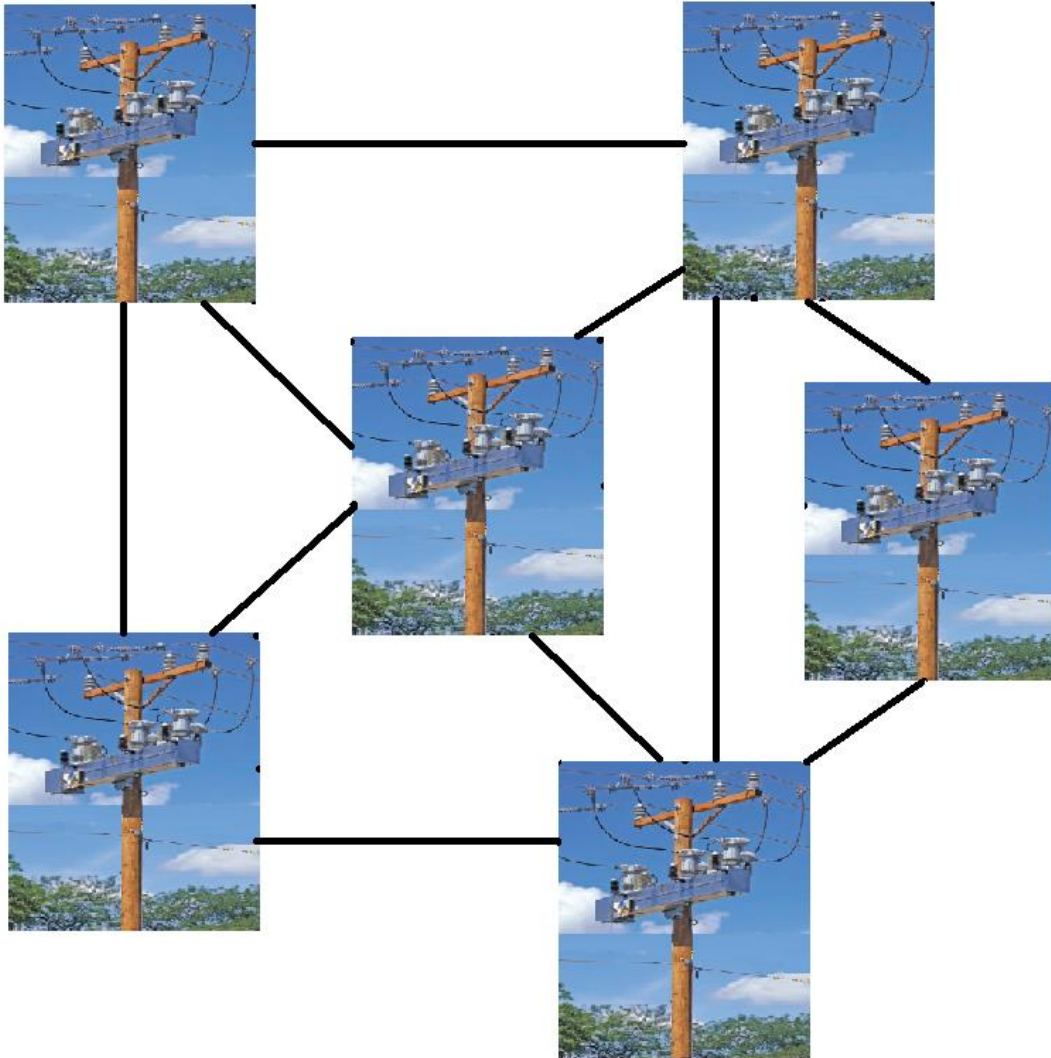
**Figura 3.2 Comunicación entre equipos “punto a punto múltiples” [20]**

c) Sistemas de comunicación en malla

Los sistemas de comunicación en malla eliminan la congestión de punto sencillo y brindan el grado de confiabilidad más alto posible, ya que no hay un punto sencillo de falla. Dichos sistemas normalmente ofrecen una latencia de 1 a 100 milisegundos.

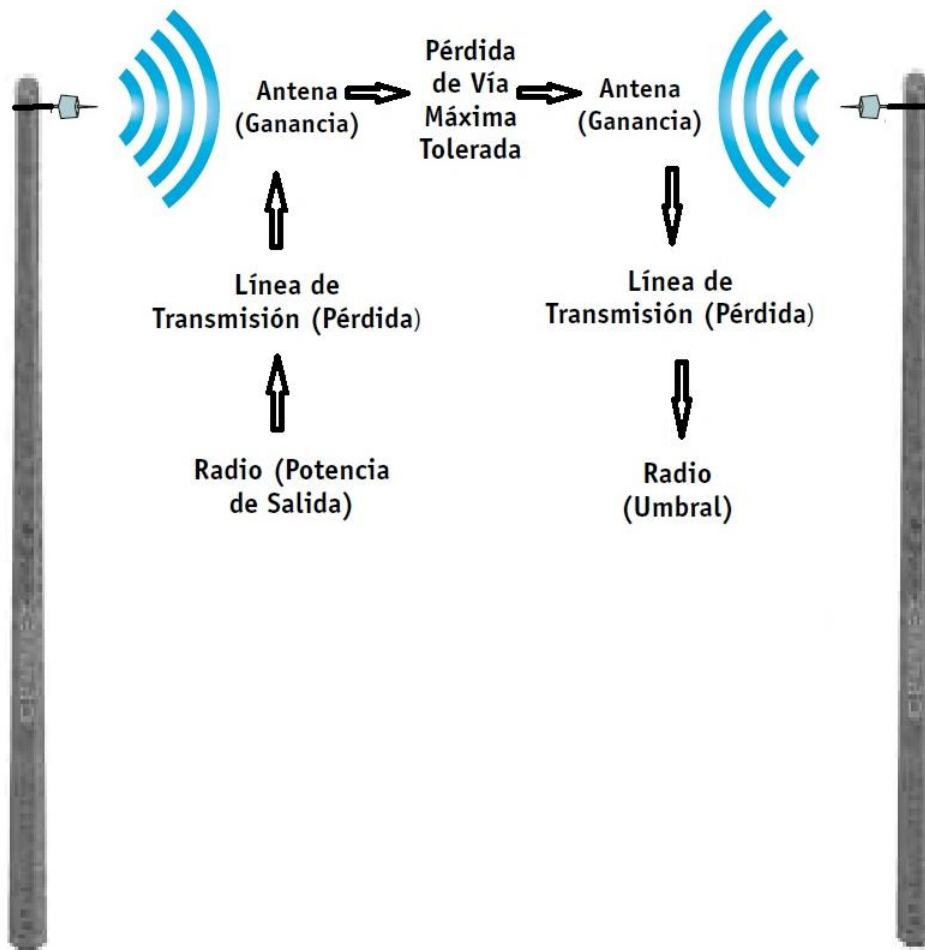
Los sistemas en malla evalúan y seleccionan de manera continua la mejor vía entre los puntos, para asegurar un desempeño y confiabilidad óptimos. Debido a que brindan el mejor desempeño, se prefiere usar

sistemas en malla para la mayoría de las aplicaciones de la red eléctrica inteligente, la **figura 3.3** ilustra este tipo de comunicación.



**Figura 3.3 Comunicación entre equipos “malla” [20]**

La **figura 3.4** señala los factores que se deben tomar en consideración para maximizar la disponibilidad del sistema de comunicación, el desempeño de cada enlace debe maximizarse.



**Figura 3.4 Factores de la vía de enlaces en la comunicación por radio [20]**

El transmisor, a la izquierda, produce una potencia de salida de radio frecuencia (RF) específica. Dicha potencia de salida es liberada hacia la línea de transmisión (normalmente un cable coaxial) que conecta el radio a la antena del transmisor. La línea de transmisión tiene una pérdida de señal específica que se basa en la frecuencia.

La antena del transmisor proporciona la ganancia de señal que es proporcional al tamaño de la antena y a la amplitud del haz.

Hablando en términos generales, entre más grande sea la antena, mayor será la ganancia y la amplitud del haz será más estrecha.

La señal sale de la antena del transmisor y viaja a través del aire, lo cual brinda una “pérdida de espacio libre” que se basa en la distancia y la frecuencia.

La antena receptora, a la derecha, detecta la señal y proporciona la ganancia. La línea de transmisión que está conectada a la antena receptora transporta la señal al receptor. Una vez más, la línea de transmisión tiene una pérdida de señal específica que se basa en la frecuencia.

El receptor requiere de una intensidad de señal mínima para asegurar que la comunicación esté libre de errores. Dicho parámetro se llama “umbral receptor del radio”. Al diseñar un sistema de comunicación, la intensidad real de la señal de recepción debe estar de 20 a 40 dB por encima de dicho umbral.

Las mejores prácticas dictan que se deben usar antenas con el haz práctico más estrecho, esto con el fin de reducir al mínimo la interferencia y maximizar la ganancia de la señal y por lo tanto lograr la disponibilidad de enlace más elevada posible.

#### d) Diseño de un sistema de comunicación

Para diseñar el sistema de comunicación se deben realizar los siguientes pasos:

- Sumar los requisitos de amplitud de banda de todos los radios de los dispositivos de seccionamiento y de protección existentes y también de los propuestos, para garantizar que el diseño tenga la capacidad suficiente.
- Con las coordenadas GPS de todos los sitios donde habrá dispositivos de comunicación ingresar dichas coordenadas al servicio de mapeo Google Earth™.



- La información del sitio se la ingresa en el software de planeación de vías. Se selecciona la banda de frecuencia correspondiente, el producto, las antenas, al igual que los diversos parámetros ajustables para que el diseño cumpla con sus requisitos. El programa para el estudio del radioenlace es Radio Mobile, versión 11.6.6, la página web donde se puede descargar el software es <http://www.ve2dbe.com/english1.html>, la **figura 3.5** ilustra el software propuesto.



**Figura 3.5** Planeación de vías de comunicación por radio [21]

- Los datos recolectados en un levantamiento en campo se pueden utilizar para actualizar el modelo en la herramienta de planeación y así crear un diseño final.
- Una vez que el sistema de comunicación esté instalado, se debe llevar a cabo una prueba de aceptación en campo para garantizar que cada enlace del sistema esté funcionando según las especificaciones del diseño.

#### e) Resumen

Para lograr el nivel de disponibilidad más alto (mayor amplitud de banda y baja latencia) requerido para el sistema de comunicación de redes inteligentes se debe considerar:

- Diseñar cada enlace del sistema según la producción total y disponibilidad deseada.
- Verificar que se cumpla con los diseños en la implementación real.
- Supervisar el desempeño con regularidad y realizar el mantenimiento necesario para mantener el desempeño esperado.

### **3.4. Configuración actual del sistema de distribución y la instalación de nuevos equipos inteligentes**

Todas las alimentadoras de 13,8 kV de la Distribuidora de Guayaquil tienen una configuración con las siguientes características:

- Son del tipo radial.
- La longitud promedio de las alimentadoras es de 7 kilómetros.
- Sirven a una carga promedio en la hora pico de 5 MVA.
- El equipo de cabecera de las alimentadoras se encuentra homologado en un 96%, solo las ocho alimentadoras de la subestación Kennedy Norte tienen cabinas con breaker y relés ABB de protección, el resto de las alimentadoras tienen salidas aéreas con reconectores Cooper.
- Pocas alimentadoras tienen reconectores a lo largo de la línea.
- Existe una o más interconexiones entre alimentadoras, la unión se realiza por medio de seccionadores trifásicos de operación manual y unos pocos de operación con motor o reconectores trifásicos.

- Las interconexiones permiten la transferencia de carga entre alimentadores cuya fuente es la misma o diferente.
- Las alimentadoras están construidas principalmente con postes de hormigón de 11 metros, crucetas metálicas (pocas son de madera), aisladores de porcelana tipo pin y de suspensión.

Para seleccionar la ubicación de los equipos que darán la inteligencia a la red se deben considerar varios aspectos que se detallan a continuación:

- El equipo será instalado en una red trifásica.
- Para la recuperación de la inversión de los reconectores inteligentes a instalar, se debe limitar el número de estos equipos en el alimentador, por cada reconector que se instale se reduce la energía no suministrada hasta llegar a un punto en que no se justifique la inversión.
- La propuesta en el número y ubicación de cada reconector en las alimentadoras de la Distribuidora de Guayaquil que salen de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín, dependerá del tamaño del alimentador y de la carga asociada a la red a desconectar, es decir se propone dar servicio a la mayor cantidad de usuarios que en condiciones de una red convencional estarían fuera de servicio.

### **3.5. Configuración de los parámetros de la red**

La Distribuidora de Guayaquil para mantener niveles de calidad del servicio técnico y del producto en valores satisfactorios debe tener en consideración las posibles maniobras o toma de carga que produzcan un deterioro o daño en los elementos instalados en la red de distribución, en consecuencia, hay que establecer límites al esfuerzo eléctrico al que se encuentran sometidos los elementos de la red.

En consideración a los elementos instalados en la Distribuidora de Guayaquil, se establecen los siguientes límites que no deben ser sobrepasados para precautelar la vida útil de los mismos y la continuidad del servicio.

- Para las líneas de 69 kV su capacidad máxima de transporte será de 72 MVA (602 amperios).
- Para los transformadores de poder de reducción su límite será de 24 MVA (1.004 amperios en 13,8 kV).
- Para los transformadores de poder de reducción su límite será de 16 MVA (669 amperios en 13,8 kV).
- Para las líneas de 13,8 kV su capacidad máxima de transporte será de 519 amperios.
- Los interruptores en media y alta tensión se encuentran por encima de la conducción máxima de los conductores.
- De la información obtenida los niveles de cortocircuito en cualquier punto del sistema de 13,8 kV se encuentran limitados a valores por debajo de los 12.000 amperios.

### **3.6. Software para configurar el sistema**

Existen varias compañías que puede ofrecer la implementación de una red de distribución inteligente, entre otras tenemos S&C Electric Companic y ABB. El software que la empresa distribuidora implemente en su sistema debe tener las siguientes características:

- Debe ser una plataforma abierta.
- No debe necesitar de procesamiento central del sistema SCADA.

- No debe requerir de programación personalizada ni de infraestructura de comunicación especial.
- La capacidad del restablecimiento se basa en la carga en tiempo real y en la capacidad real del alimentador, y no en los datos de carga históricos.
- Debe existir una alta precisión en la localización de la falla.
- Debe rastrear las condiciones del sistema y dar inicio rápidamente al proceso de restablecimiento del sistema.
- Debe proteger el sistema reconfigurado para que la carga en la línea no supere las capacidades del sistema.
- No debe ser un limitante el tamaño de la red, debe poder manejar tantos equipos de interruptores como le permita la carga de la línea.
- Los interruptores se pueden acomodar a configuraciones radiales, en anillo, o en una combinación de ambos.
- Se debe permitir la reproducción de las configuraciones en todos los equipos instalados.
- Debe tener un interfaz que permita crear un diagrama unifilar del sistema.

La Distribuidora de Guayaquil cuenta con los equipos Intellirupter y Scada Mate, el software que funciona con estos equipos es el IntelliTeam SG de la S&C ELECTRIC COMPANY, el software referido no está limitado al uso de los productos de S&C, cuenta con el módulo de interface que permite la compatibilidad con otros dispositivos electrónicos inteligentes de otros fabricantes, por medio del protocolo DNP 3.0, incluidos:

- Relé de sobrecorriente SEL 351-R1, 351-R2 y 351-S.
- Control de reconectador Nu-Lec CAPM-5.

- Control de reconectador Cooper Form 6.
- Relé de control de alimentador GE F60.
- Relé de protección ABB Ref 550.

### **3.7. Sistema SCADA central como respaldo a la operación a los equipos de seccionamiento**

La Distribuidora de Guayaquil tiene como activos equipos de seccionamiento y protección, entre los elementos que dispone se pueden destacar, fusibles, reconectores automáticos, seccionadores, los mismos que en función de su tecnología son operados de manera manual a través de las cuadrillas o grupos de trabajo y/o mediante el Centro de Control del SCADA.

Dentro de la automatización o implementación de las redes inteligentes en los sistemas de distribución existen tres maneras de hacerlo.

- Automatización descentralizada, con la implementación de equipos de seccionamiento automático de última tecnología, estos equipos son capaces de censar la falla y mediante la comunicación entre ellos y una coordinación de protecciones son capaces de determinar cuál o cuáles equipos deben operar con el objetivo de aislar la falla en el menor tiempo posible y restablecer el servicio tratando de dejar a la menor cantidad de clientes sin servicio.
- Automatización SemiCentralizada, funciona mediante la instalación de las RTU (Unit Terminal Remote) en las subestaciones. Los equipos de seccionamiento reportan todos los eventos a la subestación, en la subestación se corren algoritmos en un CPU, de cuyos resultados son comunicados a los equipos de seccionamiento para su operación.
- Automatización Centralizada, aquí todas las señales de los equipos de seccionamiento se registran en el centro de operación, monitoreo y control

SCADA, en cuyas instalaciones en el caso de la presencia de un evento se realiza el análisis de todas las variables, flujos de carga, identificadores de falla, señales de reconectores para el restablecimiento del servicio. Una de las ventajas de este modo de automatización centralizada es el uso o conocimiento de más variables como por ejemplo los datos de las líneas de subtransmisión, lo que permite evaluar la cargabilidad en todos los equipos instalados en los diferentes niveles de tensión.

El centro de operación, monitoreo y control SCADA cumple un papel muy importante en la operación de la red de distribución ya que facilita retroalimentación en tiempo real con los equipos y dispositivos de campo y controla el proceso automáticamente. Provee de toda la información que se genera en el proceso productivo (supervisión, control calidad, control de producción, almacenamiento de datos, etc.) y permite su gestión e intervención.

# CAPÍTULO IV

## 4. SIMULACIÓN DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE

### 4.1. Introducción

Una red eléctrica automatizada e inteligente se define como aquella red que permite realizar la operación descentralizada por parte de los equipos que tienen la capacidad para realizar aperturas y cierres al flujo de corriente, previo a un diagnóstico de la red.

La red inteligente tiene la capacidad que ante la ocurrencia de un evento que la perturbe puede restablecer la continuidad del servicio a todas las zonas que se encuentren aisladas de la falla, siempre que las condiciones de la red sean las apropiadas para la transferencia de carga, la red inteligente debe tener la capacidad de volver a su estado antes de la falla una vez que sea superada la restricción que origina la alteración de las condiciones normales de funcionamiento.

Estos sistemas son posibles gracias a la tecnología de comunicación y al equipo de procesamiento que se ha utilizado durante décadas en otras industrias. El desarrollo de este tipo de tecnología permite a las empresas de servicios públicos mantener un alto nivel de satisfacción por parte de los consumidores.

### 4.2. Configuración de equipos

Para configurar los equipos de una red inteligente el software escogido debe cumplir con ciertas características que se presentan a continuación, [22]:

- El software debe ser una plataforma abierta con la capacidad de automatizar los circuitos nuevos al igual que los existentes.
- El software debe monitorear el nivel de corriente y tensión en tiempo real en todo el sistema y utilizar dicha información para tomar decisiones referentes al seccionamiento.



- Su actuación debe ser de manera local antes de que los interruptores automáticos o los reconectores de las subestaciones se bloquen.
- No debe tener una programación personalizada ni una infraestructura de comunicación especial.
- Se debe poder instalar en una PC que opere con Windows XP o Windows 7.
- Entre otras herramientas debe contar con las siguientes:
  - De dibujo, para colocar las fuentes y los interruptores, para “conectarlos(as)” unos con otros, y para etiquetarlos(as).
  - Permitir agrupar, alinear y espaciar equitativamente las fuentes y los interruptores en la página de dibujo.
  - Las herramientas de edición debe incluir “undo”, “redo”, “zoom”.
- Al configurar los equipos se debe permitir:
  - Cargar el diagrama unifilar del sistema de distribución previamente realizado.
  - Llenar los atributos de cada equipo, por ejemplo nombre, tipo de dispositivo, dirección del dispositivo, las limitaciones de capacidad de los elementos de la red.
- Al ingresar la configuración de la red en uno de los equipos se debe propagar la configuración a todos los otros equipos.

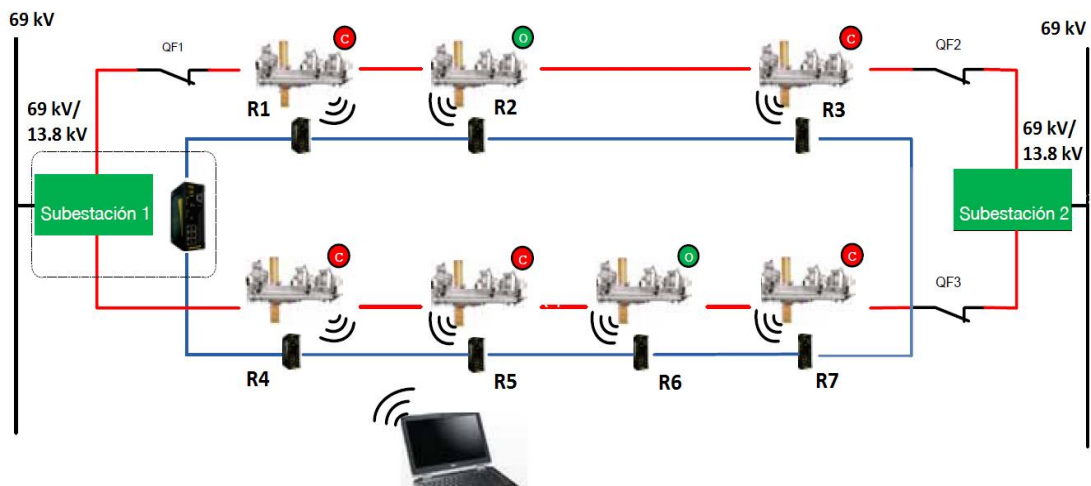
### **4.3. Eventos de contingencias**

La operación de los equipos de seccionamiento en la red de distribución se activa de acuerdo al tipo de evento que se presente en la red, como consecuencia del

restablecimiento automático de la red su configuración se altera momentáneamente.

Para evaluar la forma en que actúan los equipos inteligentes en una red de distribución se modelan cinco casos que ilustran la reconfiguración de la red ante eventos que perturben el sistema.

En la **figura 4.1** se aprecian dos subestaciones de 69/13,8 kV con dos alimentadoras cada una y una red de comunicación entre los equipos de interrupción.



**Figura 4.1** Red de 13,8 kV con 2 subestaciones y 2 alimentadoras en cada una [23]

En base a la figura 4.1 se analizan tres casos: 1) Pérdida de tensión en la subestación # 2, 2) Falla en la línea que enlazan los reconectores R4 y R5 y 3) Falla aguas abajo del reconector R1.

Las características de la red de la figura 4.1 es la siguiente:

- Número de subestaciones de reducción: 2.
- Número de alimentadores de 13,8 kV: 4.
- Número de equipos instalados: 7 reconectores equipados con el software para el restablecimiento automático.

Reconectador R1: cerrado (subestación # 1).

Reconectador R2: abierto (interconexión entre alimentadoras).

Reconectador R3: cerrado (subestación # 2).

Reconectador R4: cerrado (subestación # 1).

Reconectador R5: cerrado (subestación # 1).

Reconectador R6: abierto (interconexión entre alimentadoras).

Reconectador R7: cerrado (subestación # 2).

- Comunicación: Los reconectores se comunican entre sí y con el sistema SCADA de la empresa eléctrica mediante fibra óptica.

**Caso 1:** Pérdida de tensión en la subestación # 2. La secuencia de operación de la red inteligente será:

- Los reconectores R3 y R7 experimentaron una pérdida de tensión prolongada y luego se abren los dos.
- Posteriormente, los reconectores R2 y R6 se cierran, restableciendo así el servicio a sus secciones de línea correspondientes mediante la energía proveniente de la Subestación No. 1.

**Caso 2:** Falla en la línea entre los reconector R4 y R5. La secuencia de operación de la red inteligente será:

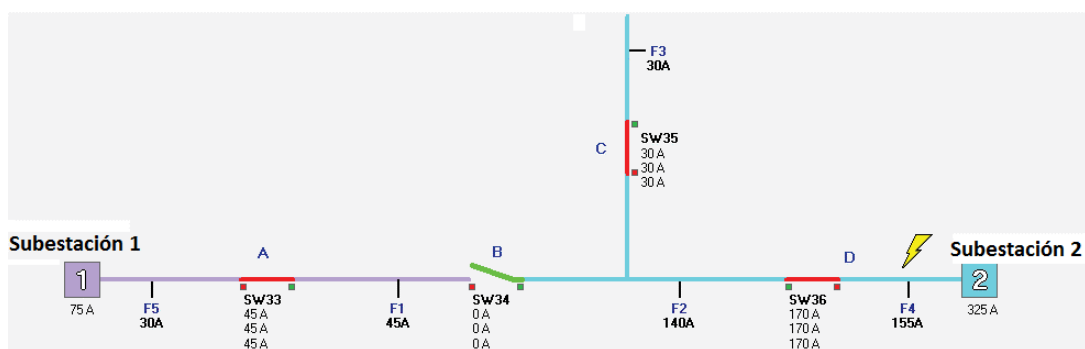
- Se abre y bloquea el reconector R4, después el reconector R5 se abrió para aislar la falla, el reconector R6 se cerró para restablecer el suministro eléctrico.

**Caso 3:** Falla aguas abajo del reconector R1 a la salida de la subestación 1. La secuencia de operación de la red inteligente será.

- El reconector R1 se dispara por la sobrecorriente.

- El reconectador R1 se bloqueó para aislar la falla.
- El software identificó dicha sección de línea como afectada por la falla y no permitió que se llevara a cabo el restablecimiento automático.

**Caso 4:** Para simular un evento de falla en otra configuración de la red de distribución se presenta la **figura 4.2**, la falla se produce a la salida del alimentador de la subestación # 2.



**Figura 4.2** Red de 13,8 kV con 2 subestaciones y 1 alimentadora en cada una [24]

Las características de la red son la siguiente:

- Número de subestaciones de reducción: 2.
- Número de alimentadores de 13,8 kV: 2.
- Número de equipos instalados: 4 reconectores equipados con el software para el restablecimiento automático.

Reconector RA: cerrado (subestación # 1).

Reconector RB: abierto (interconexión entre alimentadoras).

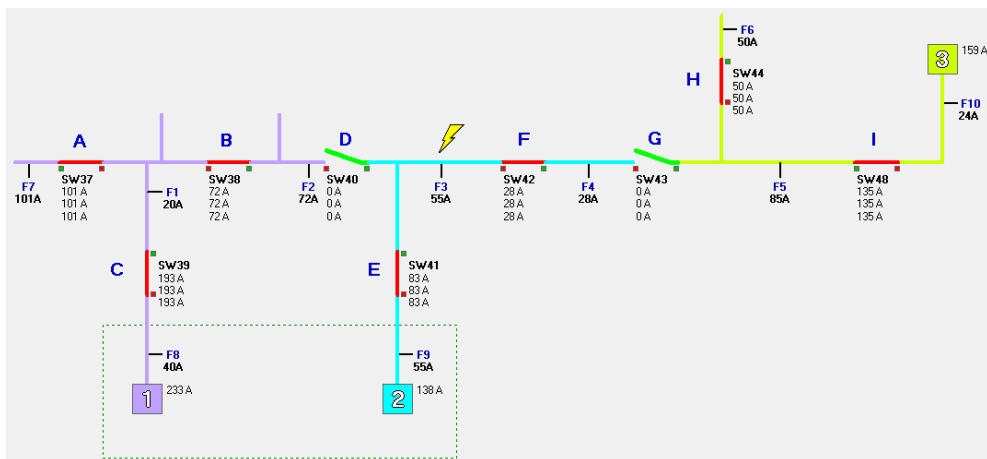
Reconector RC: cerrado (subestación # 2).

Reconector RD: cerrado (subestación # 2).

- Comunicación: Los reconectores se comunican entre sí y con el sistema SCADA de la empresa eléctrica mediante fibra óptica.

- La secuencia de operación de la red inteligente será.
  - El seccionador más cercano a la subestación reconector D se abrió para aislar la fuente normal.
  - El reconector B que normalmente está abierto realizó un cierre para restablecer el circuito en su totalidad.
  - El reconector C que normalmente está cerrado no entró en operación.

**Caso 5:** Pérdida de tensión en el circuito del reconector D, E y F, la **figura 4.3** ilustra la operación de los equipos inteligentes cuando existe un mayor número de fuentes y alimentadores.



**Figura 4.3** Red de 13,8 kV con 2 subestaciones y 1 alimentadora en cada una [24]

Las características de la red son las siguientes:

- Número de subestaciones de reducción: 3.
- Número de alimentadores de 13,8 kV: 3.
- Número de equipos instalados: 9 reconectores equipados con el software para el restablecimiento automático.

Reconector RA: cerrado (subestación # 1).

Reconectador RB: cerrado (subestación # 1).

Reconectador RC: cerrado (subestación # 1).

Reconectador RD: abierto (interconexión entre alimentadoras de la subestación # 1 y subestación # 2).

Reconectador RE: cerrado (subestación # 2).

Reconectador RF: cerrado (subestación # 2).

Reconectador RG: abierto (interconexión entre alimentadoras de la subestación # 2 y subestación # 3).

Reconectador RH: cerrado (subestación # 3).

Reconectador RI: cerrado (subestación # 3).

- La secuencia de operación de la red inteligente será:
  - El reconectador E se abre debido a una sobrecorriente.
  - El software dio inicio al restablecimiento automático para aislar la sección afectada por la falla.
  - El software abrió el reconectador F.
  - El software cerró el reconectador G que interconecta con la fuente 3.

#### **4.4. Análisis de la red reconfigurada**

De los ejemplos de perturbaciones en una red presentados se destaca la forma en que operan los equipos para aislar la falla y restablecer el servicio en las secciones que se encuentran fuera de la zona con falla.

Es importante revisar la actuación de los reconectores cuando se tiene este tipo de redes que cuentan con equipos configurados para un restablecimiento automático, se destaca lo siguiente:

- La capacidad del restablecimiento del servicio a sectores que pueden ser energizados cuando ocurre una falla en el alimentador, se basa en las tomas

de lectura de las corrientes en tiempo real y a la capacidad del alimentador al que se le va transferir la carga recuperada en el momento que ocurre la falla.

- La toma de decisiones de los equipos involucrados en un evento es menor a un segundo después que actúa el equipo que realiza la operación previa.
- Cada equipo tiene la tarea de conservar la energía en su segmento de línea desde su fuente de alimentación de ser posible, cada equipo se comunica con los equipos vecinos, la capacidad en exceso para transportar la energía es una posible fuente de restablecimiento que está disponible en el reconectador vecino.
- Si el alimentador con falla pierde su fuente de alimentación, el reconectador de interconexión determina la capacidad en exceso de todas las fuentes conectadas a la red, luego transfiere la carga a la primera fuente disponible que tiene la capacidad para recibir dicha carga, si la fuente alterna se encuentra a más de un equipo de distancia, el intercambio de datos entre los equipos garantiza la coordinación en las decisiones referentes al restablecimiento.
- Los ingenieros pueden realizar un bloque al cierre en ciertos casos, por ejemplo, en el caso 1 “pérdida de tensión en la subestación # 2”, si no se dispone de información de la operación en cabecera de la subestación # 2, se puede configurar el bloque del cierre de los reconectores R2 y R6, si se da el evento de pérdida de tensión no va ocurrir ninguna operación automática por parte de los reconectores R2 y R6.
- Una vez superada la falla los ingenieros pueden iniciar el proceso de retorno a la normalidad al cerrar el reconectador que primero vio la falla. El software responde y da la orden para que todos los reconectores regresaran a sus posiciones normales. El restablecimiento también puede ser manual o mediante el control del SCADA.

# CAPÍTULO V

## 5. RED DE DISTRIBUCIÓN INTELIGENTE CASO DE ESTUDIO EMPRESA DISTRIBUIDORA DE GUAYAQUIL

### 5.1. Introducción

La Distribuidora de Guayaquil ha facilitado toda la información necesaria para realizar la simulación de la automatización inteligente en ocho alimentadoras de 13,8 kV de su propiedad, también ha proporcionado los registros de interrupciones producidas en las ocho alimentadoras en el período de enero 2018 a mayo 2019, lo que permite evaluar los índices de calidad del servicio para una red inteligente y posteriormente comparar con los actuales índices que registra la distribuidora en las ocho alimentadoras.

Se han escogido dos subestaciones de 69/13,8 kV cuyos nombres son “Flor de Bastión” y “Fortín”, de la subestación Flor de Bastión salen un total de 6 alimentadoras con un nivel de voltaje de 13,8 kV y de la subestación Fortín salen 2 alimentadoras también a 13,8 kV.

El desarrollo del presente capítulo nos permitirá conocer en detalle las características técnicas de los elementos más importantes en cada nivel de tensión y como se encuentra configurada la red de 69 kV y 13,8 kV, desde los puntos de entrega hasta el final del recorrido de las ocho alimentadoras propuesta para automatizar. Se propone realizar simulaciones de flujo de potencia y cortocircuito en la red de alta y media tensión para determinar las magnitudes de las corrientes de falla y la cargabilidad de los elementos del sistema.

Posteriormente se ejecuta el programa desarrollado en Matlab para simular la red inteligente, se espera primero aislar la falla, luego establecer la magnitud de carga que se puede recuperar, seleccionar el alimentador que recibe la transferencia de carga y determina la cargabilidad del alimentador después de recibir la carga. Los reconectores serán ubicados a lo largo de cada una de



las alimentadoras con el objetivo de recuperar la mayor cantidad de energía eléctrica cuando ocurra una falla en un alimentador.

En la última parte del capítulo se establece la duración de las interrupciones producto de las fallas, en una red convencional (no tiene instalado ningún reconectador a lo largo del alimentador, solo hay un reconectador en el inicio del alimentador) y en una red inteligente. También se establece el tiempo promedio que demora la reparación de una falla.

El sistema eléctrico de la ciudad de Guayaquil se inicia en los puntos de entrega del sistema nacional de transmisión a nivel de 69 kV y por medio de los transformadores de poder instalados en las subestaciones de su propiedad se transforma el voltaje a un nivel de 13,8 kV, en la **figura 5.1** se ilustra los puntos de entrega y la red de 69 kV.

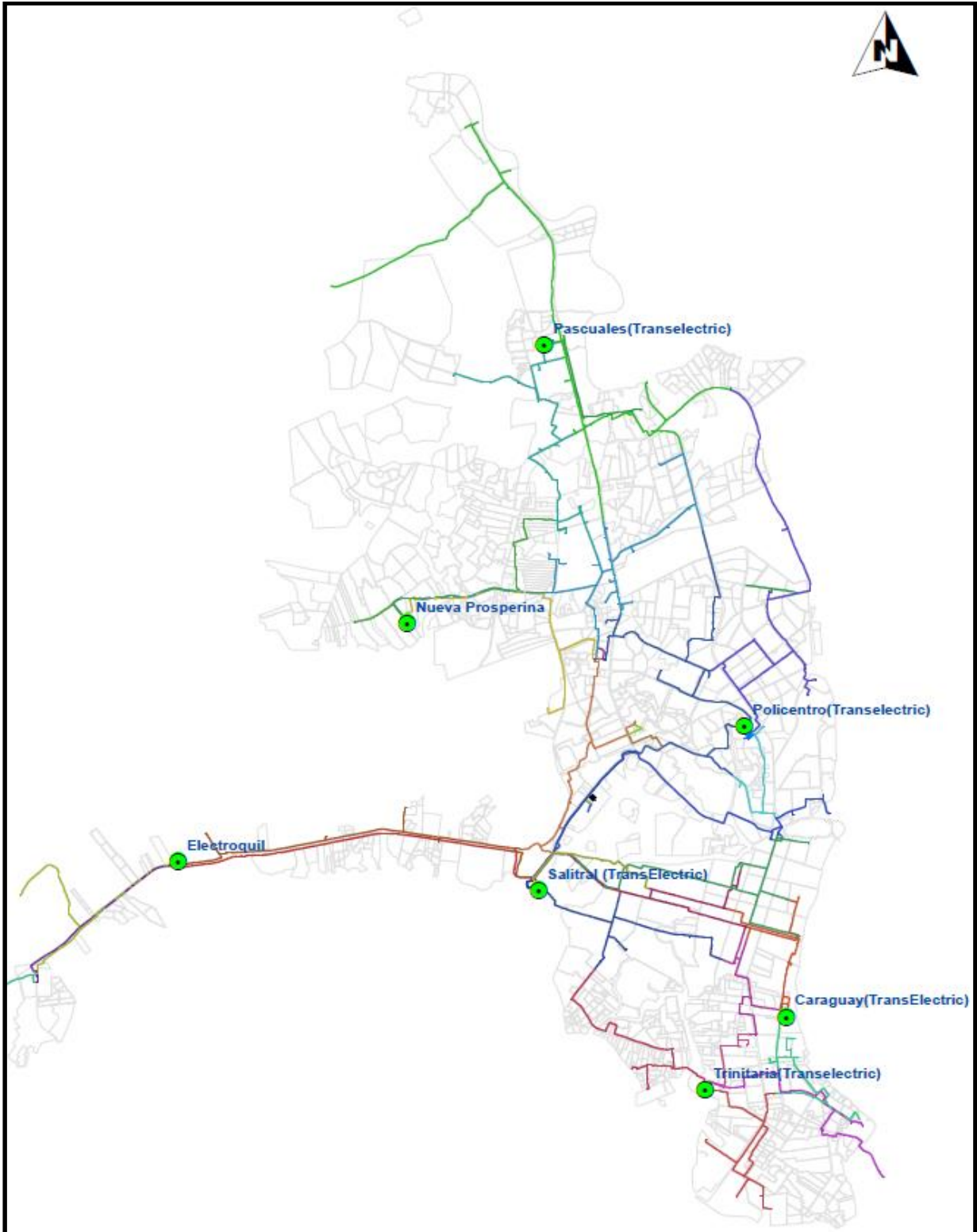


Figura 5.1 Puntos de entrega y recorrido de línea de 69 kV en sistema Guayaquil [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]

En la **figura 5.2** se despliega el plano de Guayaquil, con las 192 alimentadoras de 13,8 kV y la zona de influencia de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín.

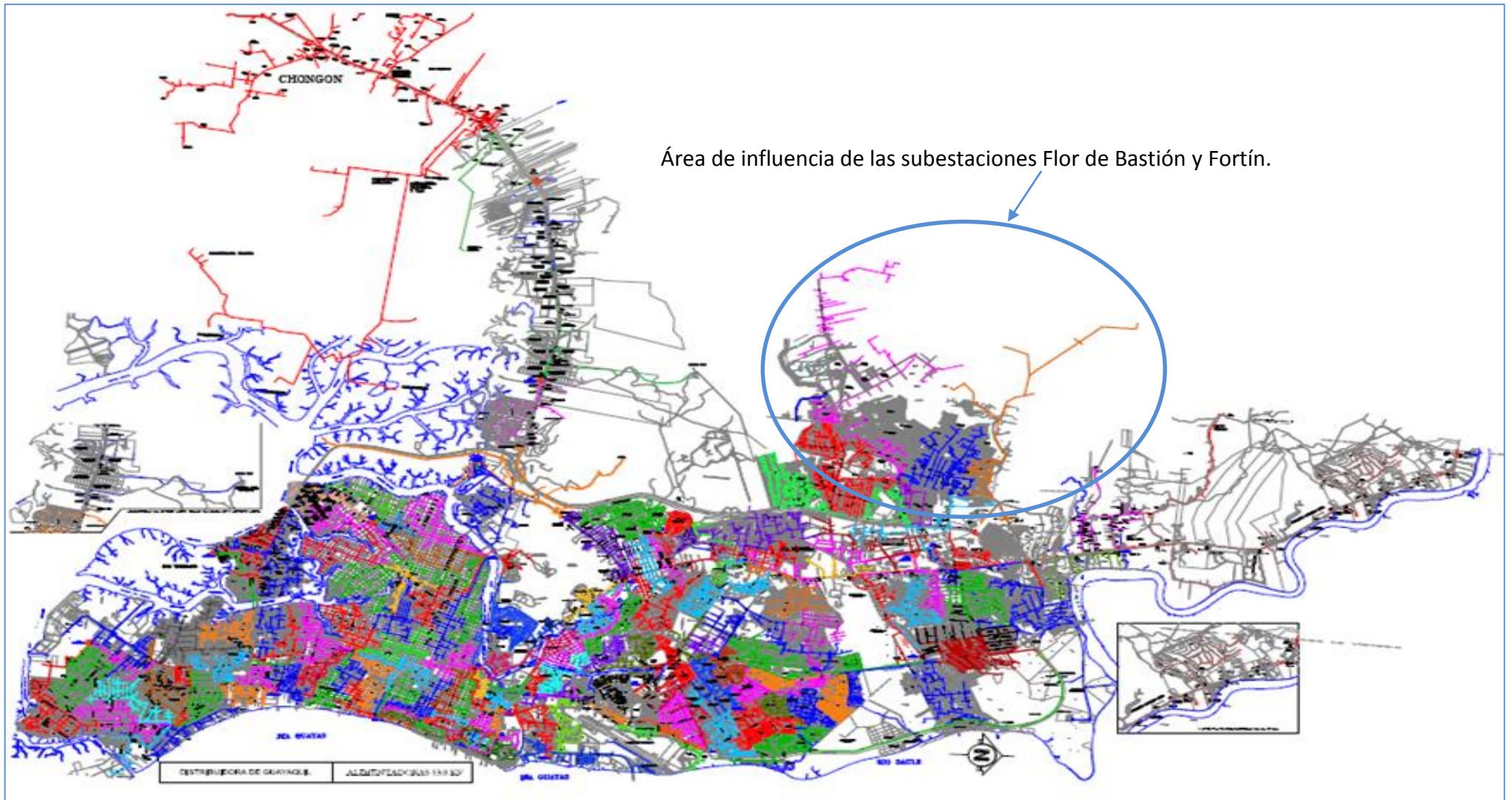


Figura 5.2 Diagrama de líneas de media tensión – Sistema Guayaquil [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]

## 5.2. Características técnicas de los puntos de entrega del sistema nacional de transmisión.

La subestación Pascuales y Nueva Prosperina de propiedad de CELEC EP TRANSELECTRIC se interconectan a 230 kV, la subestación Pascuales es la puerta de ingreso para el sistema nacional de transmisión y la subestación Nueva Prosperina es una estación de transformación de 230 kV a 69 kV, las características técnicas más importantes de estos dos puntos de entrega son los siguientes, [6]:

En La **tabla 5.1** se presentan las características técnicas del conductor que interconectan las subestaciones Pascuales y Nueva Prosperina a nivel de 230 kV.

**Tabla 5.1 Conductor de la línea de 230 kV Pascuales – Nueva Prosperina [6]**

Línea de Transmisión	Voltaje (kV)	Tipo		Capacidad				No. Circuito	Longitud (km)
		Calibre	Tipo	Continua (A)	MVA	Emergencia (A)	MVA		
Pascuales - Nueva Prosperina	230	1.200	ACSR Bluejay	886	353	1.110	442	1	11,75

Los datos de placa de los transformadores de las subestaciones Nueva Prosperina y Pascuales se presentan en la **tabla 5.2**.

**Tabla 5.2 Dato de placa de los transformadores de Pascuales y Nueva Prosperina [6]**

Subestación	TRANSFORMADOR						
	Nombre	Tipo		Marca	HV (kV)	XV (kV)	LTC
Nueva Prosperina	TRK	Transformador	1 trifásico	Crompton Greaves	230	69	SI
Pascuales	ATU	AutoTransformador	3 monofásico	OSAKA	230	138	NO
	ATT	AutoTransformador	3 monofásico	1 OSAKA + 1 ABB + 1 CENEMESA	230	138	NO
	ATR	AutoTransformador	1 trifásico	SIEMENS	138	69	SI
	ATQ	AutoTransformador	1 trifásico	CHINT	138	69	SI

Subestación	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD (MVA)					
		Datos de Placa Trafo				Continuo	Emergencia
	Designación	OA ONAN	FA ONAF		FOA		
1ra Etapa			2ra Etapa				
Nueva Prosperina	TRK	135	185	225		225	252
Pascuales	ATU	225	300	-	375	375	420
	ATT	225	300	-	375	375	420
	ATR	120	150	200	-	200	224
	ATQ	120	150	200	-	200	224

En la tabla 5.2 se determina que el transformador de la subestación Nueva Prosperina tiene una capacidad de 225 MVA y en total en la subestación Pascuales se tiene 1.150 MVA de capacidad en transformación repartidos de la siguiente manera 750 MVA de 230/138 kV y 400 MVA de 138/69 kV.

La Distribuidora de Guayaquil cuenta en la subestación Pascuales con dos líneas a 69 kV “Cervecería” y “Vergeles” y en la subestación Nueva Prosperina salen tres líneas a 69 kV “Nueva Prosperina 1”, “Nueva Prosperina 2” y “Nueva Prosperina 3”.

Las subestaciones Flor de Bastión y Fortín en condiciones normales se conectan a la subestación Nueva Prosperina. En caso de contingencia en la subestación Nueva Prosperina, la energía para dar servicio a la subestación Flor de Bastión y Fortín es proporcionada por la subestación Pascuales.

Las subestaciones Nueva Prosperina y Flor de Bastión se interconectan a través de la línea de 69 kV Nueva Prosperina No. 1, tramo de línea de aproximadamente 6 kilómetros de conductor 477 MCM 26/7 ACSR con 72 MVA de capacidad.

Las subestaciones Nueva Prosperina y Fortín se interconectan a través de la línea de 69 kV Nueva Prosperina No. 3, tramo de línea de aproximadamente 0.96 kilómetros de conductor 477 MCM 26/7 ACSR con 72 MVA de capacidad.

La conexión entre la subestación Pascuales y las subestaciones Flor de Bastión y Fortín se realiza través de la línea de 69 kV Cervecería, que cuenta con un conductor 477 MCM 26/7 ACSR con 72 MVA de capacidad.

En la **figura 5.3** se muestra una parte del diagrama unifilar de 69 kV de la Distribuidora de Guayaquil, se resalta la conexión de 69 kV de los puntos de entrega del sistema nacional de transmisión con las subestaciones Flor de Bastión y Fortín.

DIAGRAMA DE UNA LÍNEA DE 69 KV.  
DEL SISTEMA GUAYAQUIL  
ZONA FLOR DE BASTIÓN Y MONTE SINAÍ

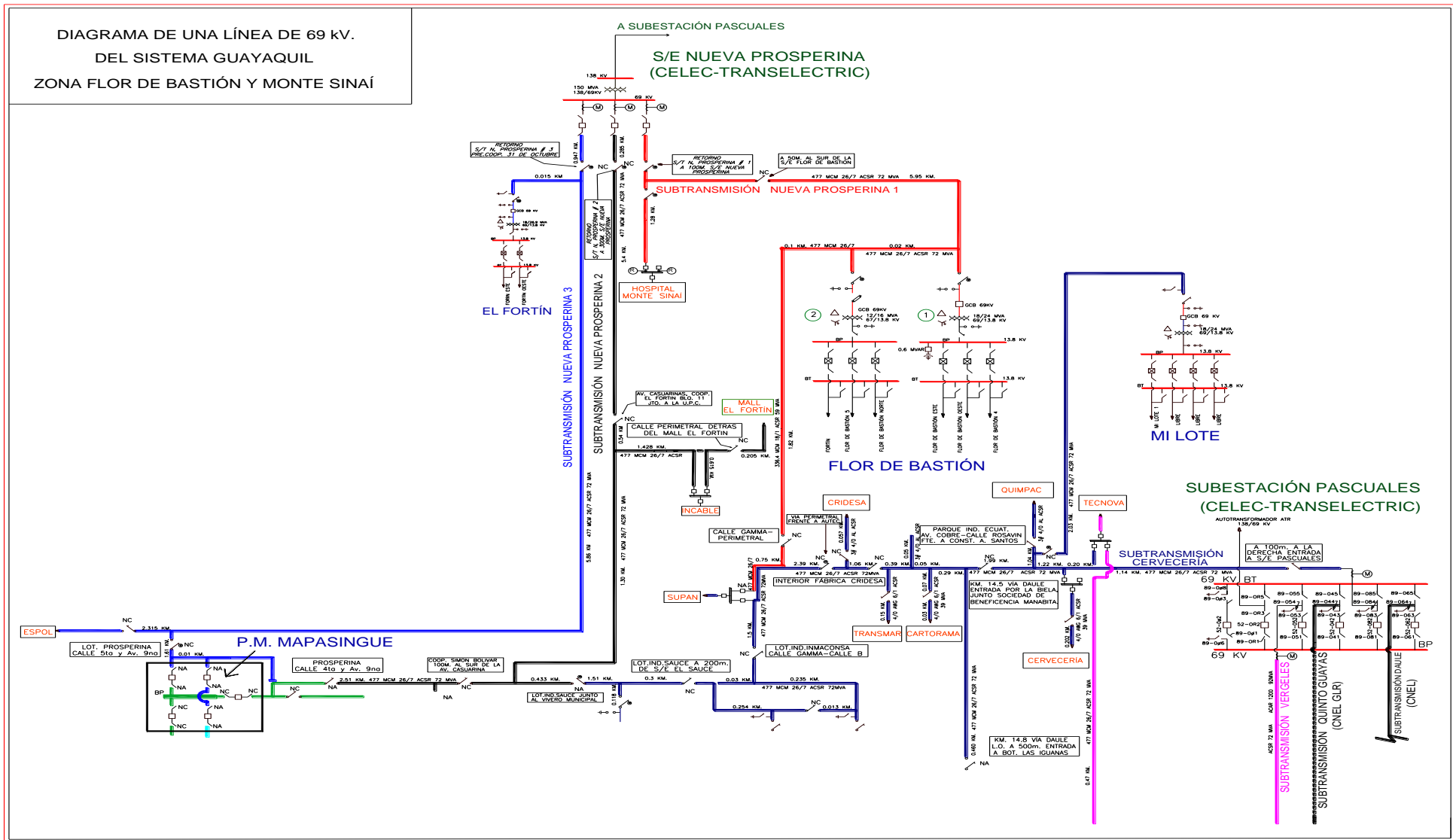


Figura 5.3 Diagrama unifilar de 69 kV simplificado del sistema Guayaquil [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]

Las cargas instaladas en las líneas a 69 kV Nueva Prosperina # 1, Nueva Prosperina # 3 y Cervecería se encuentran distribuidas de la siguiente manera:

a) Línea Nueva Prosperina No. 1:

- Cargas de la Distribuidora de Guayaquil: Flor de Bastión No. 1 y Flor de Bastión No.2.
- Carga particular: Hospital Monte Sinaí.

b) Línea Nueva Prosperina No. 3:

- Cargas de la Distribuidora de Guayaquil: El Fortín.
- Carga particular: Escuela Superior Politécnica del Litoral ESPOL.

c) Línea Cervecería:

- Cargas de la Distribuidora de Guayaquil: Mi Lote, El Sauce 1, EL Sauce 2, Parque California.
- Carga particular: Cervecería Nacional, Quimpac, Cartorama, Cridesa, Supan.

Para la simulación de la red de subtransmisión de la Distribuidora de Guayaquil se considera el día 3 de julio del 2019, a las 20H00, ese día y a la hora señalada se registra la demanda máxima en las subestaciones Flor de Bastión y Fortín, los datos se presentan en la **tabla 5.3**.



**Tabla 5.3 Dato de demanda máxima para la simulación de la red de 69 kV [Fuente: Distribuidora de Guayaquil]**

<b>Carga de la línea Nueva Prosperina 1</b>			
<i>Subestaciones de la Distribuidora de Guayaquil</i>	MW	MVAR	MVA
Flor de Bastión 1	14,60	1,02	14,63
Flor de Bastión 2	11,74	1,45	11,83
	<b>26,34</b>	<b>2,47</b>	<b>26,46</b>
<i>Subestaciones Particulares</i>	MW	MVAR	MVA
Hospital Monte Sinaí	1,15	0,20	1,16
<b>Total de Línea</b>	<b>27,49</b>	<b>2,67</b>	<b>27,62</b>
<b>Carga de la línea Nueva Prosperina 3</b>			
<i>Subestaciones de la Distribuidora de Guayaquil</i>	MW	MVAR	MVA
Fortín	9,42	0,96	9,47
<i>Subestaciones Particulares</i>	MW	MVAR	MVA
ESPOL	1,14	0,44	1,22
<b>Total de Línea</b>	<b>10,56</b>	<b>1,40</b>	<b>10,69</b>
<b>Cargas de la línea Cervecería</b>			
<i>Subestaciones de la Distribuidora de Guayaquil</i>	MW	MVAR	MVA
Mi Lote	2,96	0,95	3,10
El Sauce 1	11,26	2,14	11,46
El Sauce 2	10,80	0,72	10,82
Parque California	9,34	2,37	9,64
	<b>34,35</b>	<b>6,18</b>	<b>35,02</b>
<i>Subestaciones Particulares</i>	MW	MVAR	MVA
Cervecería Nacional	4,17	0,91	4,26
Quimpac	3,03	1,37	3,32
Cartorama	1,65	0,56	1,74
Transmar	0,52	0,32	0,61
Cridesa	5,71	2,20	6,12
Supan	0,88	0,33	0,93
	<b>15,95</b>	<b>5,68</b>	<b>16,99</b>
<b>Total de Línea</b>	<b>50,30</b>	<b>11,86</b>	<b>52,02</b>

Las simulaciones de cortocircuito y flujo de potencia en el sistema de alta tensión se realizan en el software CYMDIST (mediante oficio Nro. CNEL-GYE-ADM-2019-0911-O el Administrador de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil autoriza el uso del software CYMDIST 8.2 Rev. 3, para el desarrollo del presente trabajo, el oficio de autorización se encuentra en el **Anexo 40**), la **figura 5.4** ilustra la red simplificada con la conexión entre las subestaciones Flor de Bastión

y Fortín y las líneas de alta tensión, también se encuentran los nombres de los nodos definidos en el software CYMDIST.

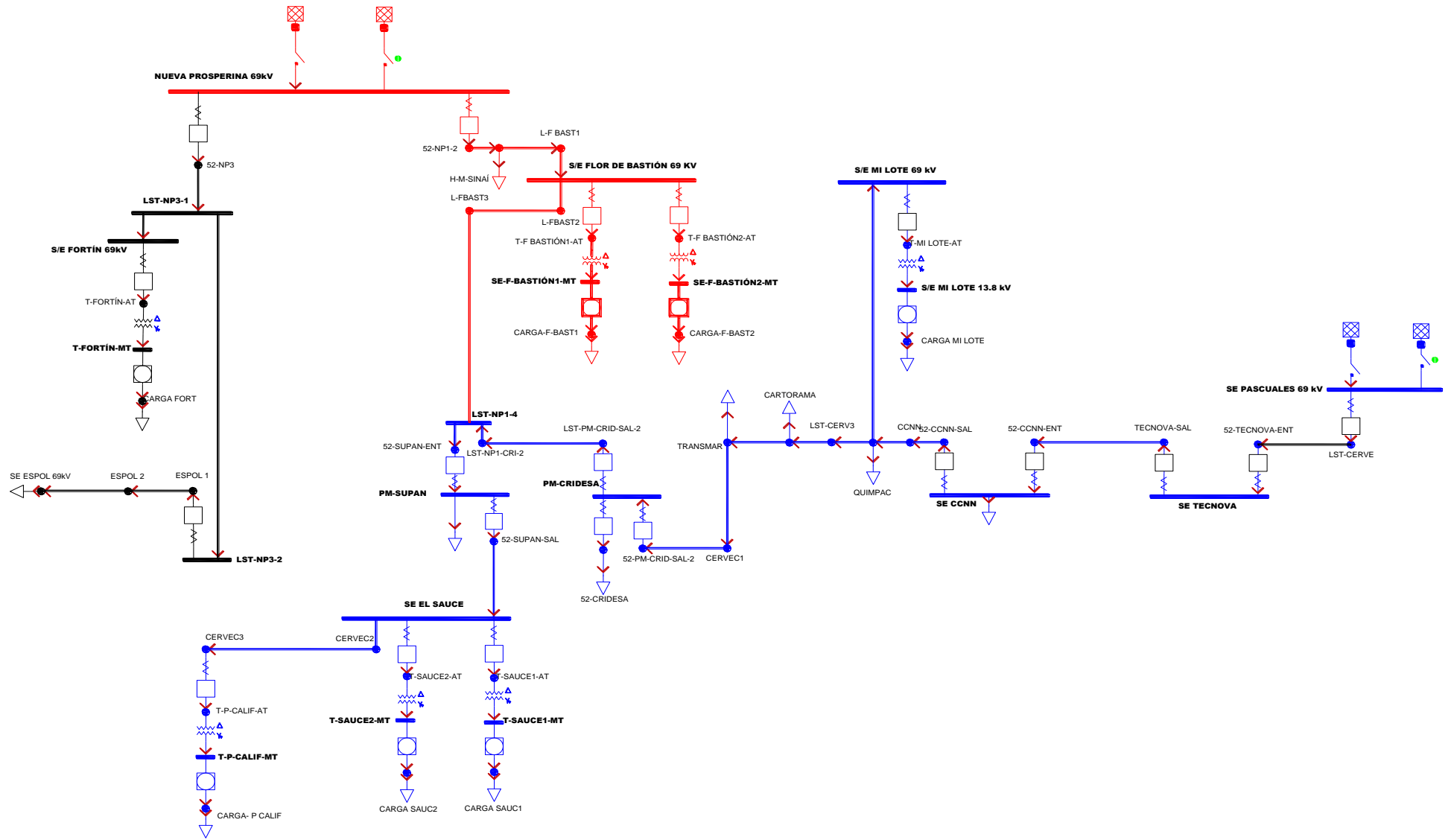


Figura 5.4 Diagrama unifilar de 69 kV en el software CYMDIST para cortocircuito y flujo de potencia en alta tensión

### 5.2.1. Niveles de cortocircuito en diferentes puntos de la red de alta tensión

Para la simulación de flujo de carga y cortocircuito en alta tensión se utilizan los niveles de cortocircuito e impedancias equivalentes en las barras del sistema nacional interconectado a julio 2019 proporcionados por el CENACE, en la **tabla 5.4** se presentan los datos de cortocircuito para máxima y mínima generación en las subestaciones Nueva Prosperina y Pascuales.

**Tabla 5.4 Niveles de cortocircuitos y equivalentes Thevenin del SNI en las subestaciones Pascuales y Nueva Prosperina [Fuente: CENACE]**

CENACE - Julio - 2019									
Máxima Generación					Mínima Generación				
69 kV	N. PROSPERINA	PASCUALES			69 kV	N. PROSPERINA	PASCUALES		
3F	SK"	767.28	3577.28	MVA	3F	SK"	687.82	2225.20	MVA
	IK"	6.42	29.93	kA		IK"	5.76	18.62	kA
	Ip	17.2	78.58	kA		Ip"	15.32	48.55	kA
	R	0.25	0.07	$\Omega$		R	0.31	0.12	$\Omega$
	X	6.82	1.46	$\Omega$		X	7.61	2.35	$\Omega$
	Z	6.83	1.46	$\Omega$		Z	7.61	2.35	$\Omega$
	X / R	27.28	20.86			X / R	24.55	19.58	
LT	SK"	285.75	1372.1	MVA	LT	SK"	264	945.79	MVA
	IK"	7.17	34.44	kA		IK"	6.63	23.74	kA
	Ip	19.22	90.42	kA		Ip"	17.64	61.91	kA
	Rk0	0.16	0.01	$\Omega$		Rk0	0.16	0.01	$\Omega$
	Xk0	4.64	0.86	$\Omega$		Xk0	4.64	0.86	$\Omega$
	Zk0	4.64	0.86	$\Omega$		Zk0	4.64	0.86	$\Omega$
	Rk1	0.25	0.07	$\Omega$		Rk1	0.31	0.12	$\Omega$
	Xk1	6.82	1.46	$\Omega$		Xk1	7.61	2.35	$\Omega$
	Zk1	6.83	1.46	$\Omega$		Zk1	7.61	2.35	$\Omega$
	Rk2	0.25	0.07	$\Omega$		Rk2	0.31	0.12	$\Omega$
	Xk2	6.86	1.49	$\Omega$		Xk2	7.58	2.32	$\Omega$
	Zk2	6.86	1.49	$\Omega$		Zk2	7.58	2.32	$\Omega$
	R	0.66	0.15	$\Omega$		R	0.78	0.25	$\Omega$
	X	18.32	3.81	$\Omega$		X	19.83	5.53	$\Omega$
	Z	18.33	3.81	$\Omega$		Z	19.83	5.53	$\Omega$
X / R	27.76	25.40		X / R	25.42	22.12			

En la **figura 5.5** se presentan los valores de corriente de cortocircuito para fallas trifásicas, bifásicas, dos líneas a tierra y una línea a tierra, en diferentes nodos de la red de 69 kV.

Los niveles de cortocircuito en la barra de 69 kV de la subestación Flor de Bastión se encuentra en el orden de los 2.610 amperios para falla trifásica y en 2.120 amperios para fallas de línea a tierra.

Los niveles de cortocircuito en la barra de 69 kV de la subestación Fortín se encuentra en el orden de los 5.412 amperios para falla trifásica y en 5.950 amperios para fallas de línea a tierra.

La subestación Fortín se encuentra a una distancia aproximada de 960 metros de la barra de 69 kV de la subestación Nueva Prosperina y la subestación Flor de Bastión se encuentra a 6 km.

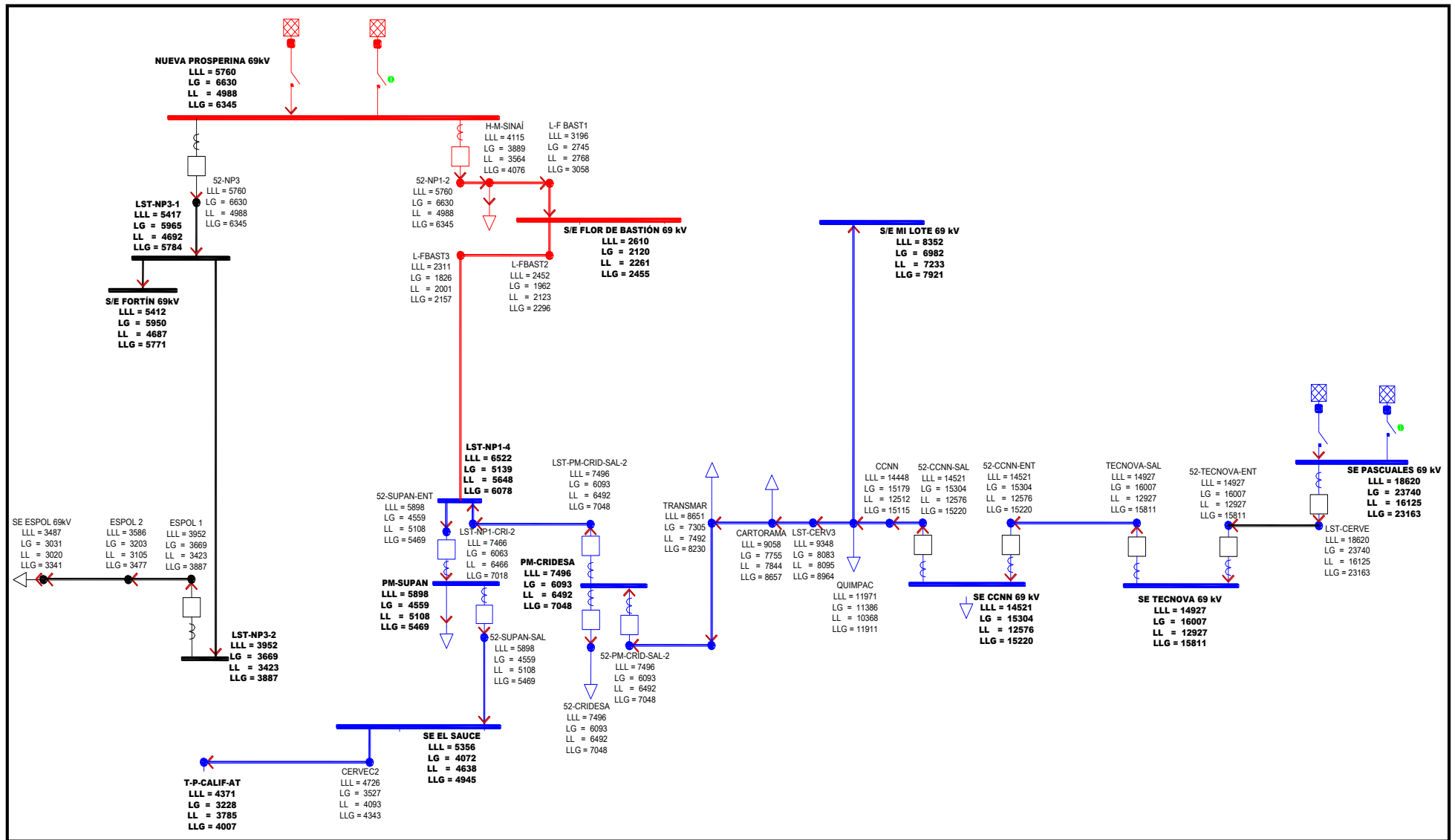


Figura 5.5 Niveles de cortocircuito en la red de alta tensión

### 5.2.2. Flujo de potencia en las redes de alta tensión

Con la creación de la red de 69 kV que da servicio a las subestaciones Flor de Bastión y Fortín en el software CYMDIST, se puede simular el flujo de potencia y obtener el nivel de cargabilidad y pérdidas técnicas en las tres líneas de subtransmisión considerada.

En la **figura 5.6** se presentan el flujo de potencia en MW y MVAR en cada tramo de línea de 69 kV, datos importantes a destacar son los siguientes:

- La carga a la salida de la línea Nueva Prosperina # 1 es de 28,35 MVA (representa el 39% de la capacidad de la línea), existen pérdidas a lo largo de la línea por un valor de 349,5 kW y 1.304 kVAR.
- La carga a la salida de la línea Nueva Prosperina # 3 es de 10,70 MVA (representa el 15% de la capacidad de la línea), existen pérdidas a lo largo de la línea por un valor de 3,3 kW y 11,7 kVAR.
- La carga a la salida de la línea Cervecería es de 52,98 MVA (representa el 74% de la capacidad de la línea), existen pérdidas a lo largo de la línea por un valor de 495,4 kW y 1.848 kVAR.

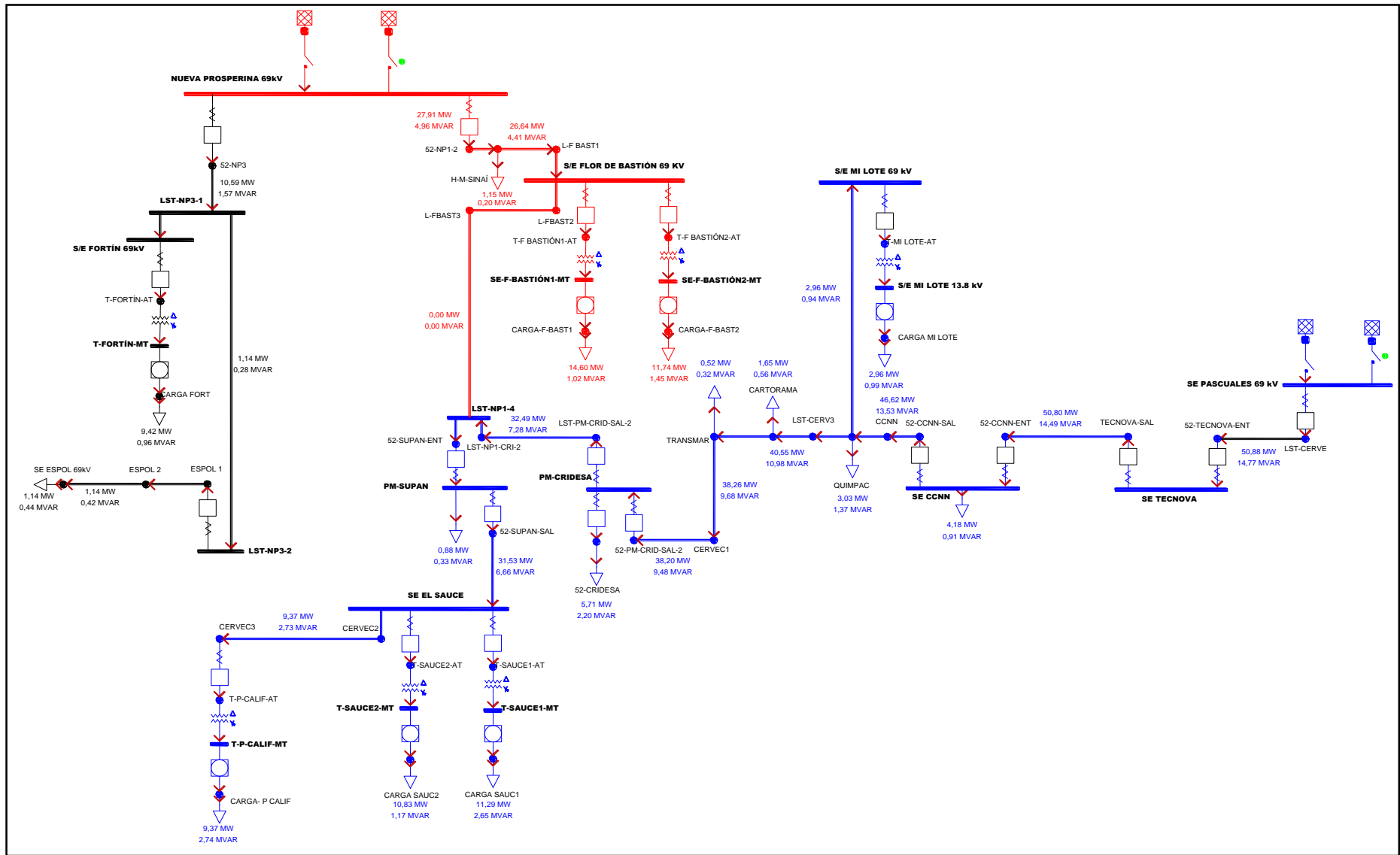


Figura 5.6 Flujo de potencia en la red de alta tensión



### 5.3. Características técnicas de las alimentadoras de 13,8 kV que serán automatizadas

Las características técnicas de las ocho alimentadoras de 13,8 kV que serán incorporadas a un sistema de reconfiguración automática se presentan a continuación:

- a) La alimentadora “Fortín Este” tiene una troncal de aproximadamente 8,31 km de longitud y los siguientes conductores.

CONDUCTORES	CAPACIDAD (A)
336,4 MCM 18/1 ACSR	519
ACSR # 2.	184

- b) La alimentadora “Fortín Oeste” tiene una troncal de aproximadamente 10,96 km de longitud y los siguientes conductores.

CONDUCTORES	CAPACIDAD (A)
336,4 MCM 18/1 ACSR	519
3/0 AWG 6/1 ACSR	315
ACSR # 2.	184

- c) La alimentadora “Fortín” tiene una troncal de aproximadamente 7,82 km de longitud y los siguientes conductores.

CONDUCTORES	CAPACIDAD (A)
336,4 MCM 18/1 ACSR	519
3/0 AWG 6/1 ACSR	315
ACSR # 2.	184

- d) La alimentadora “Bastión Oeste” tiene una troncal de aproximadamente 7,52 km de longitud y los siguientes conductores.

CONDUCTORES	CAPACIDAD (A)
336,4 MCM 18/1 ACSR	519
3/0 AWG 6/1 ACSR	315
1/0 AWG 6/1 ACSR	242
ACSR # 2.	184

- e) La alimentadora “Bastión Este” tiene una troncal de aproximadamente 11,47 km de longitud y los siguientes conductores.

CONDUCTORES	CAPACIDAD (A)
336,4 MCM 18/1 ACSR	519
ACSR # 2.	184

- f) La alimentadora “Bastión Norte” tiene una troncal de aproximadamente 11,60 km de longitud y los siguientes conductores.

CONDUCTORES	CAPACIDAD (A)
336,4 MCM 18/1 ACSR	519
4/0 AWG 6/1 ACSR	359
3/0 AWG 6/1 ACSR	315
1/0 AWG 6/1 ACSR	242
ACSR # 2.	184

- g) La alimentadora “Bastión 4” tiene una troncal de aproximadamente 21,16 km de longitud y los siguientes conductores.

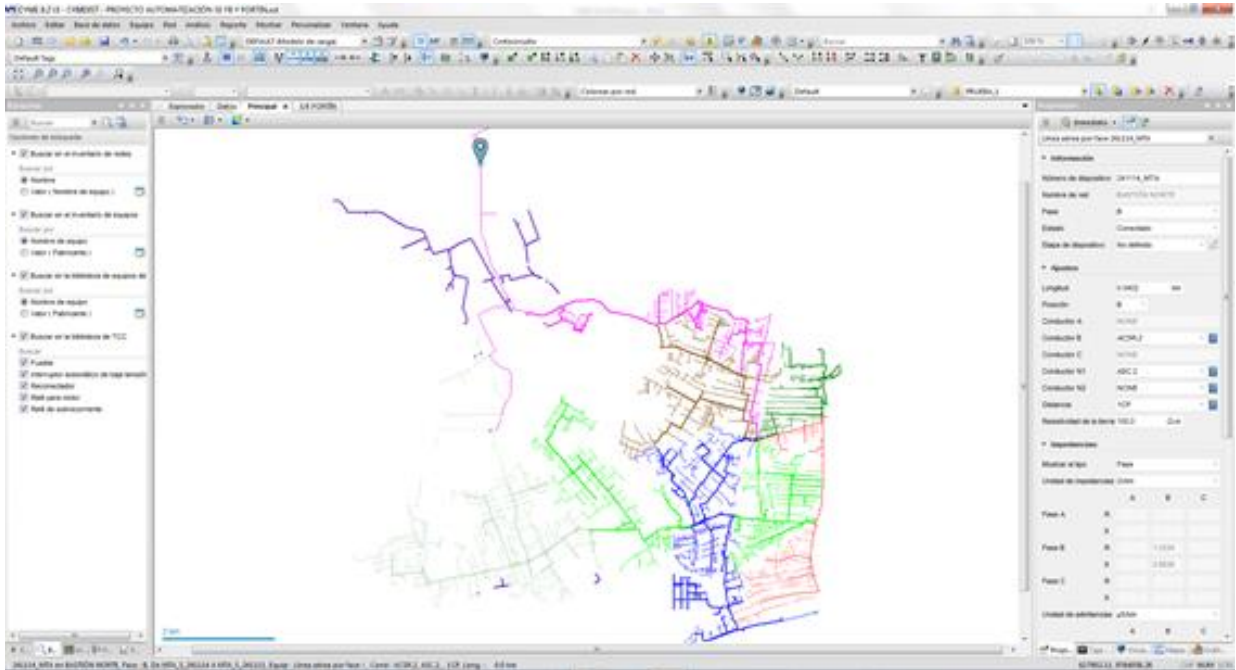
CONDUCTORES	CAPACIDAD (A)
336,4 MCM 18/1 ACSR	519
3/0 AWG 6/1 ACSR	315
1/0 AWG 6/1 ACSR	242
ACSR # 2.	184

- h) La alimentadora “Bastión 5” tiene una troncal de aproximadamente 7,21 km de longitud y los siguientes conductores.

CONDUCTORES	CAPACIDAD (A)
336,4 MCM 18/1 ACSR	519
1/0 AWG 6/1 ACSR	242
ACSR # 2	184

La simulación de la red de media tensión de la Distribuidora de Guayaquil que permite determinar los niveles de cortocircuito en diferentes puntos de la red y el flujo de potencia en las ocho alimentadoras que serán automatizadas, se realiza en el software CYMDIST 8.2 Rev.3, la información de la base de equipos y de la

red de media tensión han sido exportadas desde el sistema de información geográfica de la Distribuidora de Guayaquil, la **figura 5.7** ilustra la red que será simulada en CYMDIST.



**Figura 5.7 Diagrama unifilar de 8 alimentadoras en el Software CYMDIST**

Para simplificar la topología de la red de las ocho alimentadoras se realiza un diagrama unifilar, el cual contiene los nombres asignados a los tramos de líneas y a los nodos de conexión y de carga que serán utilizados en la programación en Matlab, en la **figura 5.8** se aprecia el diagrama unifilar.

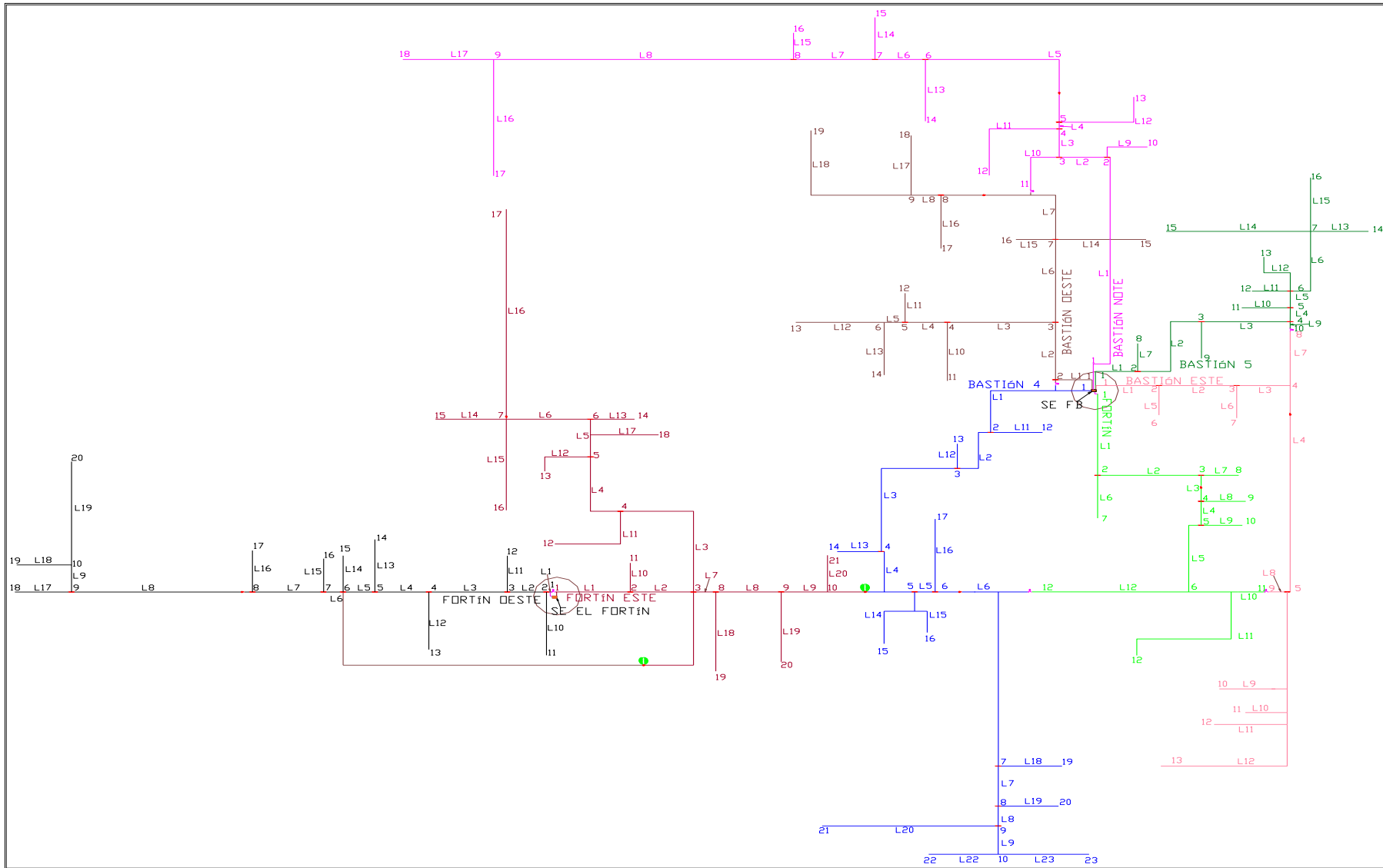


Figura 5.8 Diagrama unifilar simplificado de las 8 alimentadoras de 13,8 kV

### 5.3.1. Niveles de cortocircuito en diferentes puntos de la red de 13,8 kV

La simulación de fallas en todos los posibles puntos de la red de media tensión permite determinar las especificaciones técnicas que debe cumplir el equipo que será instalado en la red.

En la **tabla 5.5** se presentan los niveles de cortocircuito en barra de 13,8 kV de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín, también se encuentra el valor más bajo de corriente de cortocircuito a lo largo de cada una de las alimentadoras.

En todas las ocho líneas de 13,8 kV se registra un nivel de cortocircuitos por debajo de los 10.500 amperios, en nuestro caso se han especificado equipos con un poder de corte de 12.500 amperios.

**Tabla 5.5 Máximo y mínimo nivel de cortocircuitos en las 8 alimentadoras de 13,8 kV**

SUBESTACIÓN FORTÍN	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
Subestación Fortín barra de 13.8 kV	10,41	10,07	9,25
Alimentadora Fortín Este valor menor (L15)	2,99	3,66	3,92
Alimentadora Fortín Oeste valor menor (L18)	2,33	2,89	3,13
SUBESTACIÓN FLOR DE BASTIÓN	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
Subestación Flor de Bastión 1 barra de 13.8 kV	10,03	9,72	8,70
Alimentadora Bastión 4 valor menor (L22)	1,86	2,34	2,55
Alimentadora Bastión Este valor menor (L9)	2,56	3,52	3,56
Alimentadora Bastión Oeste valor menor (L18)	2,82	3,53	3,81
Subestación Flor de Bastión 2 barra de 13.8 kV	7,19	7,03	6,47
Alimentadora Bastión Norte valor menor (L17)	1,31	1,70	1,87
Alimentadora Bastión 5 valor menor (L15)	2,68	3,14	3,33
Alimentadora Fortín valor menor (L10)	2,85	3,34	3,53

Donde (L#) representa el número del tramo de línea en el que se localiza el menor valor de falla a lo largo del alimentador.

El detalle del nivel de cortocircuito en todo el recorrido en cada una de las 8 alimentadoras se encuentra en los **Anexos 14, 15, 16, 17, 18, 19, 20 y 21**.

### 5.3.2. Flujo de carga en las redes de 13,8 kv

La determinación del nivel de cargabilidad en las líneas de distribución y transformadores de poder es importante para poder estimar si es posible realizar transferencias de carga entre alimentadoras de la misma o diferente fuente. También ayuda con la ubicación de los reconectores, si se conoce la carga de las secciones de líneas facilita saber si es posible realizar una interconexión entre alimentadoras.

El flujo de potencia de la red completa de la Distribuidora de Guayaquil se lo realiza en el software CYMDIST, este primer flujo adicionalmente a lo establecido en el párrafo anterior servirá para que el programa desarrollado en Matlab pueda realizar la simulación de reconfiguración de las alimentadoras cuando ocurre una falla.

En la **tabla 5.6** se presentan los niveles de cargabilidad en los transformadores de poder y en la salida de las 8 alimentadoras, también se determinan las pérdidas totales en cada alimentador.

**Tabla 5.6 Nivel de carga en las subestaciones Flor de Bastión y Fortín y en las 8 alimentadoras**

SUBESTACIÓN FORTÍN	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Aparente (kVA)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
Transformador Fortín	9.438,98	1.290,92	9.526,84	18,81	330,63	39,70
Salida de Fortín Este	3.755,07	536,19	3.793,16	0,02	0,08	30,65
Salida de Fortín Oeste	5.571,84	414,59	5.587,24	0,07	0,16	45,15
SUBESTACIÓN FLOR DE BASTIÓN	Potencia Activa (kW)	Potencia Reactiva (kVAR)	Potencia Aparente (kVA)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
Transformador Flor de Bastión 1	14.648,56	1.851,22	14.765,07	47,27	830,94	61,52
Salida de Bastión 4	6.370,90	777,10	6.418,12	1,35	3,12	51,94

Salida de Bastión Este	3.706,13	279,04	3.716,62	0,03	0,08	30,01
Salida de Bastión Oeste	4.237,96	-55,87	4.238,33	0,05	0,11	34,19
Transformador Flor de Bastión 2	11.766,71	1.993,74	11.934,42	30,88	542,88	49,73
Salida de Bastión Norte	4.497,14	748,40	4.558,99	0,05	0,12	36,94
Salida de Bastión 5	3.271,96	193,45	3.277,67	0,03	0,07	26,48
Salida de Fortín	3.793,30	487,57	3.824,50	0,05	0,11	30,94

Del análisis de los flujos de potencia se puede concluir que la alimentadora “Bastión 4” tiene la cargabilidad máxima, alcanza un valor del 52%, con estos resultados no existe restricción en poder transferir toda la carga a otro alimentador, eso será comprobado a continuación.

El detalle del flujo de potencia en cada tramo de línea de las 8 alimentadoras se encuentra en los **Anexos 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28 y 29**.

#### **5.4. Simulación de eventos de falla o sobrecarga y diagnóstico de la red reconfigurada**

A continuación se realiza la simulación de la perturbación del sistema de distribución (en cada una de las ocho alimentadoras), para la simulación se supone que las alimentadoras han sido equipadas para permitir la reconfiguración de la red y tienen la suficiente disponibilidad en la comunicación entre equipos para satisfacer las necesidades de una red eléctrica inteligente.

##### **5.4.1. Introducción**

Para determinar cómo reducir el tiempo desde que se inicia la falla hasta que se restablece el servicio eléctrico, disminuir la cantidad de usuarios afectados por el evento y los índices de calidad del servicio de la empresa distribuidora, se propone una herramienta de análisis que permita identificar la mejor solución para restablecer el servicio. La herramienta de análisis de la red eléctrica inteligente se realiza en el software en Matlab R2014a (**figura 5.9**), en base a los criterios de los fabricantes que han desarrollado este tipo de tecnología, en el presente caso se ha escogido

los lineamientos de la marca de los reconectores que dispone la Distribuidora de Guayaquil, [22]

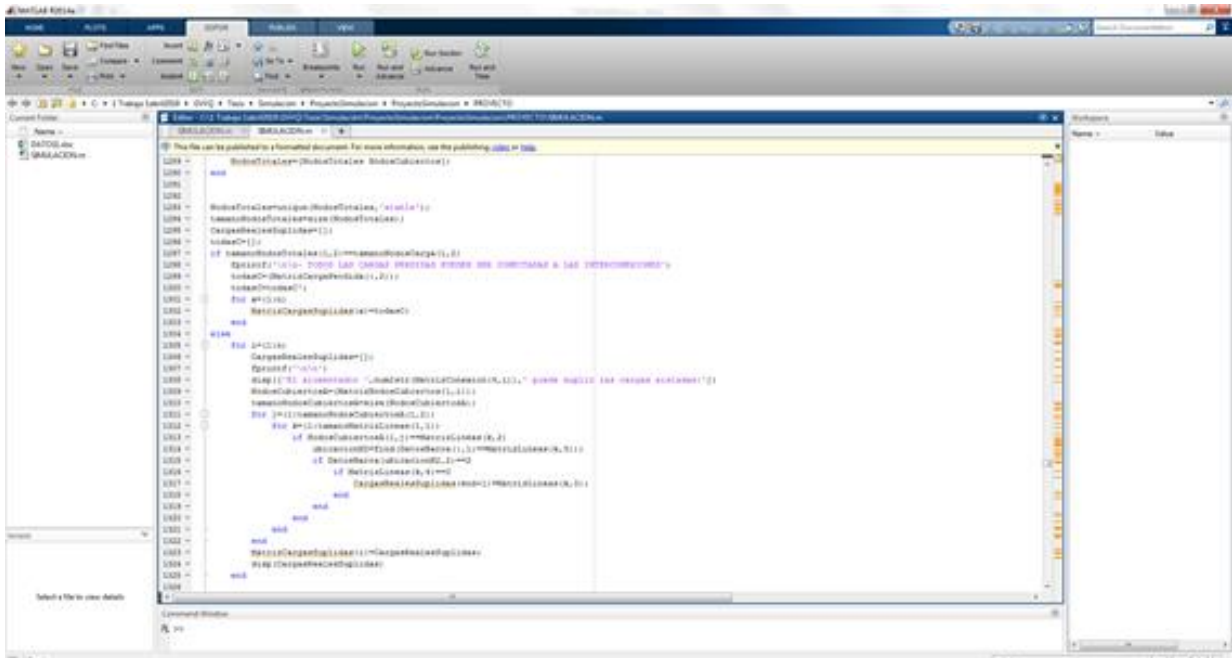


Figura 5.9 Programación en Matlab para simular redes inteligentes

La zona urbana de la ciudad de Guayaquil y el recorrido de las 8 líneas de 13,8 kV que salen de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín se muestra en la **figura 5.10**, algunas de las alimentadoras como por ejemplo Fortín oeste y Bastión Norte llegan al final de zona habitada.





Figura 5.10 Recorrido de las 8 alimentadoras de 13,8 kV que salen de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín

#### 5.4.2. Programación en Matlab

Para iniciar la programación de la red inteligente en Matlab hay que reducir la red que se quiere analizar, las rutas por donde circulan las 8 líneas de 13,8 kV fueron simplificadas por medio del diagrama unifilar de la figura 5.8, ahora se presenta el diagrama unifilar de cada una de las alimentadoras que salen de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín, en la **figura 5.11** se presentan las alimentadoras de la subestación Fortín, en la **figura 5.12** se muestran las tres alimentadoras que salen de la subestación Flor de Bastión 1 y en la **figura 5.13** se presentan las tres alimentadoras que salen de la subestación Flor de Bastión 2.

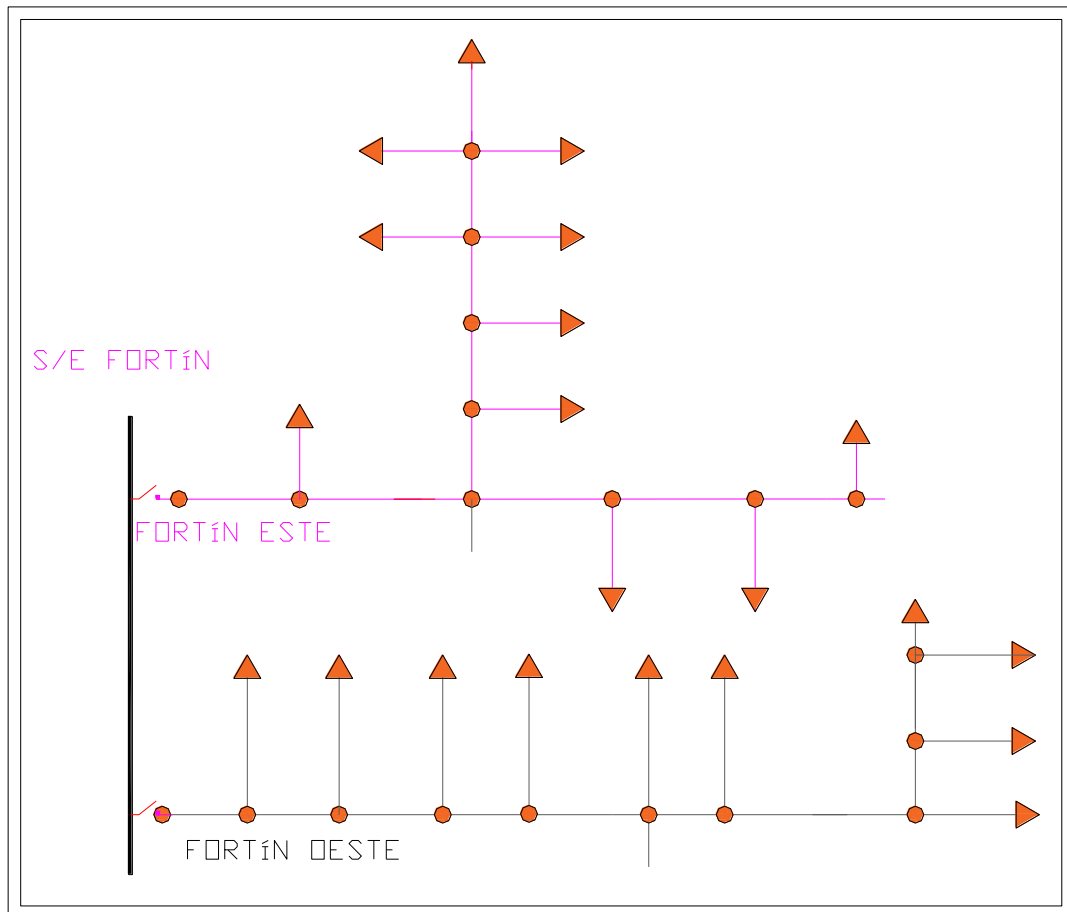


Figura 5.11 Diagrama unifilar de las 2 alimentadoras de la subestación Fortín

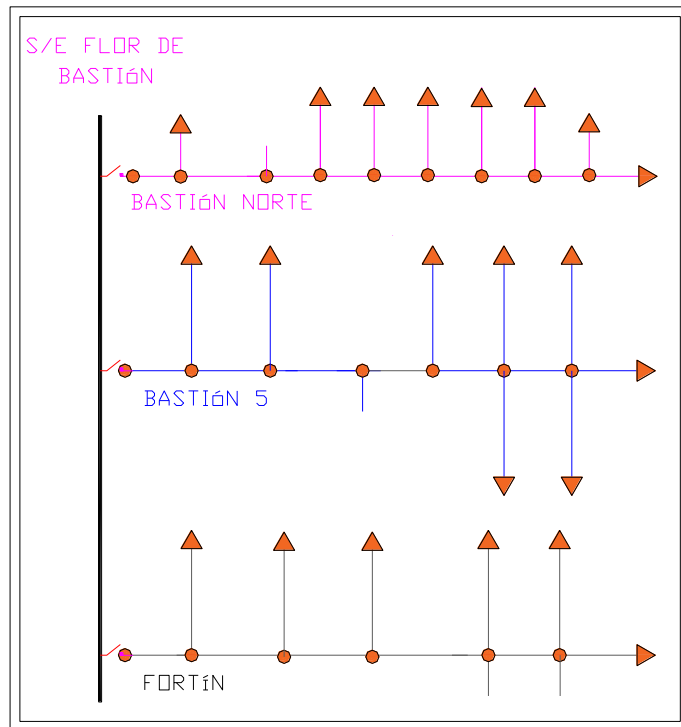


Figura 5.12 Diagrama unifilar de las 3 alimentadoras de la subestación Flor de Bastión 1

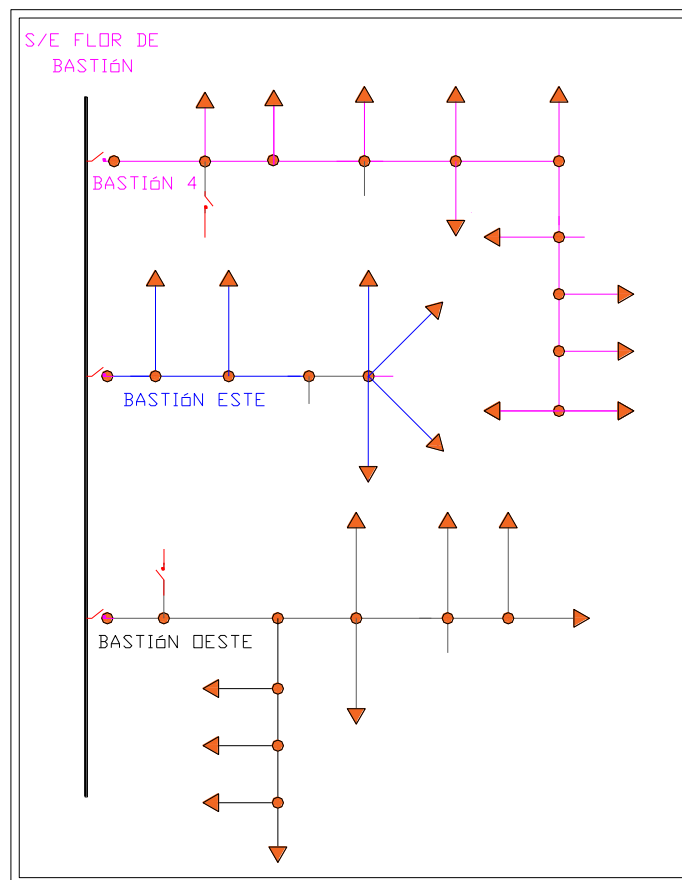


Figura 5.13 Diagrama unifilar de las 3 alimentadoras de la subestación Flor de Bastión 2

A continuación, se detallan las consideraciones que son base para la programación y simulación en Matlab:

a) La configuración de la red se basa en los nombres de los nodos (#), líneas (L#) y flujo de potencia en cada sección de línea (en amperios) definidos en el CYMDIST (sección 5.3.2), los mismos son llevados a una hoja Excel para luego ser cargados en la simulación en Matlab.

b) La hoja Excel contiene la siguiente información:

- Número asignado a la subestación y la capacidad del transformador de poder en amperios.
- Número asignado a la alimentadora y la capacidad del conductor en amperios.
- La ubicación del reconectador que será instalado en la troncal de la alimentadora de 13,8 kV, se realiza por medio del número de la línea en que se lo quiere instalar.
- La ubicación del reconectador que será instalado en la interconexión entre alimentadoras, se realiza por medio del número asignado a cada línea de 13,8 kV que se quiere interconectar.
- Flujo de potencia (CYMDIST) en cada sección de línea con la capacidad del conductor instalado en el correspondiente tramo de línea.

c) Con los datos de entrada definidos, el programa procederá a realizar flujos de carga para cada alimentador y estos serán los flujos en condiciones normales.

d) Una vez definidas las condiciones normales para todos los alimentadores, el programa pedirá una entrada de datos que indique el

número del alimentador en que se desea simular la falla y el número de la línea en que se desea realizar la falla.

- e) La simulación de la falla comienza con la rápida actuación de los reconectores que conforman el alimentador seleccionado, de tal forma que identifican donde se produjo la falla y envían órdenes de apertura entre sí para poder aislar la falla.
- f) Con la falla aislada el programa realiza un segundo flujo de carga para conocer el estado de la red durante la falla, de esta manera se identifica el número de barras de carga pérdida, calculando la carga total en amperios que se perdió producto de la falla.
- g) El siguiente paso será identificar el número de interconexiones que tiene el alimentador para determinar cuál de ellos pueden realmente ingresar a tomar carga. La condición del cierre de las interconexiones está determinada por la ubicación de la barra que contiene la línea de interconexión, de tal manera que si la barra se encuentra dentro de la zona de falla que se aisló producto de la apertura de los interruptores no podrá cerrar la interconexión, pero si la barra se encuentra fuera de la zona con falla y existe carga sin energía el reconector de interconexión podrá ser tomado en cuenta por el programa.
- h) Definidas las posibles interconexiones, se presentan dos casos principales; si todas las cargas pérdidas que se encuentran conectadas a la interconexión pueden ser suplidas por un alimentador “vecino”, entonces existe una “Reconfiguración Total”, o cuando solo se podrá cubrir un cierto número de barras de carga pérdida, existe una “Reconfiguración Parcial”.
- i) Para el caso de la reconfiguración total, existe al menos una subestación y un alimentador que tienen la capacidad de suplir todas las cargas pérdidas. Si existen dos o más interconexiones disponibles,

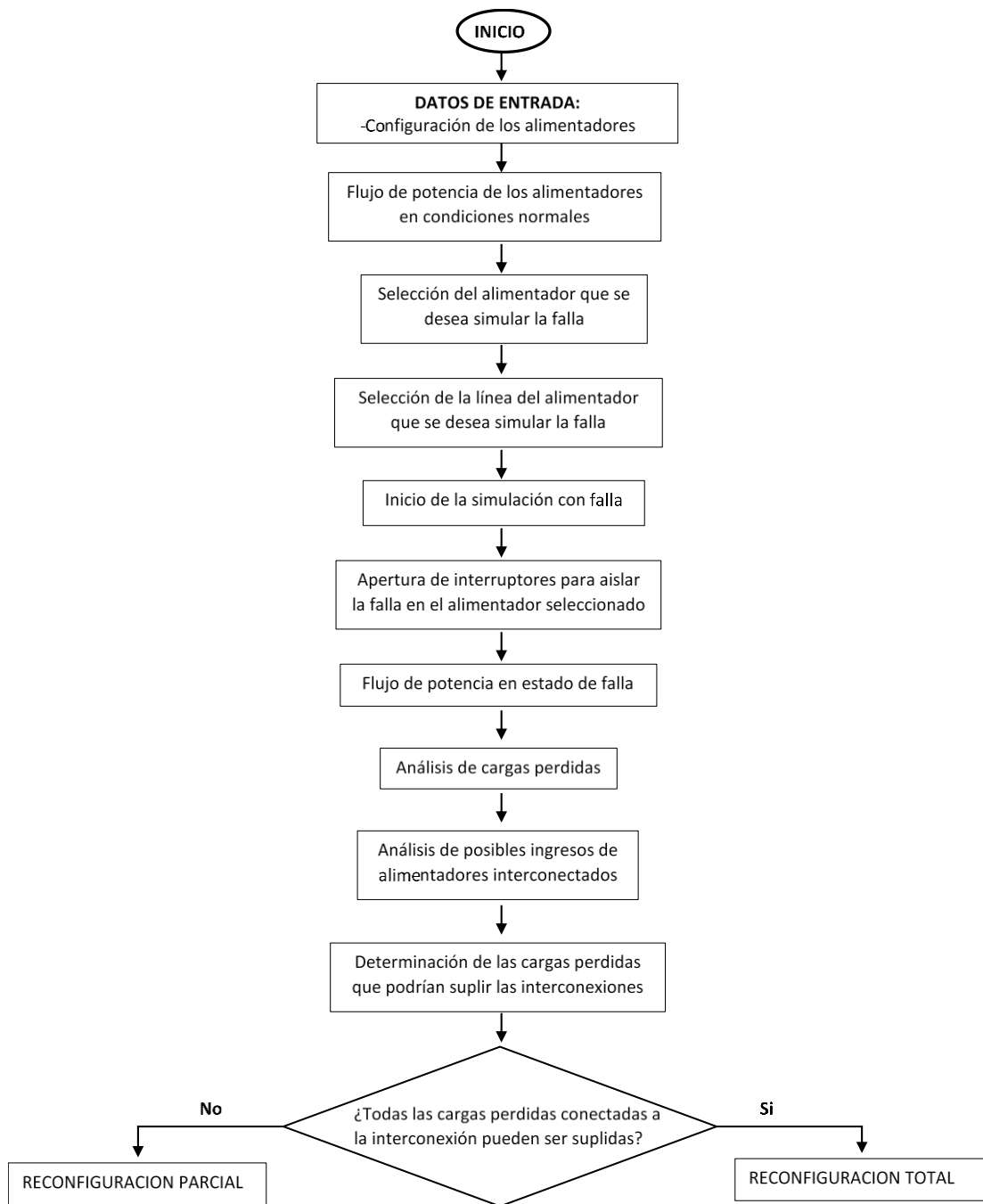
la prioridad del alimentador que toma la carga está definido por la capacidad del conductor principal.

- Definido el alimentador que toma la carga desconectada, el programa cierra los interruptores de la línea de interconexión para dar paso al nuevo flujo de carga proveniente del alimentador interconectado.
  - La simulación realiza los siguientes flujos; 1) flujo de carga del alimentador con la falla inicial, 2) flujo de carga del alimentador fallado destacando el flujo por donde no hay falla, 3) flujo de carga del alimentador que se conectó con la nueva carga incorporada.
  - Luego se compara el total de carga pérdida, el total de la carga suplida y el total de la carga que no se pudo recuperar. Todos estos resultados se muestran en forma de tabla en la salida del programa.
- j) El caso de la condición de reconfiguración parcial, se da porque ningún alimentador que se puede interconectar tiene la capacidad en su conductor principal o en la subestación a la que se encuentre conectado, para suplir todas las cargas pérdidas que están conectadas a su barra de interconexión.
- Si hay la posibilidad de tomar parte de la carga la simulación se pregunta si existen dos o más interconexiones disponibles, la prioridad del alimentador que toma la carga está definida por la capacidad del conductor principal.
  - Luego el programa realiza un análisis para obtener el camino del flujo de carga del alimentador que ingresará, se desea evitar que dos o más posibles interconexiones tomen la carga. Determinada la interconexión se toma la carga y se restablece el servicio hasta que se llegue a la capacidad máxima definida del conductor principal de la interconexión.

- Después de haber ejecutado el proceso para todas las posibles interconexiones, se realiza el flujo de carga en el alimentador con la falla inicial, para comparar el flujo en condiciones normales y en condición de falla. De la misma manera se realiza y se compara el flujo de carga de los alimentadores que recibieron la carga con los flujos iniciales de los mismos.
- Se calcula la carga total pérdida, la carga total suplida por cada alimentador y el total de la carga no suplida. Se mostrarán estos resultados en tablas y se finalizará el programa.

A continuación, se presentan los siguientes diagramas de flujo:

- Diagrama de flujo para la fase inicial del programa, **figura 5.14.**
- Diagrama de flujo para condición de reconfiguración total, **figura 5.15.**
- Diagrama de flujo para condición de reconfiguración parcial, **figura 5.16.**



**Figura 5.14 Diagrama de flujo de la fase inicial del programa**



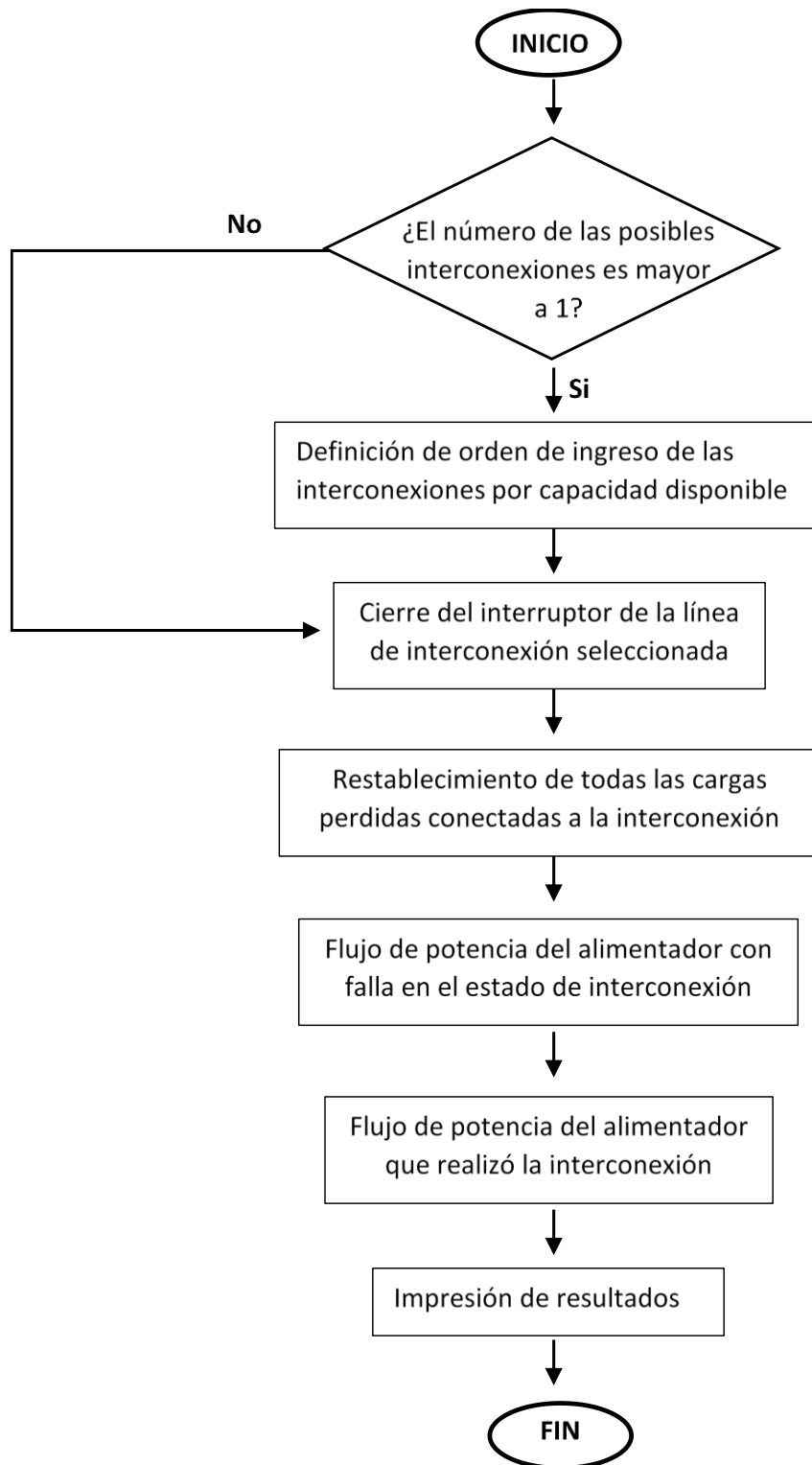


Figura 5.15 Diagrama de flujo en condición de reconfiguración total

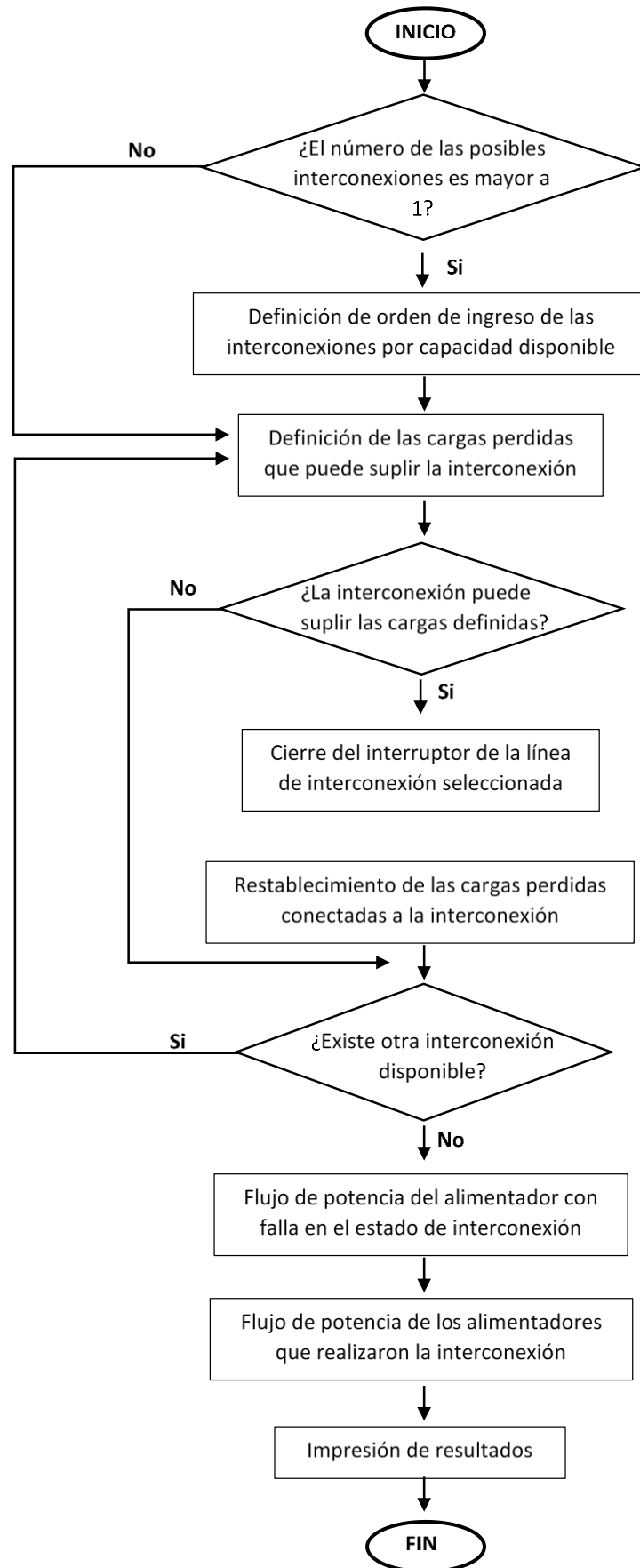


Figura 5.16 Diagrama de flujo en condición de reconfiguración parcial

### 5.4.3. Asignación de datos de entrada a Matlab

#### a) Subestaciones de poder.

Para no sobrecargar las subestaciones se fijan límites de cargabilidad, en el caso de las subestaciones bajo estudio, la capacidad de los transformadores de reducción fija el límite de carga permitido, en la subestación “Fortín” existe un transformador de 24 [MVA] y en la subestación “Flor de Bastión” se encuentran conectados 2 transformadores de 24 [MVA] cada uno, los datos que serán ingresados al programa serán los MVA equivalente en amperios a nivel de 13,8 kV. La capacidad y el código asignado a cada subestación se muestran en la **tabla 5.7**.

**Tabla 5.7 Asignación de datos de entrada de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín en Matlab**

SUBESTACIONES		
NUMERACIÓN	NOMBRE	CAPACIDAD [A]
1	EL FORTÍN	1004,09
2	FLOR DE BASTIÓN	2008,17

#### b) Alimentadora de 13,8 kV.

Para no sobrecargar los alimentadores se ha considerado el calibre del conductor de la troncal del alimentador, el 336,4 MCM 18/1 ACSR, con capacidad de transporte de 519 amperios. Los códigos asignados se muestran en la **tabla 5 8**.

**Tabla 5.8 Asignación de datos de entrada de las alimentadoras de 13,8 kV en Matlab**

ALIMENTADORES	
NUMERACIÓN	NOMBRES
1	FORTÍN ESTE
2	FORTÍN OESTE
3	FORTÍN
4	BASTIÓN OESTE

5	BASTIÓN ESTE
6	BASTIÓN NORTE
7	BASTIÓN 4
8	BASTIÓN 5

c) Vinculación subestación con las alimentadoras.

La disposición de los códigos que permiten la conexión entre las subestaciones y los alimentadores se detallan en la **tabla 5.9**, aquí se observa que la subestación 1 “Fortín” tiene 2 alimentadoras conectadas, mientras que la subestación 2 “Flor de Bastión” posee 6 alimentadoras conectados.

**Tabla 5.9 Asignación de datos de entrada que vinculan la subestación con las alimentadoras en Matlab**

SUBESTACIÓN - ALIMENTADOR	
DE	A
SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR
1	1
1	2
2	3
2	4
2	5
2	6
2	7
2	8

d) Vinculación del reconectador en la troncal del alimentador.

Existen reconectores inteligentes que se ubican a lo largo del alimentador, se les asigna en el diagrama unifilar un tramo de línea para identificar donde se encuentran instalados. Los códigos asignados se muestran en la **tabla 5.10**.

**Tabla 5.10 Asignación de datos de entrada de los reconectores instalados en la troncal del alimentador en Matlab**

RECONECTADORES EN LA TRONCAL	
ALIMENTADOR	LÍNEA
FORTÍN ESTE	2
FORTÍN OESTE	5
FORTÍN	4
BASTIÓN OESTE	7
BASTIÓN ESTE	3
BASTIÓN NORTE	2
BASTIÓN 4	3 Y 6
BASTIÓN 5	3

e) Vinculación del reconector de interconexiones con las alimentadoras.

La vinculación de los reconectores inteligentes para interconectar las alimentadoras se asignan en la **tabla 5.11**.

**Tabla 5.11 Asignación de datos de entrada de los reconectores de interconexión en Matlab**

RECONECTOR ALIMENTADOR - ALIMENTADOR			
DE	A	DE	A
ALIMENTADOR	ALIMENTADOR	# BARRA	# BARRA
1	2	23	21
1	7	22	24
7	3	18	14
3	5	11	9
4	6	20	11
5	8	8	10

La asignación del número que identifica al nombre de la subestación, al nombre del alimentador, al tramo de línea, la carga y a los reconectores instalados en la troncal del alimentador o en las interconexiones se ilustra en las **figuras 5.17, 5.18 y 5.19**.

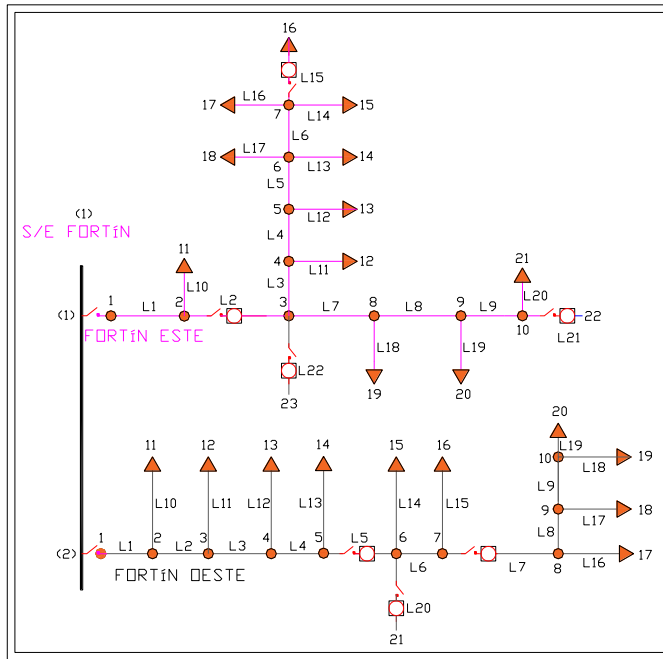


Figura 5.17 Diagrama unifilar de la subestación Fortín con códigos asignados en Matlab

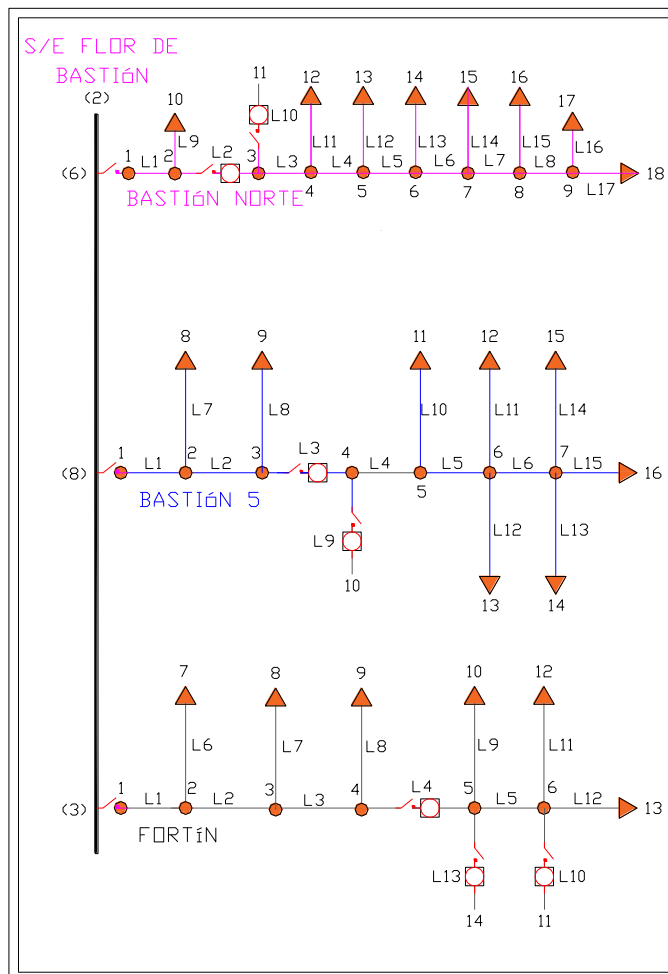


Figura 5.18 Diagrama unifilar de la subestación Flor de Bastión 1 con códigos asignados en Matlab

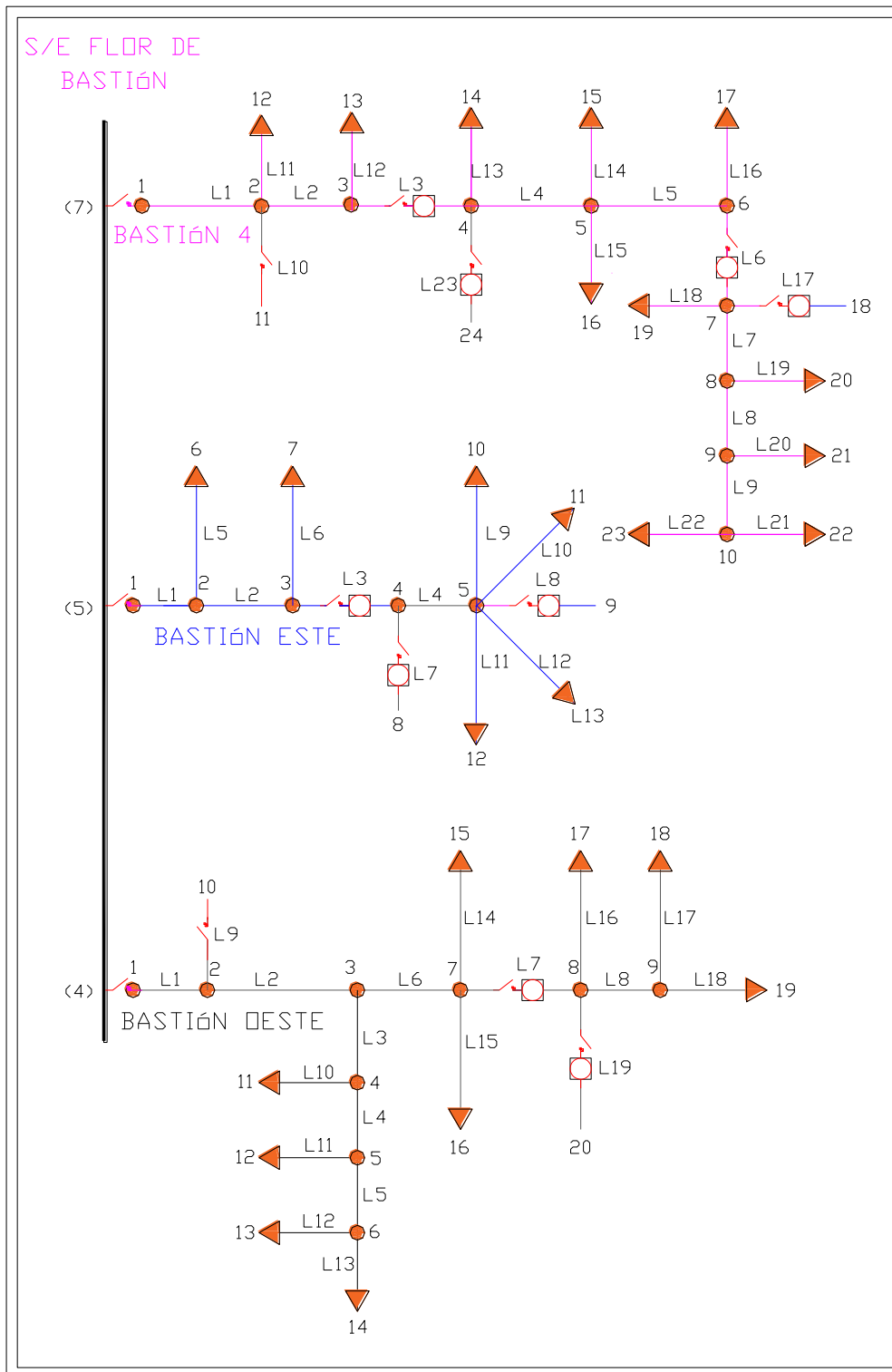


Figura 5.19 Diagrama unifilar de la subestación Flor de Bastión 2 con códigos asignados en Matlab

Las interconexiones entre los diferentes alimentadores se presentan en la figura 5.20.

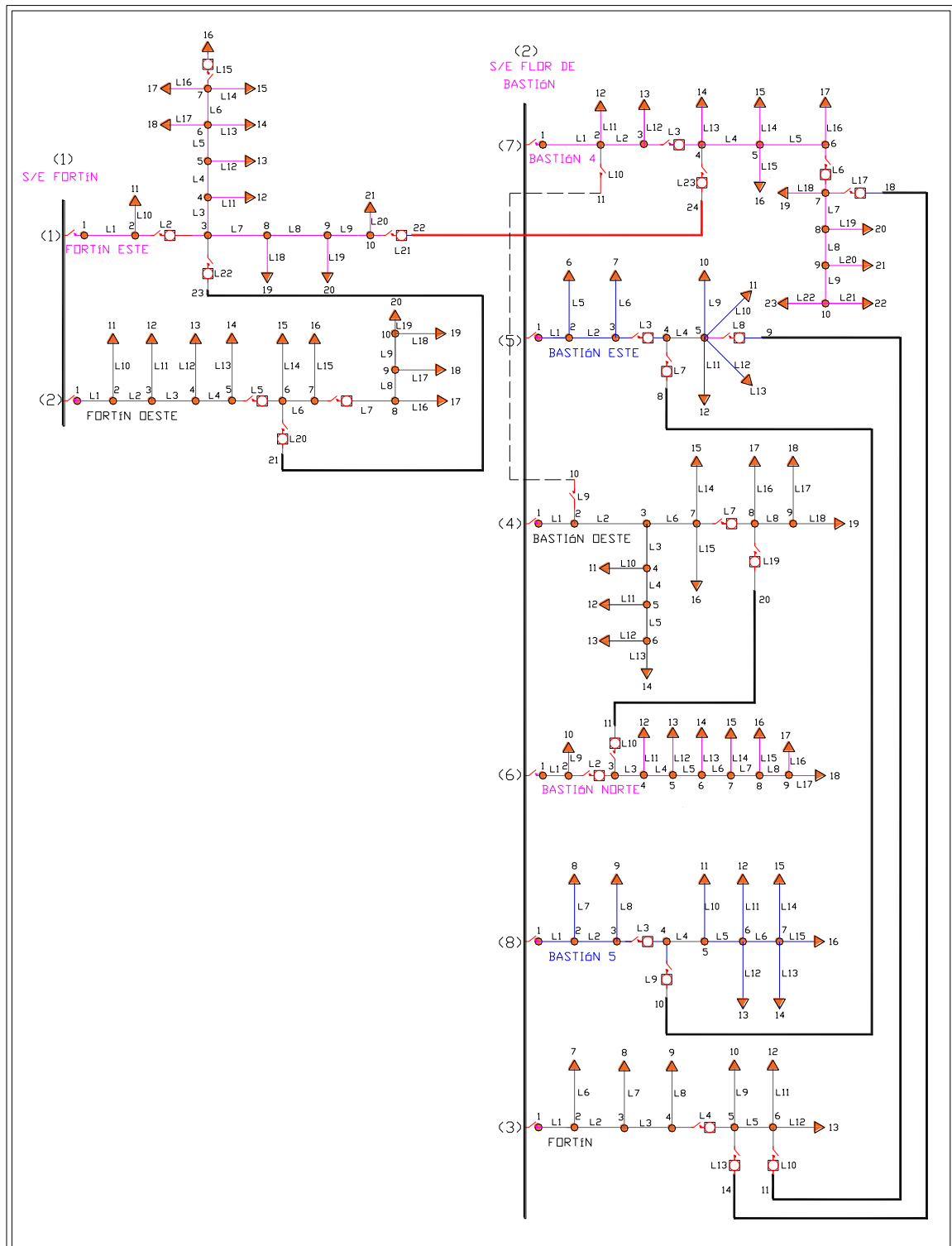


Figura 5.20 Diagrama unifilar de las interconexiones entre alimentadoras con códigos asignados en Matlab



#### 5.4.4. Simulación de fallas en las alimentadoras

La carpeta de simulación en Matlab contiene los siguientes archivos:

- a) DATOS1.xlsx
- b) SIMULACIÓN.m

Para ilustrar el funcionamiento de la red inteligente a continuación se realiza la simulación de falla en cada una de las ocho alimentadoras que serán modernizadas para una reconfiguración automática, la **figura 5.21** muestra de manera general la ubicación donde se va realizar la simulación del cortocircuito en cada una de las alimentadoras y el “estado” de los reconectores, recordemos que la configuración para las líneas es radial. Cada simulación de una falla en un alimentador es independiente de los otros 7 alimentadores.

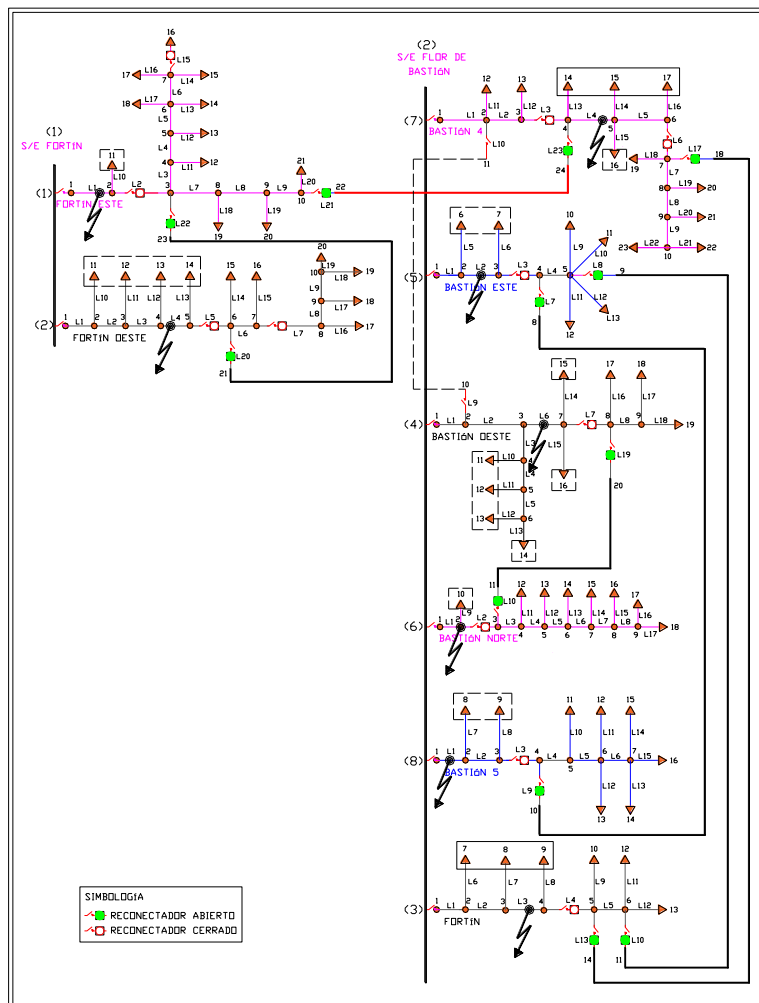
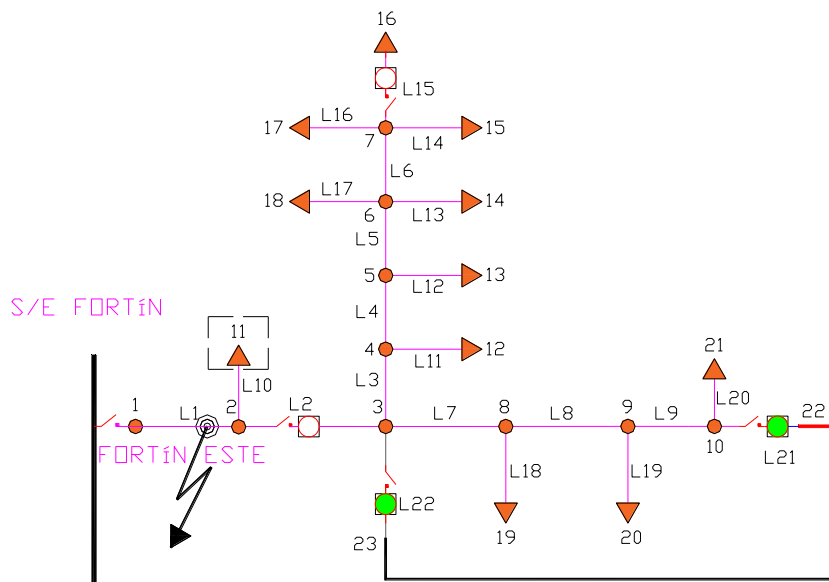


Figura 5.21 Diagrama unifilar de con ubicación de las 8 fallas a simular en Matlab

A continuación, se realiza paso a paso la simulación de una falla con salida de servicio en la alimentadora “Fortín Este” que pertenece a la subestación Fortín.

a) Falla en el alimentador FORTÍN ESTE.

La falla se encuentra ubicada en la línea 1 de la alimentadora Fortín Este (**Figura 5.22**), existen interconexiones (línea 21 (L21)) con la alimentadora Bastión 4 (subestación Flor de Bastión) y existen interconexiones (línea 22 (L22)) con la alimentadora Fortín Oeste.



**Figura 5.22 Simulación de falla en el alimentador Fortín Este**

Primero se debe despejar la falla abriendo los reconectores instalados en la cabecera del alimentador Fortín Este y el ubicado en la línea 2 (L2), con lo que la falla queda aislada, a continuación, la carga debe ser transferida a otro alimentador y transformador de poder que tengan la suficiente capacidad para realizar dicha transferencia, el desarrollo de la simulación en Matlab será descrito paso a paso a continuación.

**Paso 1.-** Cuando se ejecuta Matlab, se realiza primero el flujo de carga en condiciones normales en cada una de las ocho alimentadoras, la **tabla 5.12** ilustra el flujo de carga en condiciones normal del alimentador “Fortín Este”.

**Tabla 5.12 Flujo de carga en condiciones normales de alimentadora Fortín Este**

El flujo inicial para el Alimentador FORTIN ESTE es:				
# Línea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]	
1	158.69	560	28.338	
2	146.22	519	28.174	
3	110.93	519	21.374	
4	101.26	519	19.51	
5	95.816	519	18.462	
6	82.195	519	15.837	
7	35.064	519	6.7561	
8	26.78	519	5.1599	
9	21.514	519	4.1453	
10	12.139	519	2.3389	
11	9.4389	159	5.9364	
12	5.271	159	3.3151	
13	7.9175	519	1.5255	
14	7.1474	159	4.4952	
15	17.488	159	10.999	
16	57.498	159	36.162	
17	5.618	159	3.5334	
18	8.0012	159	5.0322	
19	5.2551	159	3.3051	
20	21.193	159	13.329	
21	0	519	0	
22	0	519	0	

**Paso 2.-** Se debe escoger el número del alimentador en donde se quiere realizar la simulación y la línea en donde se va a realizar la falla, la **tabla 5.13** ilustra en Matlab la selección de la alimentadora Fortín Este con el # 1 y la ubicación de la falla con el # 1 (corresponde a la línea 1).

**Tabla 5.13 Selección del alimentador y el lugar de la falla para la simulación**

```

INGRESO DE DATOS
1 - Alimentador FORTIN ESTE
2 - Alimentador FORTIN OESTE
3 - Alimentador FORTIN
4 - Alimentador BASTION OESTE
5 - Alimentador BASTION ESTE
6 - Alimentador BASTION NORTE
7 - Alimentador BASTION 4
8 - Alimentador BASTION 5

Ingrese el numero del alimentador en que desea simular la falla(1-8): 1

fx Ingrese el numero de la linea en que desea simular la falla:

```

**Paso 3.-** Se realiza la apertura de los reconectores cercanos a la falla, en este caso se abre el reconector de cabecera y el reconector ubicado en la línea 2 (L2), como se ilustra en la **tabla 5.14**

**Tabla 5.14 Apertura de reconectores para aislar la falla en alimentador Fortín Este**

```

Ingrese el numero de la linea en que desea simular la falla: 1

A partir de la falla en el alimentador 1 se produce lo siguiente:

El interruptor numero 1 ubicado al comienzo de la linea 1-2 se abrio para despejar la falla
El interruptor numero 2 ubicado al comienzo de la linea 2-3 se abrio por accion de la linea anterior
    
```

**Paso 4.-** Se realiza un nuevo flujo de carga con la falla incluida, en la **tabla 5.15** se presenta el flujo inicial (condición normal) y en falla, en este último no existe circulación de corriente por ninguna línea.

**Tabla 5.15 Flujo de carga en el alimentador Fortín Este con falla**

```

El flujo inicial y el flujo durante la falla son:
    
```

# Línea	FLUJO INICIAL		FLUJO EN FALLA	
	Corriente[A]	Cargabilidad[%]	Corriente[A]	Cargabilidad [%]
1	158.69	28.338	0	0
2	146.22	28.174	0	0
3	110.93	21.374	0	0
4	101.26	19.51	0	0
5	95.816	18.462	0	0
6	82.195	15.837	0	0
7	35.064	6.7561	0	0
8	26.78	5.1599	0	0
9	21.514	4.1453	0	0
10	12.139	2.3389	0	0
11	9.4389	5.9364	0	0
12	5.271	3.3151	0	0
13	7.9175	1.5255	0	0
14	7.1474	4.4952	0	0
15	17.488	10.999	0	0
16	57.498	36.162	0	0
17	5.618	3.5334	0	0
18	8.0012	5.0322	0	0
19	5.2551	3.3051	0	0
20	21.193	13.329	0	0
21	0	0	0	0
22	0	0	0	0

**Paso 5.-** El software Matlab determina si el alimentador con falla tiene interconexiones con otro alimentador e informa las condiciones de poder tomar la carga o no desde otro alimentador, tal como se muestra en la **tabla 5.16**.

**Tabla 5.16 Posibles interconexiones luego de aislar la falla en alimentador Fortín Este**

```

El alimentador      'FORTIN ESTE'

Posee 2 interconexiones con:

- El alimentador    'FORTIN OESTE'

- El alimentador    'BASTION 4'

El interruptor de la linea 22 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (2)
'FORTIN OESTE'

El interruptor de la linea 21 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (7)
'BASTION 4'

```

**Paso 6.-** La simulación determina cuanta carga se ha perdido producto de la falla y de la actuación de los reconectores, los resultados de la carga pérdida se observan en la **tabla 5.17**.

**Tabla 5.17 Carga pérdida en el alimentador con falla**

Al producirse la falla se pierde las siguientes cargas:			
	# BARRA	# LINEA	CARGA [A]
	11	10	12.139
	19	18	8.0012
	20	19	5.2551
	21	20	21.193
	12	11	9.4389
	13	12	5.271
	14	13	7.9175
	18	17	5.618
	15	14	7.1474
	16	15	17.488
	17	16	57.498
Se pierde un total de: 156.9668 [A]			

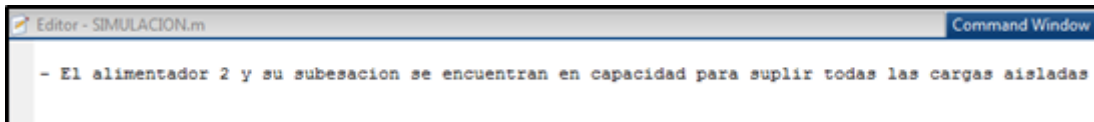
**Paso 7.-** El análisis individual de las cargas que pueden ser tomadas por otro alimentador, se observa en la **tabla 5.18**, en las dos

interconexiones existentes capacidad para tomar todas las cargas pérdidas a excepción de la carga 11 que se ubica en la zona de la falla.

**Tabla 5.18** Reporte de las cargas que se pueden tomar del alimentador Fortín Este

ANALISIS DE INTERCONEXION									
El alimentador 2 puede suplir las cargas aisladas:									
15	16	17	14	18	13	12	19	20	21
El alimentador 7 puede suplir las cargas aisladas:									
15	16	17	14	18	13	12	19	20	21

**Paso 8.-** La simulación escoge la mejor condición para la interconexión, realiza un análisis individual para cada alimentador y su transformador de poder que puede recibir la carga, en nuestro caso de análisis se ha escogido el alimentador con el número 2 que corresponde al alimentador Fortín Oeste.



**Paso 9.-** Se realiza un nuevo flujo de carga sin la sección con falla del alimentador, adicionalmente determina cuanta carga se recupera en amperios y el porcentaje del total de la carga pérdida, los valores se muestran en la **tabla 5.19**, también observe que desde la línea donde se produjo la falla hasta la línea donde se encuentra ubicado el reconectador más cercano a la falla (de lado de la carga) no hay flujo de carga.

**Tabla 5.19 Flujo de carga con la carga recuperada**

RESULTADOS						
El nuevo flujo del alimentador con las interconexiones es:						
#Linea	#Barra Inicio	#Barra Final	Corriente[A]	Cargabilidad		
1	1	2	0	0		
2	2	3	0	0		
3	3	4	110.38	21.268		
4	4	5	100.94	19.449		
5	5	6	95.669	18.433		
6	6	7	82.133	15.825		
7	3	8	34.449	6.6376		
8	8	9	26.448	5.0959		
9	9	10	21.193	4.0834		
10	2	11	0	0		
11	4	12	9.4389	5.9364		
12	5	13	5.271	3.3151		
13	6	14	7.9175	1.5255		
14	7	15	7.1474	4.4952		
15	7	16	17.488	10.999		
16	7	17	57.498	36.162		
17	6	18	5.618	3.5334		
18	8	19	8.0012	5.0322		
19	9	20	5.2551	3.3051		
20	10	21	21.193	13.329		
21	10	22	0	0		
22	3	23	144.83	27.905		
Se logro cubrir el 92.2665 % de carga perdida						
CARGA PERDIDA		CARGA SUPLIDA				
156.97		144.83				

**Paso 10.-** La simulación realiza un nuevo flujo de carga en el alimentador que recibe la transferencia de carga, en nuestro caso la alimentadora Fortín Oeste, en la **tabla 5.20** se observa el flujo de carga y el porcentaje de cargabilidad de los diferentes tramos de línea.

Tabla 5.20 Flujo de carga final de la alimentadora que recibe la transferencia de carga

#Linea	#Barra	Inicio	#Barra	Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1		1		2	378.58	72.944
2		2		3	367.57	70.822
3		3		4	359.93	69.351
4		4		5	332.71	64.106
5		5		6	260.95	50.279
6		6		7	109.95	21.185
7		7		8	69.527	13.396
8		8		9	59.133	18.772
9		9		10	53.772	17.07
10	2			11	10.941	6.8813
11	3			12	7.3287	4.6092
12	4			13	22.644	14.242
13	5			14	70.102	44.089
14	6			15	6.0924	3.8317
15	7			16	40.387	12.821
16	8			17	10.204	6.4176
17	9			18	3.6609	2.3024
18	10			19	23.913	7.5913
19	10			20	29.815	18.752
20	6			21	144.83	27.905

A continuación Matlab pregunta si se desea realizar otra simulación, si se pone 1 entonces se realiza una nueva simulación, si se pone 2 sale de la simulación, en la imagen siguiente se aprecia dicho proceso.

```

Desea realizar otra simulación?
1-SI
2-NO
Respuesta (1-2): 2

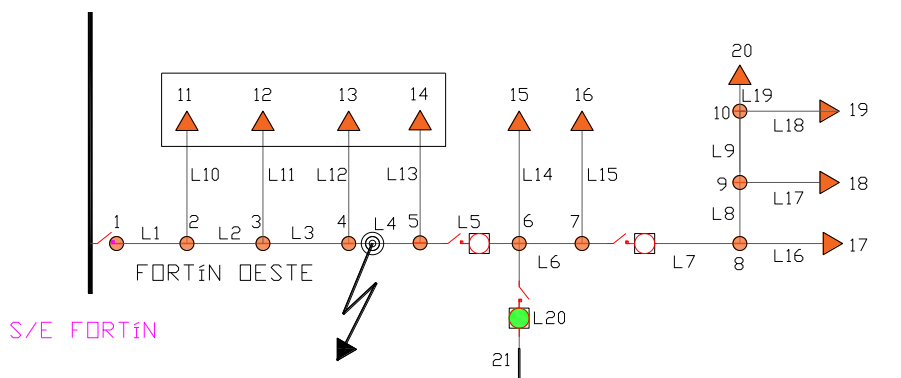
FIN DE LA SIMULACION
fx

```



b) Falla en el alimentador FORTÍN OESTE.

En la **figura 5.23** se muestra que la falla se encuentra ubicada entre la línea 1 y de la línea 4 del alimentador “Fortín Oeste”, exactamente en la línea 4 (L4). Existe solo interconexión con la alimentadora Fortín Este (línea 20 (L20)).



**Figura 5.23 Simulación de falla en el alimentador Fortín Oeste**

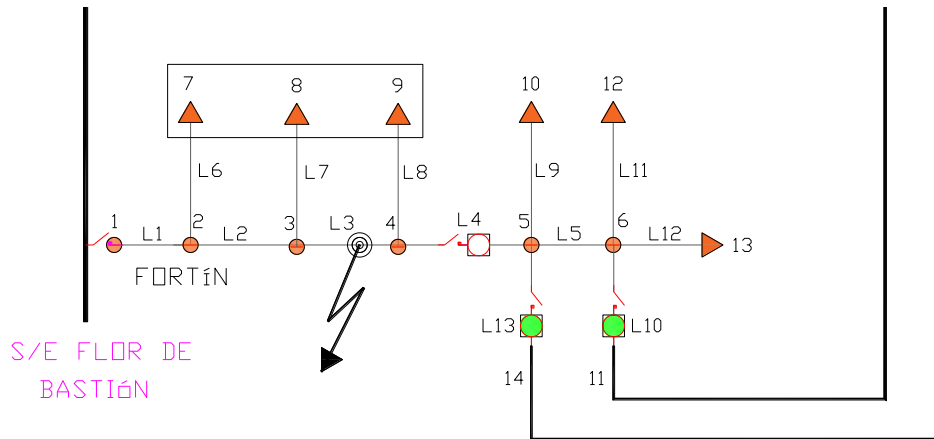
Para despejar la falla se abren los reconectores instalados en la cabecera del alimentador “Fortín Oeste” y el ubicado en la línea 5 (L5), con lo que la falla queda aislada.

El programa da paso a la interconexión con la alimentadora “Fortín Este” al cerrar el reconector de la línea 20 (L20).

Los resultados de la simulación en el alimentador “Fortín Oeste” se presentan en el **Anexo 30**.

c) Falla en el alimentador FORTÍN.

En la **figura 5.24** se muestra que la falla se encuentra ubicada entre la línea 1 y la línea 3 del alimentador “Fortín”, exactamente en la línea 3 (L3). Existen dos interconexiones una con la alimentadora “Bastión Este” en línea 10 (L10) y otra interconexión con la alimentadora “Bastión 4” (línea 13 (L13)).



**Figura 5.24 Simulación de falla en el alimentador Fortín**

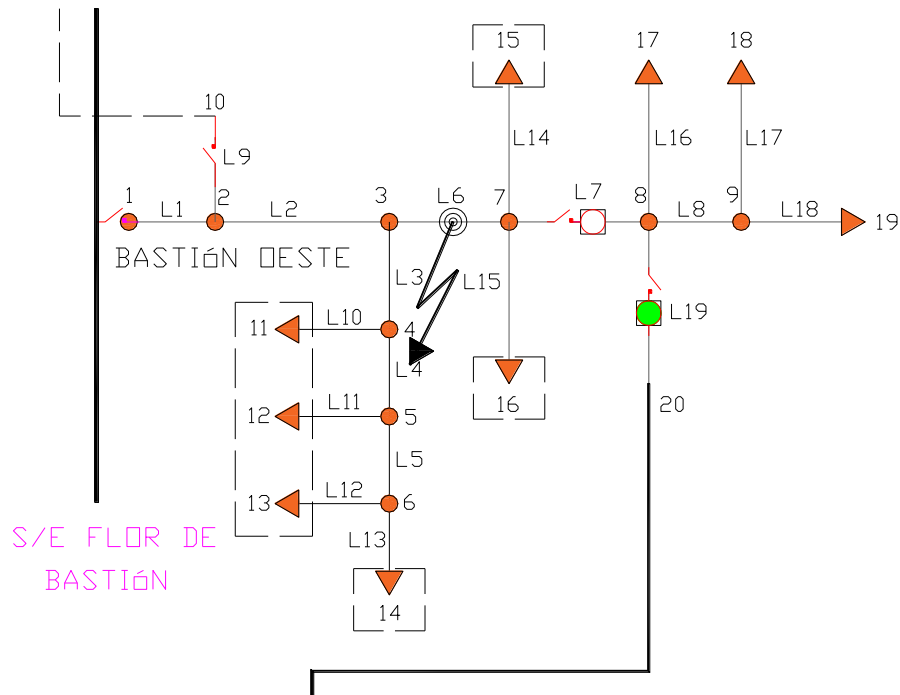
Para despejar la falla se abren los reconectores instalados en la cabecera del alimentador “Fortín” y el ubicado en la línea 4 (L4), con lo que la falla queda aislada.

El programa determina la mejor ruta considerando la carga que posee el alimentador que va a recibir la carga, en este caso el programa escoge la interconexión con “Bastión Este” ya que tiene menor carga, de manera que cierra el reconector de la línea 10 (L10).

Los resultados de la simulación en el alimentador “Fortín” se presentan en el **Anexo 31**.

d) Falla en el alimentador BASTIÓN OESTE.

En la **figura 5.25** se muestra que la falla se encuentra ubicada entre la línea 1 y la línea 6 de la troncal del alimentador “Bastión Oeste”, exactamente en la línea 6 (L6). Existe solo interconexión con la alimentadora “Bastión Norte” en línea 19 (L19).



**Figura 5.25 Simulación de falla en el alimentador Bastión Oeste**

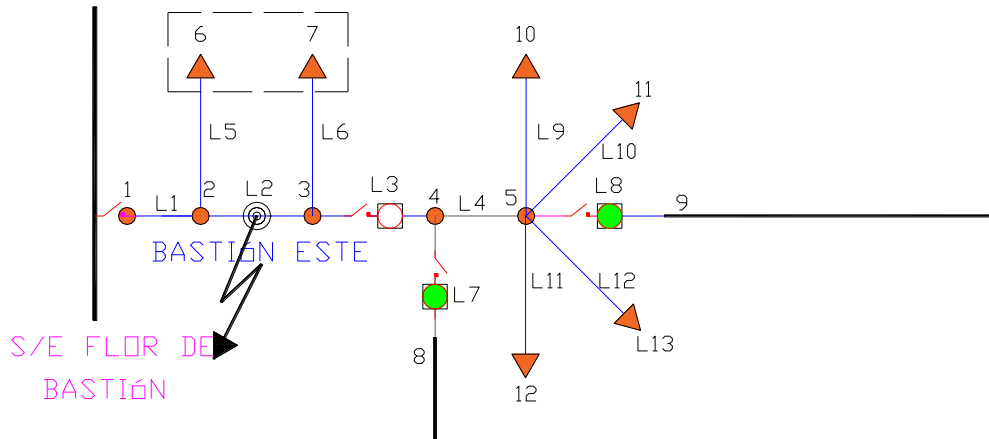
Para despejar la falla se abren los reconectores instalados en la cabecera del alimentador “Bastión Oeste” y el ubicado en la línea 7 (L7), con lo que la falla queda aislada.

El programa da paso a la interconexión con la alimentadora “Bastión Norte” al cerrar el reconector de la línea 19 (L19).

Los resultados de la simulación en el alimentador “Bastión Oeste” se presentan en el **Anexo 32**.

e) Falla en el alimentador BASTIÓN ESTE.

En la **figura 5.26** se muestra que la falla se encuentra ubicada entre la línea 1 y la línea 2 de la troncal del alimentador “Bastión Este”, exactamente en la línea 2 (L2). Existen dos interconexiones una con la alimentadora “Bastión 5” en línea 7 (L7) y otra con la alimentadora “Fortín” (línea 8 (L8)).



**Figura 5.26 Simulación de falla en el alimentador Bastión Este**

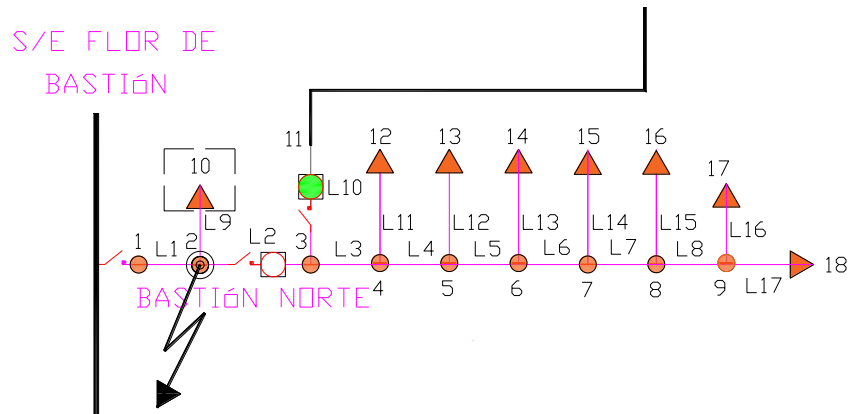
Para despejar la falla se abren los reconectores instalados en la cabecera del alimentador “Bastión Este” y el ubicado en la línea 3 (L3), con lo que la falla queda aislada.

El programa determina la mejor ruta considerando la carga que posee el alimentador que va recibir la carga, en este caso el programa escoge la interconexión con “Bastión 5” quien tiene menor carga, de manera que cierra el reconector de la línea 7 (L7).

Los resultados de la simulación en el alimentador “Bastión Este” se presentan en el **Anexo 33**.

f) Falla en el alimentador BASTIÓN NORTE.

En la **figura 5.27** se muestra que la falla se encuentra ubicada en la línea 1 de la troncal del alimentador “Bastión Norte”, exactamente a la salida del alimentador línea 1 (L1). Existe solo interconexión con la alimentadora “Bastión Oeste” en línea 10 (L10).



**Figura 5.27 Simulación de falla en el alimentador Bastión Norte**

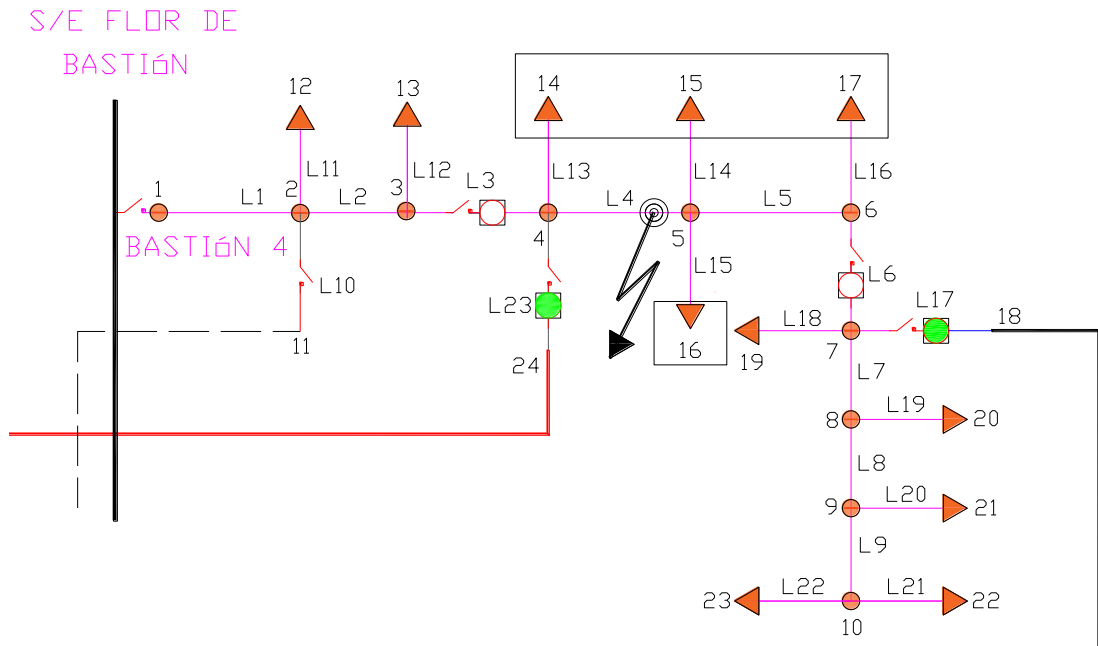
Para despejar la falla se abren los reconectores instalados en la cabecera del alimentador “Bastión Norte” y el ubicado en la línea 2 (L2), con lo que la falla queda aislada.

El programa da paso a la interconexión con la alimentadora “Bastión Oeste” al cerrar el reconector de la línea 10 (L10).

Los resultados de la simulación en el alimentador “Bastión Norte” se presentan en el **Anexo 34**.

g) **Falla en el alimentador BASTIÓN 4.**

En la **figura 5.28** se muestra que la falla se encuentra ubicada entre la línea 4 y la línea 6 de la troncal del alimentador “Bastión 4”, exactamente a la línea 4 (L4). Existen dos interconexiones una con la alimentadora “Fortín” en línea 17 (L17) y otra con la alimentadora “Fortín Este” en línea 23 (L23).



**Figura 5.28 Simulación de falla en el alimentador Bastión 4**

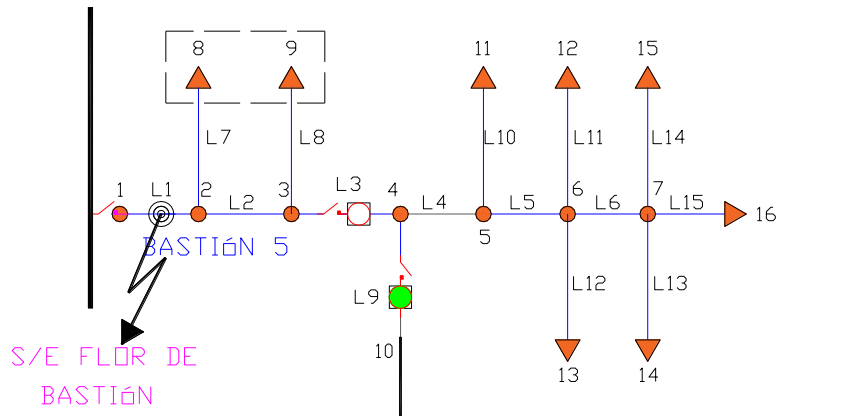
Para despejar la falla se abren los reconectores instalados en la línea 3 (L3) y el ubicado en la línea 6 (L6), con lo que la falla queda aislada.

El programa determina la mejor ruta considerando la carga que posee el alimentador que va recibir la carga, en este caso el programa escoge la interconexión con “Fortín” quien tiene menor carga, de manera que cierra el reconector de la línea 17 (L17).

Los resultados de la simulación en el alimentador “Bastión 4” se presentan en el **Anexo 35**.

h) Falla en el alimentador BASTIÓN 5.

En la **figura 5.29** se muestra que la falla se encuentra ubicada entre la línea 1 y la línea 2 de la troncal del alimentador “Bastión 5”, exactamente en la línea 1 (L1). Existe solo interconexión con la alimentadora “Bastión Este” en la línea 9 (L9).



**Figura 5.29 Simulación de falla en el alimentador Bastión 5**

Para despejar la falla se abren los reconectores instalados en la cabecera del alimentador “Bastión 5” y el ubicado en la línea 3 (L3), con lo que la falla queda aislada.

El programa da paso a la interconexión con la alimentadora “Bastión Este” al cerrar el reconector de la línea 9 (L9).

Los resultados de la simulación en el alimentador “Bastión 4” se presentan en el **Anexo 36**.

### 5.5. Mejora del tiempo de restablecimiento del servicio eléctrico ante eventos que perturben al sistema

La duración de la interrupción en una red convencional puede tener valores muy diversos, depende de los siguientes componentes:

- Tiempo del recorrido de la alimentadora por el personal de la distribuidora para identificar la falla.
- Tiempo del transporte del personal para atender la falla.
- Tiempo para corregir o liberar la falla.

Las interrupciones pueden ser de mayor o menor duración dependiendo de las causas que lo producen, aquí se enumeran algunas de ellas:

- Ubicación de la falla a lo largo de la alimentadora.
- La zona en la que se encuentra la alimentadora con falla.
- Hora del día en la que se produce la falla.
- Época de año en que ocurre la falla, en invierno el traslado al lugar del evento toma mayor tiempo.
- La magnitud de la falla y daños producidos a la red eléctrica.

En una red convencional existen los alimentadores que recorren las calles principales de la ciudad, a lo largo de ellas se encuentran instalados seccionadores que no miden corrientes, voltajes, no procesan datos ni se comunican entre ellos, para abrir o cerrar uno de los equipos es necesario que una cuadrilla vaya al sitio y los opere.

Cundo existe una falla se abre el interruptor de cabecera y se vuelve a cerrar con la esperanza que la falla sea temporal y luego se abre para dejar fuera de servicio al alimentador, la empresa distribuidora comienza a recibir llamadas de los usuarios, y determina que existe una desconexión y por el lugar que indican los clientes se determina que seccionador se encuentra más cercano, se envía la cuadrilla al sitio pero el tiempo de llegada se ve afectado por el tráfico vehicular, luego debe recorrer la línea para encontrar la falla, una vez que se encuentra la falla se pone en contacto con la central para recibir instrucción para abrir y cerrar seccionadores que permitan aislar la falla, posteriormente la central deberá determinar desde donde se puede restablecer el servicio eléctrico una vez que se haya aislado la falla. Cada tramo de línea en que se recupera el servicio disminuyen el número de clientes afectados.



En una red inteligente al disminuir el tiempo de restablecimiento del servicio a gran parte de los usuarios, permite que estos puedan tener un ahorro en comparación a tener una red convencional. El ahorro operativo para las empresas distribuidoras se encuentra en la disminución del tiempo de patrullaje de las cuadrillas, disminución de número de cuadrilla.

La determinación de los tiempos de interrupción se basa en las experiencias de los funcionarios de la Distribuidora de Guayaquil que han atendido eventos de falla en la zona de Flor de Bastión y Fortín y a los registros encontrados en los módulos de calidad de energía de la distribuidora.

a) Duración de la interrupción en una red convencional.

La valoración de la duración de la interrupción en las ocho alimentadoras se determinó en base a las experiencias de las cuadrillas de la guardia permanente, de los operadores del centro de control del SCADA y de los funcionarios de mantenimiento del sistema de la Distribuidora de Guayaquil, el valor referencial obtenido es aplicable a fallas en cada alimentadora de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín.

El valor definido para la duración de la interrupción en cada alimentadora toma en cuenta la longitud de cada alimentadora y la distancia desde el centro de operaciones de la Distribuidora de Guayaquil, ubicada en Planta Norte detrás del centro comercial City Mall y en algunos casos el hecho que los carros de línea se encuentra en las calles realizando reparaciones reportados por los usuarios del servicio, las mismas que deben ser terminadas antes de dirigirse al lugar del evento, los tiempo determinados se presentan en la **tabla 5.21**.

**Tabla 5.21 Duración típica de una interrupción en 8 alimentadoras – red convencional**

ALIMENTADORA	DURACIÓN TÍPICA DE LA INTERRUPCIÓN (H)
BASTIÓN ESTE	2:16:48
BASTIÓN OESTE	2:22:12
FORTÍN	2:11:24
BASTIÓN 4	2:24:00

BASTIÓN 5	2:09:36
BASTIÓN NORTE	2:19:48
FORTÍN ESTE	2:14:24
FORTÍN OESTE	2:37:12

Material de apoyo para el análisis de la determinación del tiempo de duración han sido los formularios de registro de falla que lleva la Distribuidora de Guayaquil para las subestaciones Flor de Bastión y Fortín, parte de ellos se presentan en el **Anexo 37**.

b) Duración de la interrupción en una red inteligente.

Para la determinación de la duración de la interrupción en una red inteligente, se debe considerar:

- La reconfiguración por parte de los equipos instalados en la red se realiza en menos de uno (1) segundos. El dato del tiempo de operación de reconector se encuentra en la bibliografía folleto 1044-1002S “caso práctico sistema de automatización” [25].
- El tiempo en llegada de la cuadrilla al lugar del evento es el mismo que en una red convencional.
- El tiempo de reparación de la falla es el mismo que en una red convencional.

Los valores estimados para la duración de una desconexión en una red inteligente se muestran en la **tabla 5.22**.

**Tabla 5.22 Duración típica de una interrupción en 8 alimentadoras – red inteligente**

ALIMENTADORAS	DURACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN (H)
BASTIÓN ESTE	1:40
BASTIÓN OESTE	1:41
FORTÍN	1:43
BASTIÓN 4	1:44
BASTIÓN 5	1:45
BASTIÓN NORTE	1:43

FORTÍN ESTE	1:42
FORTÍN OESTE	1:50

c) Diferencia de tiempo entre los dos tipos de redes respecto a la duración de una interrupción.

Las causas para la diferencia del tiempo que existe entre las dos tipos de redes son las siguientes:

- En la red inteligente las cuadrillas no recorren la alimentadora en busca de la falla.
- En la red inteligente las cuadrillas no deben esperar instrucciones y luego dirigirse a los sitios donde se ubican los seccionadores que permitan aislar la falla.
- En una red inteligente las cuadrillas no deben dirigirse a los seccionadores que permiten restablecer el servicio en las secciones de la alimentadora que no tienen falla.

d) Duración de la reparación del daño producido por la falla.

El tiempo de reparación del daño causado por la falla, es el mismo en los dos tipos de redes, pero en una red inteligente la zona con falla es menor. De acuerdo a la información que dispone la Distribuidora de Guayaquil el tiempo promedio en solucionar un daño, se estima en aproximadamente *una hora con ocho minutos*.

# CAPÍTULO VI

## 6. EVALUACIÓN TÉCNICA ECONÓMICA

### 6.1. Introducción

Una vez que se ha identificado el beneficio a los usuarios y a la Distribuidora de Guayaquil por tener una red inteligente, se debe determinar el costo de la inversión de los 15 reconectores que se deben instalar en las 8 alimentadoras y el tiempo que tomaría recuperar la inversión.

Los factores que intervienen en la evaluación del costo de la interrupción al cliente son los siguientes:

a) Tipo de usuario del servicio eléctrico.

En la **tabla 6.1** se muestran la cantidad de usuarios del servicio eléctrico que en el mes de mayo del 2019 se encuentran vinculados con las 8 alimentadoras que salen de la subestación Flor de Bastión y Fortín.

**Tabla 6.1 Tipo de usuarios del servicio eléctrico en las 8 alimentadoras**

	CLIENTES RESIDENCIALES	CLIENTES COMERCIALES	CLIENTES INDUSTRIALES	OTROS	TOTAL
FLOR DE BASTIÓN ESTE	10.227	21	3	294	10.545
FLOR DE BASTIÓN OESTE	11.589	12	0	132	11.733
FLOR DE BASTIÓN 4	16.262	13	1	344	16.620
<b>Transformador 1</b>	<b>38.078</b>	<b>46</b>	<b>4</b>	<b>770</b>	<b>38.898</b>
EL FORTÍN	10.350	33	2	315	10.700
FLOR DE BASTIÓN 5	5.335	11	2	186	5.534
FLOR DE BASTIÓN NORTE	7.686	4	1	130	7.821
<b>Transformador 2</b>	<b>23.371</b>	<b>48</b>	<b>5</b>	<b>631</b>	<b>24.055</b>
FORTÍN ESTE	8.895	2	0	13	8.910
FORTÍN OESTE	11.701	1	0	121	11.823
<b>Transformador Fortín</b>	<b>20.596</b>	<b>3</b>	<b>0</b>	<b>134</b>	<b>20.733</b>
<b>TOTAL</b>	<b>82.045</b>	<b>97</b>	<b>9</b>	<b>1,535</b>	<b>83.686</b>
<b>Porcentaje de tipo de usuario</b>	<b>98,04%</b>	<b>0,12%</b>	<b>0,01%</b>	<b>1,83%</b>	

En la tabla 6.1 se establece que el porcentaje de tipo de usuario se encuentra distribuido de la siguiente manera: 98,04% residencial, 0,13% el industrial y comercial y 1,83% otras (entidades públicas, militare, hospitales, etc.).

- b) Cantidad de clientes repartidos entre cada equipo de seccionamiento del alimentador.
- c) Número de clientes sin energía en cualquier punto y los minutos acumulados en que los clientes de cada sección del alimentador fallado se encuentran fuera de servicio.
- d) El índice del porcentaje de duración de la interrupción del sistema SAIDI, determina el número de minutos que el cliente promedio se encuentra sin energía y es igual a los minutos acumulados de interrupción divididos para el número de clientes.
- e) El índice SAIFI que mide el número de interrupciones que experimenta el cliente en un año.
- f) Perjuicio económico al cliente como resultado de una interrupción.

## **6.2. Cálculo de los índices de interrupción con la red inteligente**

Para determinar los índices de interrupción de una red inteligente se debe partir de la información que dispone la Distribuidora de Guayaquil referente a los índices que se registran en las ocho alimentadoras objeto de nuestro estudio, dicha información es de la red actual sin equipos que permitan una reconfiguración automática.

### **6.2.1. Introducción**

Los índices de interrupción se utilizan para cuantificar la continuidad de suministro eléctrico en una zona determinada de la red de distribución. El ARCONEL (antes CONELEC) es la entidad regulatoria y de monitoreo

para la operación y desarrollo del sector eléctrico en Ecuador y establece para la calidad del servicio lo siguiente:

- a) Es necesario asegurar un nivel satisfactorio de la prestación de los servicios eléctricos dispuesto en las diferentes leyes y reglamentos.
- b) Se debe garantizar a los consumidores un suministro eléctrico continuo y confiable.
- c) La calidad del servicio técnico prestado se evaluará sobre la base de la frecuencia y la duración total de interrupción.
- d) El período de control será anual, por tanto, los distribuidores presentarán informes anuales al ente regulador, especificando las interrupciones y los índices de control resultantes.

El regulador del sector eléctrico solicita a las empresas de distribución disminuir o controlar el incremento de los índices de interrupción en sus sistemas. La implementación de un sistema automático e inteligente produce una disminución de los índices de interrupción y permite mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica.

### **6.2.2. Cálculo de los índices de interrupción**

Los índices a calcular son la frecuencia media de interrupción (FMIK) y el tiempo total de interrupción (TTIK) cuyas fórmulas fueron presentadas en el punto 2.6 del capítulo 2.

Se realizará el cálculo de los índices de interrupción para las 8 alimentadoras considerando primero una red convencional y después una la red inteligente.

- a) Determinación de los índices FMik y TTik para una red convencional [3] .

Los valores de los índices de interrupción de las 8 alimentadoras (red convencional) han sido proporcionados por el área de control de calidad y estadísticas de la Distribuidora de Guayaquil y corresponden al año móvil de enero a diciembre del 2018, en la **tabla 6.2** se muestra parte del formulario del ARCONEL que la distribuidora debe llenar cuando se produce una interrupción y también contiene el cálculo de los índices FMIk y TTIk, en este caso se presenta la alimentadora Fortín que sale desde la subestación Flor de Bastión 2.

**Tabla 6.2 Formulario del ARCONEL con los cálculos del FMik y TTik registrados por la Distribuidora de Guayaquil - alimentadora Fortín**

AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD - ARCONEL - FORMULARIO CAL 060 AMPLIADO																		
AGENTE:		UN GUAYAQUIL																
Fila	Código de Interrupción	Indicador de Mantenimiento o falla	DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO				PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO										Índices	
			Subestación	Alimentador primario	Origen de Interrupción	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (MW)	Carga Fuera de Servicio (kVA)	Energía No Suministrada (MWh)	Fecha Inicio de Interrupción (dd/mm/yy)	Hora Inicio de Interrupción (hh:mm)	Fecha Fin de Interrupción (dd/mm/yy)	Hora Fin de Interrupción (hh:mm)	Duración de Interrupción (Horas: minutos: segundos)	Duración de Interrupción (Horas)	FMik	TTik
(0)	(1)	(2)	(25)	(26)	(31)	(35)	(36)	(37)	(38)	(39)	(40)	(41)	(42)	(43)	(44)	(45)	(47)	(48)
1	GYE.2018.03.0001	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	12712.5	12712.5	12.6465411	4050.622	0.35	01/03/2018	12:46:46	01/03/2018	12:51:58	0:05:12	0.086667	1.000000	0.086667
306	GYE.2018.03.0017	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	EXTERNA NO PROGRAMADA	12712.5	12712.5	12.6791782	3859.63	2.43	19/03/2018	16:52:00	19/03/2018	17:32:53	0:40:53	0.681383	1.000000	0.681383
434	GYE.2018.03.0074	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	12712.5	25	0.0243751	25	0.06	09/03/2018	7:08:55	09/03/2018	9:22:55	2:14:00	2.233333	0.001967	0.004392
32	GYE.2018.04.0029	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	305	0.30421349	305	0.33	02/04/2018	7:23:43	02/04/2018	10:30:43	3:07:00	3.166667	0.022397	0.071675
93	GYE.2018.04.0030	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	415	0.41392984	415	0.38	02/04/2018	7:55:02	02/04/2018	10:20:02	2:25:00	2.416667	0.031291	0.075620
115	GYE.2018.04.0052	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	15	0.01496132	15	0.02	05/04/2018	17:17:38	05/04/2018	19:00:19	1:42:41	1.711938	0.001131	0.001936
105	GYE.2018.05.0105	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	25	0.0245	25	0.04	09/05/2018	15:32:54	09/05/2018	17:05:54	1:33:00	1.550000	0.001885	0.002922
223	GYE.2018.05.0223	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	675	0.6615	675	0.75	24/05/2018	11:20:31	24/05/2018	12:28:35	1:08:04	1.134444	0.050695	0.057738
225	GYE.2018.05.0225	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	50	0.049	50	0.08	26/05/2018	19:09:18	26/05/2018	20:42:18	1:33:00	1.550000	0.003770	0.005844
43	GYE.2018.06.0049	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	237.5	0.23669249	237.5	0.53	04/06/2018	6:21:49	04/06/2018	8:50:20	2:28:31	2.475278	0.017908	0.044326
71	GYE.2018.06.0071	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	25	0.02252729	25	0.04	07/06/2018	18:11:19	07/06/2018	19:45:21	1:34:02	1.567222	0.001885	0.002954
104	GYE.2018.06.0104	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	25	0.02451967	25	0.14	18/06/2018	11:40:24	18/06/2018	11:15:01	5:34:43	5.578611	0.001685	0.010516
140	GYE.2018.06.0140	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	25	0.02451967	25	0.02	23/06/2018	13:36:27	23/06/2018	14:15:27	0:39:00	0.650000	0.001885	0.001225
102	GYE.2018.07.0065	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	25	0.02478242	25	0.01	10/07/2018	8:45:31	10/07/2018	9:20:31	0:35:00	0.583333	0.001885	0.001000
139	GYE.2018.07.0102	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	150	0.14329277	150	0.05	17/07/2018	17:54:22	17/07/2018	18:15:22	0:21:00	0.350000	0.011510	0.003959
153	GYE.2018.07.0116	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	25	0.02439037	25	0.03	21/07/2018	20:10:02	21/07/2018	21:27:02	1:17:00	1.283333	0.001885	0.002419
182	GYE.2018.07.0145	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13262.5	410	0.39377998	410	0.30	28/07/2018	1:23:15	28/07/2018	3:40:00	2:16:45	2.279167	0.030914	0.070459
60	GYE.2018.08.0035	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13165	25	0.02434344	25	0.03	03/08/2018	11:42:21	03/08/2018	13:05:03	1:22:42	1.378333	0.001699	0.002617
108	GYE.2018.08.0083	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13165	200	0.19305703	200	0.32	14/08/2018	12:25:10	14/08/2018	14:00:10	1:35:00	1.583333	0.015192	0.024054
166	GYE.2018.08.0141	Mantenimiento	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA PROGRAMADA	13165	100	0.09954535	100	0.21	26/08/2018	11:44:10	26/08/2018	13:53:28	2:09:18	2.155000	0.007596	0.016363
74	GYE.2018.09.0045	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA PROGRAMADA	13215	1655	1.65073224	1655	7.09	13/09/2018	9:55:08	13/09/2018	14:19:07	4:23:59	4.399722	0.125236	0.551006
90	GYE.2018.09.0061	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13215	25	0.02493553	25	0.15	17/09/2018	3:56:53	17/09/2018	16:00:53	6:04:00	6.066667	0.001692	0.011477
106	GYE.2018.09.0077	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13215	487.5	0.48624288	487.5	0.63	19/09/2018	14:07:10	19/09/2018	15:34:23	1:27:13	1.453611	0.036690	0.053624
142	GYE.2018.09.0113	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13215	50	0.04987066	50	0.05	27/09/2018	13:59:44	27/09/2018	14:55:44	0:56:00	0.933333	0.003784	0.003531
88	GYE.2018.10.0001	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	EXTERNA NO PROGRAMADA	13215	13215	0	3955.126	1.19	08/10/2018	13:43:26	08/10/2018	14:08:01	0:18:35	0.309722	1.000000	0.309722
209	GYE.2018.10.0003	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	EXTERNA NO PROGRAMADA	13215	13215	0	4313.236	1.87	08/10/2018	22:05:00	08/10/2018	22:31:40	0:26:40	0.444444	1.000000	0.444444
258	GYE.2018.10.0004	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	EXTERNA NO PROGRAMADA	13215	13215	0	2976.292	0.43	09/10/2018	8:51:48	09/10/2018	9:00:40	0:08:52	0.147778	1.000000	0.147778
306	GYE.2018.10.0044	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13215	25	0.02493553	25	0.14	10/10/2018	8:56:21	10/10/2018	14:44:10	5:47:49	5.796944	0.001692	0.010967
326	GYE.2018.10.0064	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13215	8445	8.42322282	8445	22.25	13/10/2018	12:36:29	13/10/2018	15:14:59	2:38:30	2.641667	0.639047	1.688148
335	GYE.2018.10.0073	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13215	15	0.01496132	15	0.04	14/10/2018	19:35:00	14/10/2018	22:00:00	2:25:00	2.416667	0.001135	0.002743
161	GYE.2018.11.0122	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13215	275	0.27429086	275	0.21	20/11/2018	13:32:31	20/11/2018	14:19:31	0:47:00	0.783333	0.020810	0.016301
129	GYE.2018.12.0063	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13215	50	0.04987066	50	0.17	09/12/2018	9:47:59	09/12/2018	13:18:59	3:31:00	3.516667	0.003784	0.013306
144	GYE.2018.12.0078	Falla	FB (CNEL-Guayaquil / Flor De Bapstión)	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	INTERNA NO PROGRAMADA	13215	275	0.27429086	275	1.12	11/12/2018	13:18:59	11/12/2018	17:29:59	4:11:00	4.183333	0.020810	0.087054
																	<b>6.063458</b>	<b>4.508279</b>



La **tabla 6.3** contiene el resumen del formulario del ARCONEL registrado por la Distribuidora de Guayaquil para el año móvil 2018 en las 8 alimentadoras que salen de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín.

**Tabla 6.3 FMIk y TTIk registrados por la Distribuidora de Guayaquil para las 8 alimentadoras**

ALIMENTADORAS	ÍNDICES DE INTERRUPCIÓN AÑO MÓVIL 2018	
	RED CONVENCIONAL	
	FMIk	TTIk
FLOR DE BASTIÓN ESTE	5,738	3,973
FLOR DE BASTIÓN OESTE	4,966	4,928
EL FORTÍN	6,063	4,508
FLOR DE BASTIÓN 4	8,031	12,424
FLOR DE BASTIÓN 5	1,489	2,160
FLOR DE BASTIÓN NORTE	4,384	2,502
FORTÍN ESTE	13,160	8,656
FORTÍN OESTE	12,723	8,205

b) Determinación de los índices FMIk y TTIk para una red inteligente.

En el capítulo anterior se determinó que en una red inteligente la cantidad de energía no suministrada es menor que en una red convencional, también se estableció un menor tiempo para el restablecimiento de la red, en base a estos resultados se calculan unos “factor de reducción” que representen la disminución de la energía no suministrada y del tiempo de interrupción, luego de la implementación de la red inteligente.

- El “factor de reducción para la energía no suministrada”, es igual a la potencia (kW) desconectados en la red inteligente dividido para la potencia (kW) desconectada en una red convencional.
- El “factor de reducción de la duración de la interrupción”, es igual al tiempo de restablecimiento de una red inteligente dividido para el tiempo de restablecimiento de una red convencional.

La **tabla 6.4** contiene las 8 alimentadoras con sus correspondientes factores de reducción.

**Tabla 6.4 Factores de reducción para la energía no suministrada y duración de la interrupción**

ALIMENTADORAS	FACTORES DE REDUCCIÓN	
	CARGA NO SUPLIDA	DURACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN
FLOR DE BASTIÓN ESTE	0,1811136	0,73099415
FLOR DE BASTIÓN OESTE	0,6257027	0,71026723
EL FORTÍN	0,4453106	0,78386606
FLOR DE BASTIÓN 4	0,5755477	0,72222222
FLOR DE BASTIÓN 5	0,1809798	0,81395349
FLOR DE BASTIÓN NORTE	0,1969473	0,73676681
FORTÍN ESTE	0,0865882	0,75892857
FORTÍN OESTE	0,5116854	0,69974555

Con los factores de reducción encontrados se determinan los índices de calidad de servicio para una red inteligente. Para determinar el FMik se multiplica en cada alimentador su correspondiente factor de reducción por el resultado de la división de los kVA no suministrados para los kVA instalados en una red convencional, para determinar el TTik se multiplica en cada alimentador su correspondiente factor de reducción por el resultado de la división de los kVA no suministrados por el tiempo que dura la interrupción para los kVA instalados en una red convencional, los resultados se presentan en la **tabla 6.5**.

**Tabla 6.5 FMik y TTik para las 8 alimentadoras en una red inteligente**

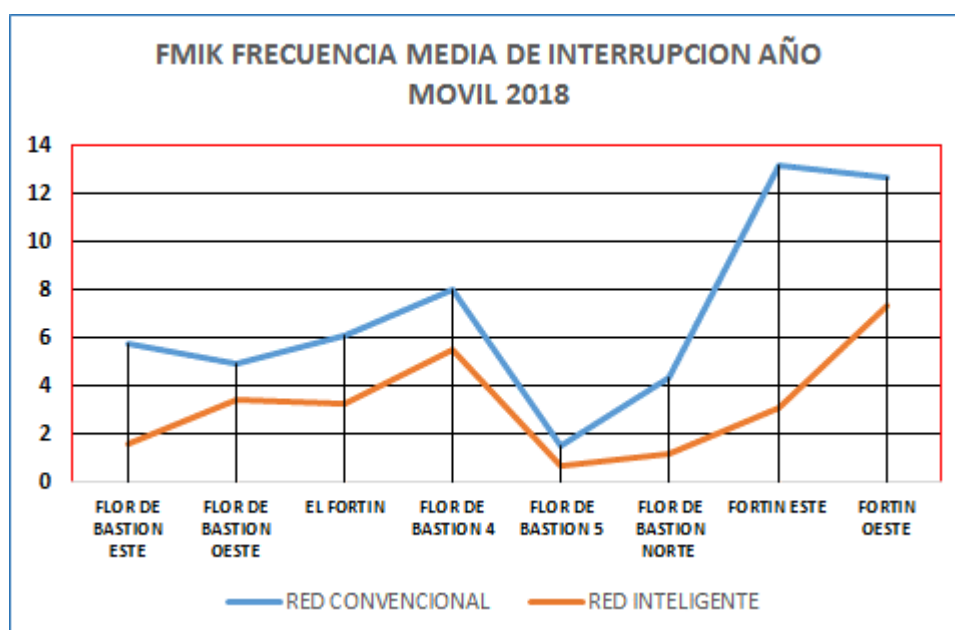
ALIMENTADORAS	ÍNDICES DE INTERRUPCIÓN AÑO MÓVIL 2018	
	RED INTELIGENTE	
	FMik	TTik
FLOR DE BASTIÓN ESTE	1,643	2,316
FLOR DE BASTIÓN OESTE	3,469	4,007
EL FORTÍN	3,290	3,421
FLOR DE BASTIÓN 4	5,485	10,534
FLOR DE BASTIÓN 5	0,670	1,565
FLOR DE BASTIÓN NORTE	1,172	1,118

FORTÍN ESTE	3,112	4,249
FORTÍN OESTE	7,352	5,598

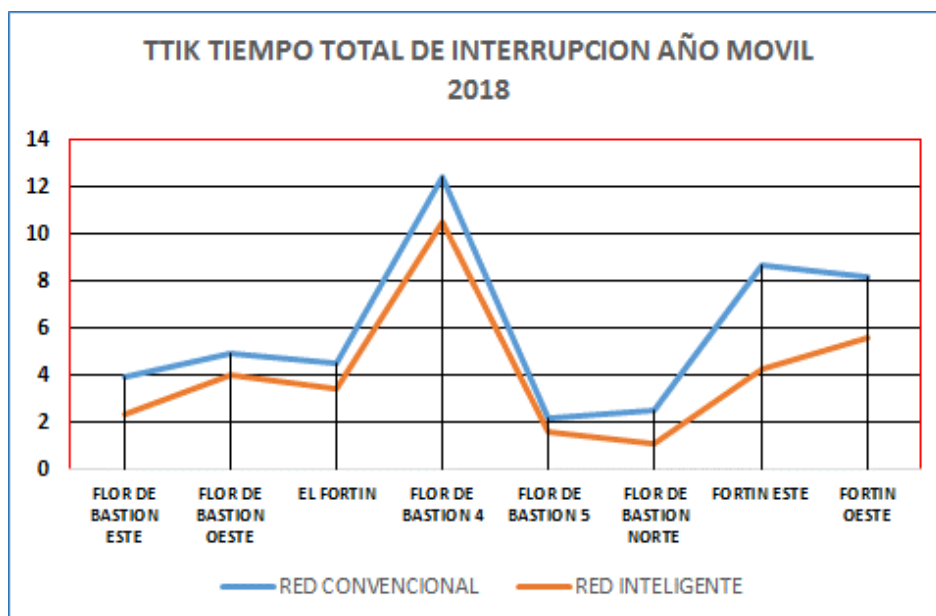
Si comparamos el FMIk y TTIk de las dos redes se puede cuantificar en cuanto se han disminuido los índices de calidad del servicio por la implementación de la red inteligente en la Distribuidora de Guayaquil, las diferencias se muestran en la **tabla 6.6** y en los **figuras 6.1** y **6.2**.

**Tabla 6.6 Diferencia entre el FMIk y TTIk de la red convencional y la red inteligente**

ALIMENTADORAS	ÍNDICES DE INTERRUPCIÓN AÑO MÓVIL 2018				DISMINUCIÓN DE ÍNDICES			
	RED CONVENCIONAL		RED INTELIGENTE		FMIk	TTIk	FMIk	TTIk
	FMIk	TTIk	FMIk	TTIk				
FLOR DE BASTIÓN ESTE	5,738	3,973	1,643	2,316	4,094	1,657	71,36%	41,71%
FLOR DE BASTIÓN OESTE	4,966	4,928	3,469	4,007	1,497	0,921	30,15%	18,68%
EL FORTÍN	6,063	4,508	3,290	3,421	2,773	1,087	45,74%	24,11%
FLOR DE BASTIÓN 4	8,031	12,424	5,485	10,534	2,547	1,890	31,71%	15,22%
FLOR DE BASTIÓN 5	1,489	2,160	0,670	1,565	0,819	0,595	55,02%	27,53%
FLOR DE BASTIÓN NORTE	4,384	2,502	1,172	1,118	3,212	1,384	73,27%	55,30%
FORTÍN ESTE	13,160	8,656	3,112	4,249	10,048	4,407	76,35%	50,92%
FORTÍN OESTE	12,723	8,205	7,352	5,598	5,371	2,607	42,22%	31,78%



**Figura 6.1 FMIk de la red convencional e inteligente**



**Figura 6.2 TTIK de la red convencional e inteligente**

Los reconectores instalados en cada una de las alimentadoras han permitido disminuir los índices de interrupción, la normativa establece los siguientes límites.

ÍNDICE	LIMITE
<i>FMIK</i>	7,0
<i>TTIK</i>	10,0

### 6.3. Costo de implementación de una red inteligente

Para poder determinar el costo de la implementación una red de reconfiguración automática de distribución, se consideran dos factores, el costo del equipo de reconexión y el costo que tiene la red de comunicación, existen otros rubros que no son de peso como por ejemplo el costo de la instalación de los equipos de reconexión pero se tiene de contrapeso por ejemplo el que ahora las cuadrillas no deben recorrer las alimentadoras en busca de la falla.

### 6.3.1. Equipo de interrupción y seccionamiento

El costo de la inversión para implementar una red inteligente se basa en los precios entregados por el distribuidor de los equipos de reconexión y de la compañía que actualmente presta el servicio de comunicación a la Distribuidora de Guayaquil, en el **Anexo 38** se adjunta la cotización en detalle del costo de un reconectador inteligente. El precio de un equipo de reconexión es el siguiente:

Reconectador inteligente..... USD \$44.981,83

### 6.3.2. Equipo de comunicación.

Reconectador inteligente..... USD \$10. 164,67

### 6.3.3. Costo total por cada equipo.

Reconectador inteligente

Costo del reconectador inteligente.....USD \$44.981,83

Costo del equipo de comunicación.....USD \$10.164,67

Total del costo del equipos de reconexión.....**USD \$55.398,50** (sin IVA)

El número de reconectores que se encuentran instalados en cada alimentador para la simulación de la red en el capítulo anterior se distribuye de la siguiente manera:

#### a) Subestación Flor de Bastión.

- 2 Reconectores para la alimentadora Flor de Bastión 4.
- 1 Reconector para la alimentadora Flor de Bastión Este.
- 1 Reconector para la alimentadora Flor de Bastión Oeste.

- 1 Reconectador para la alimentadora Fortín.
- 1 Reconectador para la alimentadora Flor de Bastión 5.
- 1 Reconectador para la alimentadora Flor de Bastión Norte.

b) Subestación Fortín.

- 1 Reconectador para la alimentadora Fortín Este.
- 1 Reconectador para la alimentadora Fortín Oeste.

c) Reconectores de Interconexión.

- 1 Entre Fortín Este y Fortín Oeste.
- 1 Entre Fortín Este y Bastión 4.
- 1 Entre Bastión 4 y Fortín.
- 1 Entre Fortín y Bastión Este.
- 1 Bastión Este y Bastión 5.
- 1 Entre Bastión Norte y Bastión Oeste.

En total son 15 Reconectores para las 8 alimentadoras de 13,8 kV.

#### **6.3.4. Red de comunicación**

La Distribuidora de Guayaquil actualmente tiene convenio de cooperación con la Corporación Nacional de Telecomunicaciones CNT EP, quien presta el servicio de Ethernet para el sistema SCADA de la empresa distribuidora.

El costo de **cada punto** de datos prestado por CNT EP es de **\$115 mensuales**, el precio es para cualquier sector de la ciudad, lo que equivale a USD \$3,83 diarios y USD \$ 0,16 la hora. CNT asume el costo de la instalación de hasta 1.200 metros de fibra óptica.

Con los datos económicos del precio y el número de equipos de reconectores a instalar se puede determinar el costo de la implementación de la red inteligente, el resumen de la inversión se presenta en la **tabla 6.7**.

**Tabla 6.7 Costo de la inversión para una red inteligente de 8 alimentadores**

ÍTEM	Cantidad	Valor unitario (USD \$)	Subtotal (USD \$)
Reconectores	15	62.046,32	930.694,80
Red de comunicación	15	115.00	1.725,00
<b>TOTAL (CON IVA)</b>			<b>932.419,80</b>

#### **6.4. Costo de la interrupción**

En base al costos de la energía no suministrada definido por el ente regulador, los mismos que son el resultado del análisis de todos los factores que intervienen en su determinación, nos valemos de dicho resultados para establecer el costo de la interrupción en las 8 alimentadoras consideras.

##### **6.4.1. Introducción**

El costo de energía no suministrada se puede definir como “una medida en unidades monetarias del daño económico y/o social que sufren los clientes”, producto de la reducción de la calidad de servicio, y en especial por causa de la falta de continuidad del servicio eléctrico.

La Energía No Suministrada (ENS) como consecuencia de un evento de falla es un factor que es necesario establecer por las implicaciones que

tiene, existe perjuicio económico, de bienestar social a los usuarios y a la propia distribuidora de energía.

El valor de la energía no suministrada para el país se encuentra determinada en la Resolución No. 025/11, adoptada por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC (**Anexo 39**), dicho valor será base para la determinación de los costos de la interrupción, En la **tabla 6.8** se presentan los valores del costo de la energía no suministrada (CENS) por tipo de consumidor a nivel del Ecuador:

**Tabla 6.8 Costo de la energía no suministra declarada por el ARCONEL**

Tipo de consumidor	CENS (ctv. USD/kWH)
Residencial	64,6
Comercial	179,1
Industrial	400,3
Otros	150,7

#### **6.4.2. Cálculo de la energía no suministrada**

En la tabla 6.1 se determinó para las 8 alimentadoras la cantidad de usuarios del servicio eléctrico de acuerdo a su tipo, el resultado final define que las 8 alimentadoras son predominantemente residenciales con un 98%.

En el capítulo anterior se determinó para cada tipo de red los valores de carga no suministrada en kW y la duración de la interrupción. A continuación se determina los montos de energía no suministrada para las dos redes.

##### **a) Energía no suministrada para una red convencional**

Para el cálculo de la energía no suministrada en la red convencional, se asume que solo existe un elemento de interrupción y se encuentra instalado en la cabecera del alimentador, en consecuencia la falla



provoca la salida de todo el alimentador, el desarrollo del cálculo se encuentra en la **tabla 6.9** y el contenido de la misma es el siguiente:

- Columna 1 nombre del alimentador.
- Columna 2 carga pérdida por la desconexión en kilovatios.
- Columna 3 duración de la interrupción en horas.
- Columna 4 total de energía no suministrada.

**Tabla 6.9 Energía no suministrada en las 8 alimentadoras – Red convencional**

ALIMENTADORAS	CARGA PERDIDA (kW)	DURACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN (H)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (kWh)
BASTIÓN ESTE	3.706,13	2,28	8.449,97
BASTIÓN OESTE	4.237,96	2,37	10.043,96
FORTÍN	3.793,30	2,19	8.307,32
BASTIÓN 4	6.370,90	2,40	15.290,16
BASTIÓN 5	3.271,96	2,15	7.034,70
BASTIÓN NORTE	4.497,14	2,33	10.478,34
FORTÍN ESTE	3.755,07	2,24	8.411,35
FORTÍN OESTE	5.571,84	2,62	14.598,22
<b>TOTAL</b>	<b>35.204,28</b>		<b>82.614,02</b>

En la tabla 6.9 se aprecia que la alimentadora Bastión 4 es la que mayor carga conectada tiene y la salida de servicio producto de una falla saca fuera de servicio 15.290,16 kWh, la alimentadora que menos energía desconecta es Bastión 5 con 7.034,70 kWh.

b) Energía no suministrada para una red Inteligente.

En base al número de reconectores instalados en cada alimentador se ha podido en cada caso disminuir la cantidad de usuarios fuera de servicios, en la **tabla 6.10** se determina el monto

de energía no suministrado para cada alimentador en la red inteligente, el contenido de la tabla es el siguiente:

- Columna 1 nombre del alimentador.
- Columna 2 carga pérdida por la desconexión en kilovatios.
- Columna 3 duración de la interrupción en horas.
- Columna 4 total de energía no suministrada.

**Tabla 6.10 Energía no suministrada en las 8 alimentadoras – Red inteligente**

ALIMENTADORAS	CARGA PERDIDA (kW)	DURACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN (H)	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (kWh)
BASTIÓN ESTE	671,23	1,67	1.118,72
BASTIÓN OESTE	2.651,70	1,68	4.463,70
FORTÍN	1.689,19	1,72	2.899,78
BASTIÓN 4	3.666,76	1,73	6.355,71
BASTIÓN 5	592,16	1,75	1.036,28
BASTIÓN NORTE	885,70	1,72	1.520,45
FORTÍN ESTE	325,14	1,70	552,75
FORTÍN OESTE	2.851,03	1,83	5.226,89
<b>TOTAL</b>	<b>13.332,92</b>		<b>23.174,27</b>

La alimentadoras Bastión 4 es la que mayor carga desconecta con 6.355,71 kWh (en la red convencional desconecta 15.290,16 kWh, se reduce 2,41 veces), la que menos energía desconecta es “Fortín Este” con 552,75 kWh lo que representa aproximadamente 15 veces menos ENS que en una red convencional.

#### **6.4.3. Cálculo del costo de la energía no suministrada**

Por el alto componente residencial 98% en el total de las alimentadoras, se utiliza el valor de 64,6 ctvs USD\$/kWh determinado por el ARCONEL

para la estimación del costo de la energía no suministrada (CENS) para el tipo de consumidor residencial.

a) Costo de la energía no suministrada para una red convencional.

Determinado el valor de la ENS la tabla No. 28, se procede al CENS en la **tabla 6.11** y cuyo contenido es el siguiente; columna 1 total de energía no suministrada, columna 2 valor en centavos de dólares por kilovatios hora de la ENS y la columna 3 el costo de la energía no suministrada.

**Tabla 6.11 Costo de la energía no suministrada en las 8 alimentadoras – Red convencional**

ALIMENTADORAS	ENERGÍA NO SUMINISTRADA (kWh)	CENS (\$/kWh)	USD POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA
BASTIÓN ESTE	8.449,97	0,646	5.458,68
BASTIÓN OESTE	10.043,96	0,646	6.488,40
FORTÍN	8.307,32	0,646	5.366,53
BASTIÓN 4	15.290,16	0,646	9.877,45
BASTIÓN 5	7.034,70	0,646	4.544,42
BASTIÓN NORTE	10.478,34	0,646	6.769,01
FORTÍN ESTE	8.411,35	0,646	5.433,73
FORTÍN OESTE	14.598,22	0,646	9.430,45
<b>TOTAL</b>	<b>82.614,02</b>		<b>53.368,66</b>

Como se determinó anteriormente el alimentador Bastión 4 es la que mayor ENS tiene comparando todas las alimentadoras, lo que representa \$9,877.45 dólares y la que menos costo tiene es Bastión 5 con \$4,544.42 dólares.

b) Costo de la energía no suministrada para una red inteligente.

La **Tabla 6.12** ilustra los valor del CENS correspondiente a cada alimentador cuando se tiene una red inteligente, el contenido de la tabla es el siguiente: columna 1 total de energía no suministrada,

columna 2 valor en centavos de dólares por kilovatios hora de la energía no suministrada y la columna 3 el costo de la energía no suministrada.

**Tabla 6.12 Costo de la energía no suministrada en las 8 alimentadoras – Red inteligente**

<b>ALIMENTADORAS</b>	<b>ENERGÍA NO SUMINISTRADA (kWh)</b>	<b>CENS (\$/kWh)</b>	<b>USD POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA</b>
BASTIÓN ESTE	1.118,72	0,646	722,69
BASTIÓN OESTE	4.463,70	0,646	2.883,55
FORTÍN	2.899,78	0,646	1.873,26
BASTIÓN 4	6.355,71	0,646	4.105,79
BASTIÓN 5	1.036,28	0,646	669,43
BASTIÓN NORTE	1.520,45	0,646	982,21
FORTÍN ESTE	552,75	0,646	357,07
FORTÍN OESTE	5.226,89	0,646	3.376,57
<b>TOTAL</b>	<b>23.174,27</b>		<b>14.970,58</b>

En la tabla 6.12 se determina que Bastión 4 es la que mayor CENS tiene \$4.105,79 dólares y la que menos costo tiene es Fortín Este con \$357,07 dólares.

- c) Comparación de las redes convencional e inteligente para la energía no suministrada y costo de la energía no suministrada.

La **tabla 6.13** contrasta los valores obtenidos para las dos redes tanto en ENS y en el CENS.

**Tabla 6.13 Diferencia en la ENS y CENS entre las redes convencional e inteligente**

ALIMENTADORAS	"ENS" RED CONVENCIONAL (kWh)	"ENS" RED INTELIGENTE (kWh)	DIFERENCIA DE LA "ENS" ENTRE LAS DOS REDES (kWh)	USD \$ POR "ENS" RED CONVENCIONAL	USD \$ POR "ENS" RED INTELIGENTE	DIFERENCIA ENTRE LAS DOS REDES POR LA "ENS" (USD \$)
BASTIÓN ESTE	8.449,97	1.118,72	7.331,25	5.458,68	722,69	4.735,99
BASTIÓN OESTE	10.043,96	4.463,70	5.580,26	6.488,40	2.883,55	3.604,85
FORTÍN	8.307,32	2.899,78	5.407,53	5.366,53	1.873,26	3.493,27
BASTIÓN 4	15.290,16	6.355,71	8.934,45	9.877,45	4.105,79	5.771,65
BASTIÓN 5	7.034,70	1.036,28	5.998,43	4.544,42	669,43	3.874,98
BASTIÓN NORTE	10.478,34	1.520,45	8.957,89	6.769,01	982,21	5.786,80
FORTÍN ESTE	8.411,35	552,75	7.858,60	5.433,73	357,07	5.076,66
FORTÍN OESTE	14.598,22	5.226,89	9.371,33	9.430,45	3.376,57	6.053,88
<b>TOTAL</b>	<b>82.614,02</b>	<b>23.174,27</b>	<b>59.439,75</b>	<b>53.368,66</b>	<b>14.970,58</b>	<b>38.398,08</b>

En el total de las 8 alimentadoras tanto para la ENS y en el CENS la disminución es del 72%. El beneficio total de la instalación de los 15 reconectores en una sola falla es de USD \$38.398,08

### 6.5. Evaluación económica inversión versus energía no suministrada

Una vez que se han determinado los valores correspondientes al costo de un equipo que será utilizado para implementar una red inteligente, los montos y costos de la energía no suministrada, se puede realizar un balance económico de la rentabilidad del proyecto por medio de la evaluación del valor actual neto VAN y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

- a) La cantidad de reconectores en cada una de las alimentadoras se presenta en la **tabla 6.14**.

**Tabla 6.14 Número de re conectadores por alimentadora**

Alimentador	# de re conectadores en la troncal	Asignación de re conectador de interconexión	Total de re conectadores
Fortín Este	1	1	2
Fortín Oeste	1	1	2
Fortín	1	1	2
Bastión Oeste	1		1
Bastión Este	1	1	2
Bastión Norte	1	1	2
Bastión 4	2	1	3
Bastión 5	1		1

- b) El costo del total de la inversión por alimentadora se presenta en la **tabla 6.15**.

**Tabla 6.15 Costo total de la inversión en una red inteligente**

ALIMENTADORAS	NUMERO DE RECONECTADORES	Costo de un equipo de reconexión USD \$ 62.046,32	COMUNICACIÓN costo USD \$ 115,00	INVERSIÓN INICIAL
BASTIÓN ESTE	2	124.092,64	230,00	124.322,64
BASTIÓN OESTE	1	62.046,32	115,00	62.161,32
FORTÍN	2	124.092,64	230,00	124.322,64
BASTIÓN 4	3	186.138,96	345,00	186.483,96
BASTIÓN 5	1	62.046,32	115,00	62.161,32
BASTIÓN NORTE	2	124.092,64	230,00	124.322,64
FORTÍN ESTE	2	124.092,64	230,00	124.322,64
FORTÍN OESTE	2	124.092,64	230,00	124.322,64
	15	<b>930.694,80</b>	<b>1.725,00</b>	<b>932.419,80</b>

- c) Del registro estadístico en el período de enero del 2018 a mayo del 2019 del número de interrupciones en cada una de las ocho alimentadoras, se determina el promedio del número de interrupciones por mes por cada alimentador, los valores de desconexión se presentan en la **tabla 6.16**.

**Tabla 6.16 Número de desconexiones al mes en cada una de las 8 alimentadoras**

<b>ALIMENTADORAS INTERRUPCIONES PROMEDIO MENSUAL</b>	
BASTIÓN ESTE	2,2941
BASTIÓN OESTE	3,8235
FORTÍN	2,2941
BASTIÓN 4	3,0588
BASTIÓN 5	0,9412
BASTIÓN NORTE	1,4118
FORTÍN ESTE	2,0588
FORTÍN OESTE	2,3529

- d) Para obtener el beneficio económico de las instalación de los reconectores por mes, se resta el valor del CENS de la red convencional menos el CENS de la red inteligente y el resultado se multiplica por el número de interrupciones al mes, El valor obtenido servirá de valor inicial en nuestro flujo de caja, los resultados para las 8 alimentadoras se presentan en la **tabla 6.17**.

**Tabla 6.17 Beneficio de la instalación de los 15 reconectores al mes – valor inicial del flujo de caja**

<b>ALIMENTADORAS</b>	<b>INTERRUPCIONES PROMEDIO MENSUAL</b>	<b>USD \$ de la DIFERENCIA de "CENS" POR MES</b>	
		<b>UNA FALLA USD \$</b>	<b>MES 1 USD \$</b>
BASTIÓN ESTE	2,2941	4.735,99	10.864,91
BASTIÓN OESTE	3,8235	3.604,85	13.783,25
FORTÍN	2,2941	3.493,27	8.013,96
BASTIÓN 4	3,0588	5.771,65	17.654,47
BASTIÓN 5	0,9412	3.874,98	3.647,04
BASTIÓN NORTE	1,4118	5.786,80	8.169,60
FORTÍN ESTE	2,0588	5.076,66	10.451,94
FORTÍN OESTE	2,3529	6.053,88	14.244,42
<b>TOTAL</b>		<b>38.398,08</b>	<b>86.829,60</b>

- e) Para el análisis económico se va a utilizar las herramientas de cálculo del Valor Actual Neto VAN y la Tasa Interna de Retorno TIR, para cada una de las ocho alimentadoras.

$$VAN = \sum_1^n -I_0 + \frac{FC_n}{(1+i)^n}$$

Donde:

VAN (\$) = Valor Actual Neto

$I_0$  (\$) = Inversión Inicial

$FC_n$  = Flujo de Caja para el período n

$i$  (%) = Tasa de interés, de acuerdo a la página del Banco Central a agosto 2019 para la inversión pública es de 0.71% mensual y 8,48% anual, [1].

n = Período de cálculo, en este caso es mensual

TIR (%) = Tasa Interna de Retorno, es igual a la tasa de interés para un VAN igual a cero.

- f) Cálculo del VAN y el TIR para las 8 alimentadoras se realiza hasta que el valor del VAN se vuelva positivo de esta manera el proyecto es rentable y es cuando se ha recuperado la inversión, en la **tabla 6.18** se encuentra los cálculos del VAN y el TIR.



**Tabla 6.18 Cálculo del VAN y TIR para la inversión de la red inteligente**

TAZA DE DESCUENTO ANUAL		8.48%																											
TAZA DE DESCUENTO MENSUAL		0.71%		0.007067																									
DE BASTION		INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10	MES 11	MES 12															
	FLUJO DE CAJA	(\$124,322.64)	\$10,864.91	\$10,941.69	\$11,019.01	\$11,096.88	\$11,175.30	\$11,254.27	\$11,333.80	\$11,413.89	\$11,494.55	\$11,575.78	\$11,657.58	\$11,739.96															
	VAN	(\$113,533.97)	(\$102,745.29)	(\$91,956.62)	(\$81,167.94)	(\$70,379.27)	(\$59,590.59)	(\$48,801.92)	(\$38,013.24)	(\$27,224.57)	(\$16,435.89)	(\$5,647.22)	\$5,141.46	1%															
FLOR DE BASTION OESTE		INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5																						
	FLUJO DE CAJA	(\$62,161.32)	\$13,783.25	\$13,880.65	\$13,978.74	\$14,077.52	\$14,177.00																						
	VAN	(\$48,474.79)	(\$34,788.26)	(\$21,101.73)	(\$7,415.20)	\$6,271.33																							
TIR																4%													
EL FORTIN		INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10	MES 11	MES 12	MES 13	MES 14	MES 15	MES 16											
	FLUJO DE CAJA	(\$124,322.64)	\$8,013.96	\$8,070.60	\$8,127.63	\$8,185.06	\$8,242.90	\$8,301.15	\$8,359.82	\$8,418.89	\$8,478.38	\$8,538.30	\$8,598.64	\$8,659.40	\$8,720.59	\$8,782.22	\$8,844.28	\$8,906.78											
	VAN	(\$116,364.91)	(\$108,407.18)	(\$100,449.45)	(\$92,491.72)	(\$84,534.00)	(\$76,576.27)	(\$68,618.54)	(\$60,660.81)	(\$52,703.08)	(\$44,745.35)	(\$36,787.62)	(\$28,829.89)	(\$20,872.16)	(\$12,914.44)	(\$4,956.71)	\$3,001.02	1%											
FLOR DE BASTION 4		INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10	MES 11																
	FLUJO DE CAJA	(\$186,138.96)	\$17,654.47	\$17,779.23	\$17,904.87	\$18,031.40	\$18,158.82	\$18,287.14	\$18,416.37	\$18,546.51	\$18,677.58	\$18,809.56	\$18,942.49																
	VAN	(\$168,608.37)	(\$151,077.78)	(\$133,547.19)	(\$116,016.60)	(\$98,486.01)	(\$80,955.42)	(\$63,424.83)	(\$45,894.24)	(\$28,363.66)	(\$10,833.07)	\$6,697.52	1%																
FLOR DE BASTION 5		INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10	MES 11	MES 12	MES 13	MES 14	MES 15	MES 16	MES 17	MES 18	MES 19	MES 20	MES 21	MES 22	MES 23	MES 24	MES 25	MES 26	
	FLUJO DE CAJA	(\$62,161.32)	\$3,647.04	\$3,672.82	\$3,698.77	\$3,724.91	\$3,751.23	\$3,777.74	\$3,804.44	\$3,831.32	\$3,858.40	\$3,885.66	\$3,913.12	\$3,940.77	\$3,968.62	\$3,996.67	\$4,024.91	\$4,053.35	\$4,082.00	\$4,110.84	\$4,139.89	\$4,169.15	\$4,198.61	\$4,228.28	\$4,258.16	\$4,288.25	\$4,318.55	\$4,349.07	
	VAN	(\$58,539.87)	(\$54,918.41)	(\$51,296.96)	(\$47,675.51)	(\$44,054.06)	(\$40,432.60)	(\$36,811.15)	(\$33,189.70)	(\$29,568.25)	(\$25,946.79)	(\$22,325.34)	(\$18,703.89)	(\$15,082.43)	(\$11,460.98)	(\$7,839.53)	(\$4,218.08)	(\$3,808.61)	(\$3,396.25)	(\$2,980.98)	(\$2,562.77)	(\$2,141.61)	(\$1,717.47)	(\$1,290.33)	(\$860.18)	(\$426.98)	\$99.27	4%	
FLOR DE BASTION NORTE		INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10	MES 11	MES 12	MES 13	MES 14	MES 15	MES 16											
	FLUJO DE CAJA	(\$124,322.64)	\$8,169.60	\$8,227.33	\$8,285.47	\$8,344.02	\$8,402.98	\$8,462.36	\$8,522.16	\$8,582.39	\$8,643.04	\$8,704.11	\$8,765.62	\$8,827.57	\$8,889.95	\$8,952.77	\$9,016.04	\$9,079.75											
	VAN	(\$116,210.37)	(\$108,098.10)	(\$99,985.83)	(\$91,873.56)	(\$83,761.30)	(\$75,649.03)	(\$67,536.76)	(\$59,424.49)	(\$51,312.22)	(\$43,199.95)	(\$35,087.68)	(\$26,975.41)	(\$18,863.14)	(\$10,750.87)	(\$2,638.61)	\$5,473.66	0%											
TIR																													1%
FORTIN ESTE		INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10	MES 11	MES 12															
	FLUJO DE CAJA	(\$124,322.64)	\$10,451.94	\$10,525.80	\$10,600.19	\$10,675.09	\$10,750.53	\$10,826.50	\$10,903.01	\$10,980.06	\$11,057.65	\$11,135.79	\$11,214.48	\$11,293.73															
	VAN	(\$113,944.04)	(\$103,565.44)	(\$93,186.84)	(\$82,808.24)	(\$72,429.64)	(\$62,051.04)	(\$51,672.44)	(\$41,293.84)	(\$30,915.24)	(\$20,536.64)	(\$10,158.04)	\$220.56	1%															
FORTIN OESTE		INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9																		
	FLUJO DE CAJA	(\$124,322.64)	\$14,244.42	\$14,345.08	\$14,446.46	\$14,548.54	\$14,651.35	\$14,754.89	\$14,859.16	\$14,964.16	\$15,069.91																		
	VAN	(\$110,178.17)	(\$96,033.70)	(\$81,889.23)	(\$67,744.77)	(\$53,600.30)	(\$39,455.83)	(\$25,311.36)	(\$11,166.89)	\$2,977.58	1%																		
TOTAL		INVERSION	MES 1	MES 2	MES 3	MES 4	MES 5	MES 6	MES 7	MES 8	MES 9	MES 10	MES 11																
	FLUJO DE CAJA	(\$932,419.80)	\$86,829.60	\$87,443.20	\$88,061.13	\$88,683.43	\$89,310.13	\$89,941.25	\$90,576.84	\$91,216.91	\$91,861.51	\$92,510.67	\$93,164.41																
	VAN	(\$846,199.49)	(\$759,979.17)	(\$673,758.86)	(\$587,538.55)	(\$501,318.23)	(\$415,097.92)	(\$328,877.61)	(\$242,657.29)	(\$156,436.98)	(\$70,216.67)	\$16,003.65	1%																

En la **tabla 6.19** se resumen los cálculos económicos y el tiempo de recuperación de la inversión en la implantación de la red inteligente en 8 alimentadoras de la distribuidora de Guayaquil.

**Tabla 6.19 Resumen del VAN, TIR y tiempo de recuperación de la inversión – red inteligente**

ALIMENTADORAS	Monto inicial de la inversión USD \$	Flujo de caja en el mes 1 USD \$	VAN USD \$	TIR	TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN
FLOR DE BASTIÓN ESTE	\$124.322,64	\$10.864,91	\$5.141,46	1%	12 MESES
FLOR DE BASTIÓN OESTE	\$62.161,32	\$13.783,25	\$6.271,33	4%	5 MESES
EL FORTÍN	\$124.322,64	\$8.013,96	\$3.001,02	1%	16 MESES
FLOR DE BASTIÓN 4	\$186.483,96	\$17.654,47	\$6.697,52	1%	11 MESES
FLOR DE BASTIÓN 5	\$62.161,32	\$3.647,04	\$9,27	4%	26 MESES
FLOR DE BASTIÓN NORTE	\$124.322,64	\$8.169,60	\$5.473,66	1%	16 MESES
FORTÍN ESTE	\$124.322,64	\$10.451,94	\$220,56	1%	12 MESES
FORTÍN OESTE	\$124.322,64	\$14.244,42	\$2.977,58	1%	9 MESES
<b>TOTAL</b>	<b>\$932.419,80</b>	<b>\$86.829,60</b>	<b>\$16.003,65</b>	<b>1%</b>	<b>11 MESES</b>

Como se puede apreciar los tiempos de recuperación de la inversión son diferentes para cada alimentadora y la instalación del número de reconectores en un alimentador tiene un límite, existen factores que determinan el tiempo en recuperar la inversión, por ejemplo tenemos:

- El número de desconexiones al mes.
- La mínima cantidad de energía no suministrada para que la inversión sea conveniente.
- La cantidad de carga instalada en el alimentador, a menor carga menor energía no suministrada.

El caso de la alimentadora Flor de Bastión Oeste es un caso que ilustra la optimización de la inversión, los datos son los siguientes:

- La alimentadora tiene una troncal cuya longitud es de 7,52 km.
- Registra el mayor número de desconexiones promedio al mes de todas las 8 alimentadoras con un total de 3,82.
- Solo tiene asignado 1 reconectador a lo largo de su troncal, su inversión es mínima de USD \$62.161,32.
- El beneficio al mes por la recuperación de la ENS es de USD \$13.783,25 uno de los valores más alto de todas las alimentadoras.
- Tiene un VAN de \$6.271,33 y un TIR de 4% uno de los valores más alto y la recuperación de la inversión se estima en 5 meses.

El caso opuesto a la alimentadora Flor de Bastión Oeste es la alimentadora “Bastión 5”, sus datos son los siguientes:

- Tiene una troncal de alimentadora de 7,21 km.
- Tiene una carga instalada de 3.272 kW.
- Registra aproximadamente una sola desconexión al mes.
- Se ha instalado un reconectador en la troncal, su inversión es mínima de USD \$62.161,32.
- El beneficio al mes por la recuperación de la ENS es de USD \$3.647,04 el más bajo de todas las alimentadoras.
- Tiene un VAN de \$9,27 y un TIR de 4%, la recuperación de la inversión se estima en 26 meses.

Si comparamos el beneficio que representa la recuperación de la ENS por parte de las dos alimentadoras, en el caso de Flor de Bastión Oeste es de 5.580,26 kWh y Bastión 5 es de 5.998,43 (tabla No. 33), son muy parecidas. El factor que ha determinado que la inversión en la alimentadora Bastión 5 no se recupere con la misma rapidez que la alimentadora Flor de Bastión Oeste, es el número de desconexiones que registran las dos alimentadoras, 1 desconexión al mes para Bastión 5 y 4 desconexiones al mes para Flor de Bastión Oeste.

“Un alimentador con un alta nivel de continuidad de servicio no requiere de un número excesivo de reconectores, por lo tanto su inversión es menor”.

## 6.6. Conclusión y Recomendación

### 6.6.1. Conclusión

Es importante que las empresas de distribución de energía eléctrica aprovechen los avances tecnológicos que están a su disposición, en el caso de la red inteligente su implementación en el sistema mejora la continuidad del servicio eléctrico a los usuarios. La merma en la cantidad de usuarios afectados por una desconexión genera beneficios para los clientes y las empresas distribuidoras.

Se ha podido verificar varios beneficios de una red inteligente:

- a) Una red eléctrica convencional no cuenta con sistemas de comunicación entre los equipos de seccionamiento y no toma decisiones que permitan a la red ser reconfigurada cuando existe una falla, lo que ocasiona demora en conocer la existencia del evento y su posterior localización. Una red inteligente establece la presencia de una falla y reconfigura la red, realiza transferencias de carga en tiempos muy pequeños [24].
- b) En el caso de una red convencional los elementos del sistema eléctrico sufren por las altas corrientes que circulan cuando realizan pruebas para localizar la falla.
- c) La red inteligente se reconfigura para restablecer el servicio a la mayor cantidad de usuarios afectados por una desconexión.
- d) En un sistema automatizado se disminuye el número de cuadrillas que deben asistir a una desconexión.
- e) La actuación de los equipos que conforman la red inteligente es descentralizada, ellos se comunican entre sí y toman las decisiones

para aislar la falla y reconfigurar la red. El sistema SCADA es un respaldo para la red inteligente.

- f) La automatización de la red permite cumplir con las metas fijadas por la entidad que regula el sector eléctrico ecuatoriano, referente a los índices de calidad del servicio técnico y así evitar penalidades en las que puede incurrir la empresa de distribución.

El presente trabajo de titulación pretende iniciar el proceso de análisis de una red inteligente de distribución en su etapa de diseño, como paso previo a su implementación. Es importante conocer todos los elementos que conforman la red de distribución (ubicación y características técnicas), obtener toda la información referente a registros de eventos de interrupción e índices de calidad del servicio para garantizar que los resultados que se obtenga en la etapa de diseño sean los mismos cuando la red inteligente se encuentre implementada.

#### **6.6.2. Recomendación**

La Distribuidora de Guayaquil ya cuenta en sus redes de media tensión con equipos que pueden ser automatizados, se recomienda que se aproveche dicha infraestructura para implementar la red inteligente, el proceso de cambio deben ser considerando los siguientes factores:

- a) El cambio de tecnología debe iniciar en la etapa de diseño, primero se debe determinar que segmento de la red de distribución tiene la mayor afectación en la continuidad del servicio cuando se presentan eventos de fallas que produzcan la desconexión de la red.
- b) La etapa de diseño debe tomar en cuenta los aspectos técnicos y económicos aquí considerados.

- c) El software que permite la reconfiguración de la red debe ser abierto para que se puedan incorporar la mayor cantidad de equipos de marcas diferentes.

**ANEXO 1 Cobertura de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín**





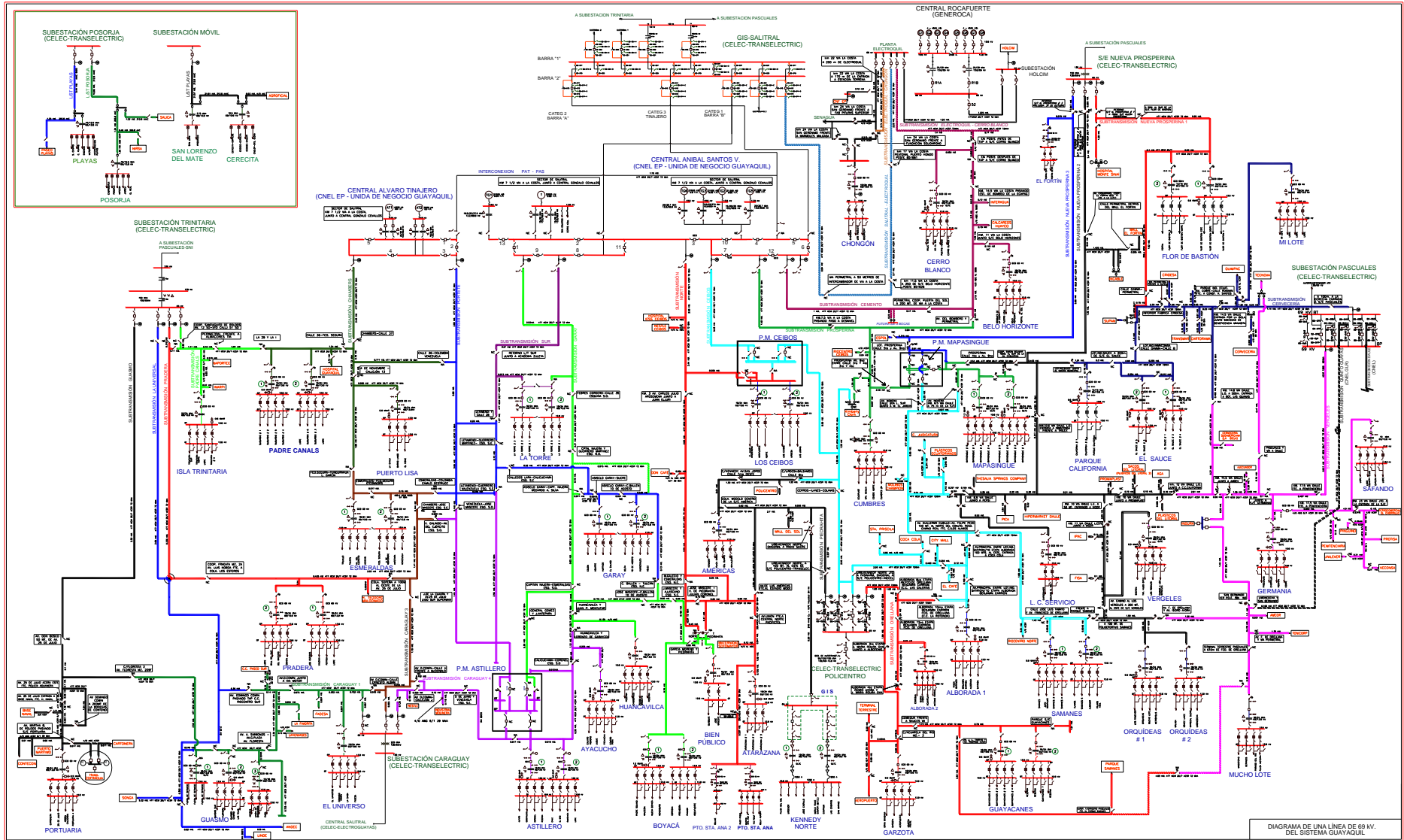
ANEXO 2 Cobertura de las alimentadoras que salen de las subestaciones Flor de Bastión y Fortín



### ANEXO 3 Líneas de 69 kV

No.	Punto de Entrega	Línea de Subtransmisión
1	Pascuales	Cervecería
2		Vergeles
3	Policentro	Piedrahita
4		Tres Cerritos
5		Orellana
6		Cristavid
7	Trinitaria	Guasmo
8		Pradera
9		La Universal
10		Padre Canals
11	Álvaro Tinajero	Chambers
12		Portete
13	Aníbal Santos	Sur
14		Garay
15		Norte
16		Ceibos
17		Prosperina
18		Cemento
19	Caraguay	Caraguay 1
20		Caraguay 3
21		Caraguay 4
22	Nueva Prosperina	Nueva Prosperina 1
23		Nueva Prosperina 2
24		Nueva Prosperina 3
25	Electroquil	CEDEGE

## ANEXO 4 Diagrama unifilar de 69 kV

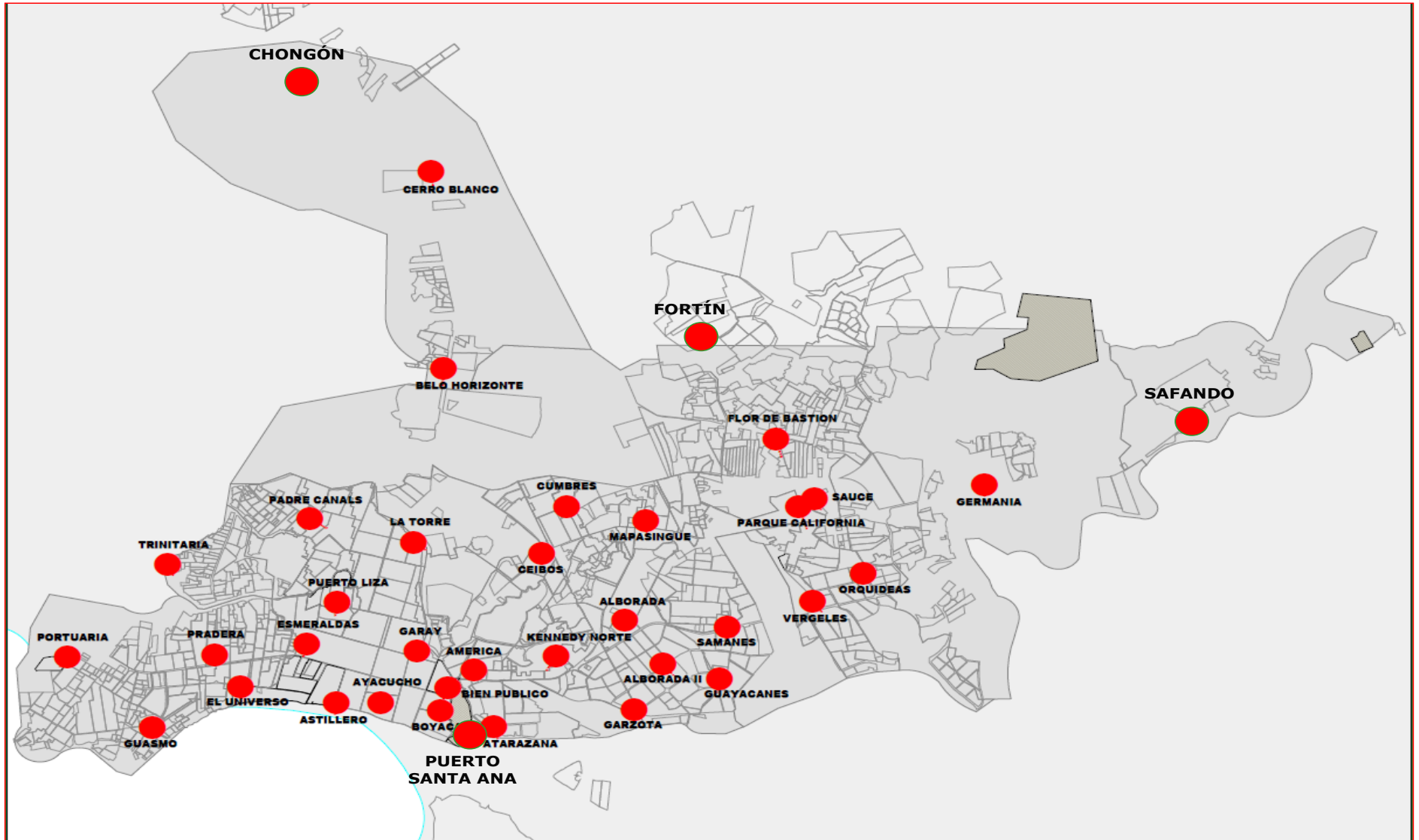


**ANEXO 5 Transformadores de poder de 69/13,8 kV**

<b>No.</b>	<b>SUBESTACIÓN</b>	<b>No.</b>	<b>TRANSFORMADOR</b>	<b>CAPACIDAD (MVA)</b>
1	Alborada	1	Alborada	24
2	Alborada 2	2	Alborada 2	24
3	América	3	América	24
4	Astillero	4	Astillero 1	24
		5	Astillero 2	24
5	Atarazana	6	Atarazana	24
6	Ayacucho	7	Ayacucho	24
7	Belo Horizonte	8	Belo Horizonte	24
8	Bien Publico	9	Bien Publico	24
9	Boyacá	10	Boyacá 1	24
		11	Boyacá 2	24
10	Ceibos	12	Ceibos 1	24
		13	Ceibos 2	24
11	Cerro Blanco	14	Cerro Blanco	24
12	Chongón	15	Chongón	24
13	Cumbres	16	Cumbres	24
14	Esmeraldas	17	Esmeraldas 1	24
		18	Esmeraldas 2	24
15	Flor De Bastión	19	Flor De Bastión 1	24
		20	Flor De Bastión 2	24
16	Fortín	21	Fortín	24
17	Garay	22	Garay 1	24
		23	Garay 2	24
18	Garzota	24	Garzota	24
19	Germania	25	Germania	24
20	Guasmo	26	Guasmo 1	16
		27	Guasmo 2	24
21	Guayacanes	28	Guayacanes 1	24
		29	Guayacanes 2	24
22	Huancavilca	30	Huancavilca	24
23	Kennedy Norte	31	Kennedy Norte 1	24
		32	Kennedy Norte 2	24
24	Lotes Alegría	33	Lotes Alegría	24
25	Mapasingue	34	Mapasingue 1	24
		35	Mapasingue 2	24
26	Mi Lote	36	Mi Lote	24
27	Mucho Lote	37	Mucho Lote	24
28	Orquídeas	38	Orquídeas 1	24
		39	Orquídeas 2	24
29	Padre Canals	40	Padre Canals 1	24
		41	Padre Canals 2	24
30	Parque California	42	Parque California	16
31	Portuaria	43	Portuaria	24
32	Pradera	44	Pradera 1	24
		45	Pradera 2	24
33	Puerto Lisa	46	Puerto Liza	24
34	Puerto Santana	47	Puerto Santana 1	16
		48	Puerto Santana 2	24
35	Safando	49	Safando	16
36	Samanes	50	Samanes 1	24
		51	Samanes 2	24
37	El Sauce	52	El Sauce 1	24
		53	El Sauce 2	24
38	Torre	54	Torre 1	24
		55	Torre 2	24

39	Trinitaria	56	Trinitaria	24
40	Universo	57	Universo	24
41	Vergeles	58	Vergeles	24
			<b>TOTAL</b>	<b>1368</b>

**ANEXO 6 Ubicación de las subestaciones de reducción 69/13,8 kV**



**ANEXO 7 Alimentadores de 13,8 kV**

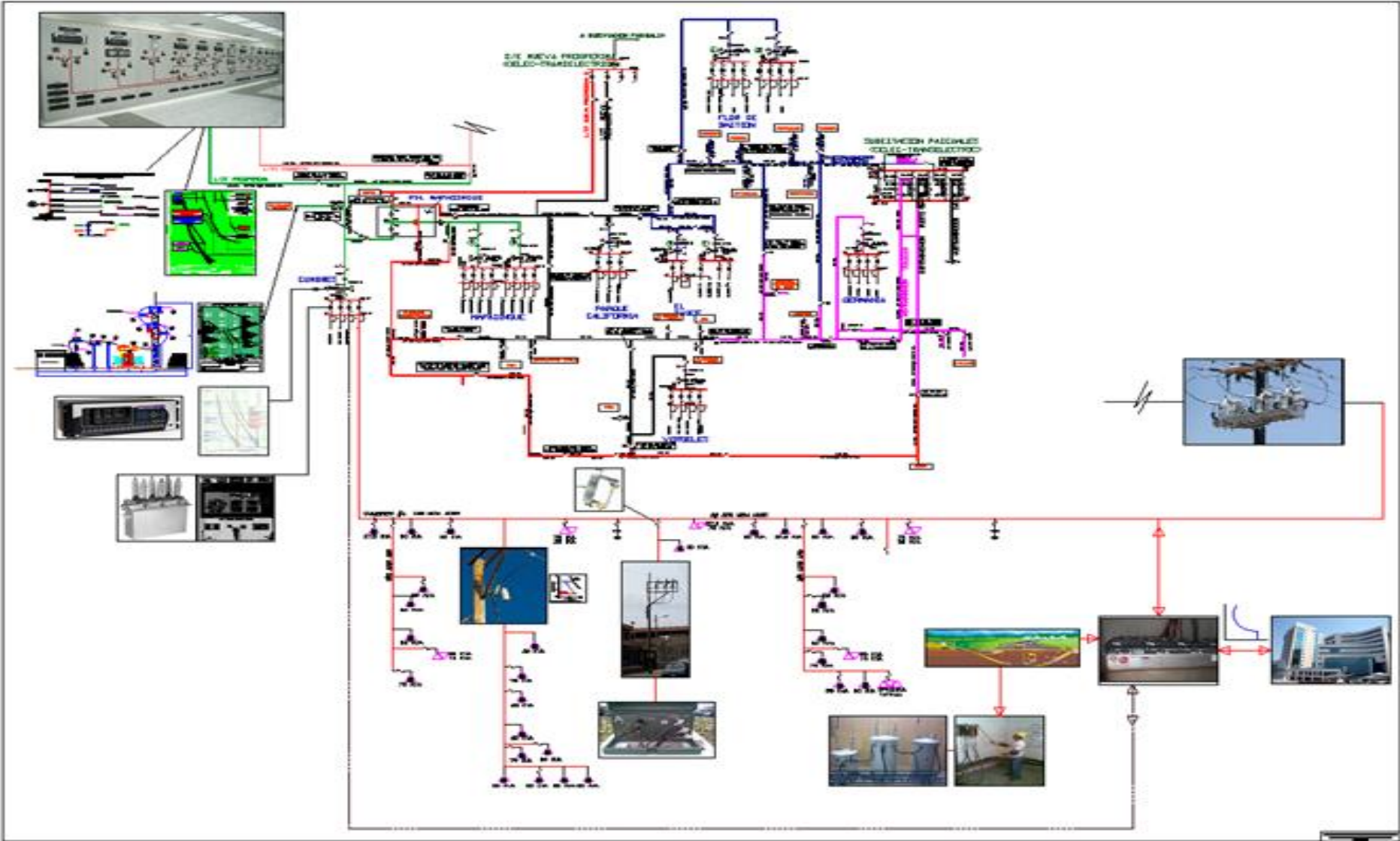
<b>PUNTO DE ENTREGA</b>	<b>SUBTRANSMISIÓN</b>	<b>TRANSFORMADOR</b>	<b>No.</b>	<b>ALIMENTADORA</b>	
<b>POLICENTRO</b>	<b>ORELLANA</b>	<b>ALBORADA 2</b>	1	ACUARELA	
			2	COMEGUA	
			3	ANTONIO PARRA	
			4	ISIDRO AYORA	
		<b>GARZOTA</b>	5	AEROPUERTO	
			6	AGUSTÍN FREIRE	
			7	GRAN MANZANA	
			8	GARZOTA 4	
		<b>GUAYACANES</b>	9	GUAYACANES 1	
			10	GUAYACANES 2	
			11	GUAYACANES 3	
			12	GUAYACANES 4	
	<b>GUAYACANES 2</b>	13	GUAYACANES 6		
		14	GUAYACANES 7		
	<b>PIEDRAHÍTA</b>	<b>KENNEDY NORTE 1</b>	15	A. CASTILLO	
			16	PLAZA DEL SOL	
			17	URDENOR	
		<b>KENNEDY NORTE 2</b>	18	CAMARAS	
			19	CENTRUM	
			20	WORLD TRADE	
			21	SAN MARINO	
		<b>AMERICA</b>	22	KENNEDY	
			23	M.H.ALCÍVAR	
			24	OLIMPO	
			25	PLAZA DANÍN	
<b>NUEVA PROSPERINA</b>		<b>NUEVA PROSPERINA 1</b>	<b>FLOR DE BASTIÓN 1</b>	26	ESTE
				27	OESTE
	28			BASTIÓN 4	
	<b>FLOR DE BASTIÓN 2</b>		29	EL FORTÍN	
			30	BASTIÓN 5	
			31	BASTIÓN NORTE	
		<b>NUEVA PROSPERINA 2</b>	<b>LOTES CON SERVICIO</b>	32	EXPOGRANOS
	33			COLINAS AL SOL	
	<b>VERGELES</b>		34	BASTIÓN	
			35	LOS ROSALES	
			36	TNTE. HUGO ORTIZ	
			37	CAMINO A VGL.	
			<b>ORQUÍDEAS 1</b>	38	RANCHOS
	39			MUCHO LOTE	
	40			ORQUÍDEAS	
	41			METROPOLIS	
	<b>ORQUÍDEAS 2</b>	42	LIMONCOCHA		
		43	MÁLAGA		
		44	GÓMEZ LINCE		
		45	MARISCAL SUCRE		
<b>NUEVA PROSPERINA 3</b>	<b>FORTÍN</b>	46	FORTÍN ESTE		
		47	FORTÍN OESTE		

PUNTO DE ENTREGA	SUBTRANSMISIÓN	TRANSFORMADOR	No.	ALIMENTADORA	
SALITRAL	CEIBOS	ALBORADA 1	48	ALBORADA	
			49	BENJAMIN CARRIÓN	
			50	SATIRIÓN	
			51	TANCA MARENGO	
		SAMANES	52	SAMANES	
			53	JUAN MONTALVO	
			54	SAMANES 3	
			55	SAMANES 4	
		SAMANES 2	56	ÁLAMOS	
			57	SAMANES 6	
			58	ALBONOR	
			59	PÁJARO AZUL	
		CEMENTO	BELO HORIZONTE	60	BOSQUES DE LA COSTA
				61	PUERTO AZUL
				62	BELO HORIZONTE
				63	PORTAL AL SOL
			CERRO BLANCO	64	VALLE ALTO
				65	PUERTO HONDO
	66			VIA AL SOL	
	67	CERRO BLANCO 4			
	CHAMBERS	PADRE CANALS 1	68	SUBURBIO 1	
			69	SUBURBIO 2	
			70	SUBURBIO 4	
			71	SUBURBIO 5	
		PADRE CANALS 2	72	SUBURBIO 3	
			73	SUBURBIO 6	
		PUERTO LIZA	74	BARRIO LINDO	
			75	LA CHALA	
			76	EL CISNE	
	GARAY	HUANCAVILCA	77	PEDRO MONCAYO	
			78	CHIMBORAZO	
		BOYACÁ 1	79	MALECÓN	
			80	MENDEBURO	
			81	NUEVA BOYACÁ	
		BOYACÁ 2	82	PADRE SOLANO	
			83	PANAMÁ	
		BIEN PÚBLICO	84	ROCAFUERTE	
	85		CÓRDOVA		
	86		PREVISORA		
	87	QUISQUIS			
	88	MASCOTE			
	NORTE	CEIBOS 1	89	CARLOS JULIO	
			90	MIRAFLORES	
			91	NORTE	
		CEIBOS 2	92	LOS CEIBOS	
			93	URDESA	
			94	LAS LOMAS	
		ATARAZANA	95	ATARAZANA 1	
			96	ATARAZANA 2	
			97	ATARAZANA 3	
		PUERTO SANTA ANA	98	RIVER FRONT	
			99	PUERTO SANTA ANA 2	
	100		THE POINT		
	101		BELLA AURORA		
	102	BELLINI			
	PORTETE	GARAY 1	103	AGUIRRE	
			104	COLÓN	
			105	HURTADO	
			106	SALADO	
		GARAY 2	107	10 DE AGOSTO	
			108	DELTA	
	PROSPERINA	CUMBRES	109	HUANCAVILCA	
			110	VELEZ	
			111	CELOPLAST	
			112	SANTA CECILIA	
		MAPASINGUE 1	113	CEIBOS NORTE	
			114	CUMBRES 4	
			115	MAPASINGUE 3	
			116	MAPASINGUE 4	
		MAPASINGUE 2	117	MAPASINGUE 7	
			118	MAPASINGUE 8	
	119		MAPASINGUE 1		
	120		MAPASINGUE 2		
	121		MAPASINGUE 5		
	122		MAPASINGUE 6		
	SUR	TORRE 1	123	TORRE 1	
			124	TORRE 2	
			125	TORRE 3	
		TORRE 2	126	TORRE 4	
			127	TORRE 5	
			128	TORRE 6	



PUNTO DE ENTREGA	SUBTRANSMISIÓN	TRANSFORMADOR	No.	ALIMENTADORA	
TRINITARIA	GUASMO	PORTUARIA	129	25 DE JULIO	
			130	CARTONERA	
			131	A. CALDERÓN	
			132	PORTUARIA 4	
	PADRE CANALS	TRINITARIA	133	TRINITARIA NORTE	
			134	TRINITARIA SUR	
			135	TRINITARIA 4	
	PRADERA	PRADERA 1	136	ESTEROS	
			137	VALDIVIA	
			138	FERTISA	
		PRADERA 2	139	DEL MAESTRO	
140			COVIEM		
141			MALL DEL SUR		
PASCUALES	CERVECERÍA	SAUCE 1	142	SAUCE 1	
			143	SAUCE 2	
			144	SAUCE 4	
		SAUCE 2	145	SAUCE 3	
			146	SAUCE 5	
		PARQUE CALIFORNIA	147	CALIFORNIA 1	
	148		CALIFORNIA 2		
	149		PARQUE CALIFORNIA		
	VERGELES	MI LOTE	150	Mi Lote 1	
			GERMANIA	151	COBRE
				152	PASCUALES
				153	ROSAVÍN
		154		CHORRILLO	
		SAFANDO	155	CAPEIRA	
			156	COUNTRY CLUB	
		MUCHO LOTE	157	MAGISTERIO	
158			GERANIOS		
159		PARAISO			
160	PLAZA VICTORIA				
CARAGUAY	CARAGUAY 1	EL UNIVERSO	161	UNIVERSO	
			162	SAIBA	
			163	FADESA	
			164	DOMINGO COMIN	
		GUASMO 2	165	GUASMO SUR	
			166	FLORESTA	
			167	GUASMO CENTRO	
			168	LAS TEJAS	
		GUASMO 3	169	ACERÍAS	
	170		CUBA		
	171		U. BANANEROS		
	CARAGUAY 3	ESMERALDAS 1	172	ACACIAS	
			173	AV. EJERCITO	
			174	TRUJILLO	
			175	TULCÁN	
			176	4 DE NOVIEMBRE	
		ESMERALDAS 2	177	ANTEPARA	
	178		F. SEGURA		
179	VENEZUELA				
CARAGUAY 4	ASTILLERO 1	180	CORONEL		
		181	ESMERALDAS		
		182	ALFARO		
	ASTILLERO 2	183	ORO		
		184	RUMICHACA		
		185	CHILE		
	AYACUCHO	186	C. ROMERO		
		187	CENTRO PARK		
		188	LUQUE		
189		PICHINCHA			
CHONGÓN	CEDEGE	CHONGÓN	190	CHONGÓN	
			191	LOS ÁNGELES	
			192	ODEBRECHT	

ANEXO 8 Diagrama unifilar y elementos de protección del sistema de distribución



### ANEXO 9 Relés del transmisor en 69 kV

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	PROTECCIÓN	Función	RELÉ	
				Fabricante	Modelo
Pascuales	Cervecería	FASE	67	SIEMENS	7SJ62
		NEUTRO	67N		
	Vergeles	FASE	67	SIEMENS	7SJ62
		NEUTRO	67N		
POLICENTRO	Tres Cerritos	FASE	50/51	GEC - ALSTOM	MCGG62
		NEUTRO	50-51(N)		
	Cristavid	FASE	50/51	GEC - ALSTOM	MCGG62
		NEUTRO	50-51(N)		
	Piedrahita	FASE	50/51	GEC - ALSTOM	MCGG62
		NEUTRO	50-51(N)		
	Francisco de Orellana	FASE	50/51	GEC - ALSTOM	MCGG62
		NEUTRO	50-51(N)		
TRINITARIA	Guasmo	FASE	50/51	MITSUBISHI	COC1-20
		NEUTRO	50-51(N)		
	Padre Canales	FASE	50/51	MITSUBISHI	COC1-20
		NEUTRO	50-51(N)		
	Pradera	FASE	50/51	MITSUBISHI	COC1-20
		NEUTRO	50-51(N)		
	Universal	FASE	67	ABB	DPU2000R
		NEUTRO	67N		
NUEVA PROSPERINA	Nueva Prosperina 1	FASE	67	SIEMENS	7SJ62
		NEUTRO	67N		
	Nueva Prosperina 2	FASE	67	SIEMENS	7SJ62
		NEUTRO	67N		
	Nueva Prosperina 3	FASE	67	SIEMENS	7SJ62
		NEUTRO	67N		
CARAGUAY	CARAGUAY 1	FASE	67	SIEMENS	7SJ62
		NEUTRO	67N		
	CARAGUAY 2	FASE	67	SIEMENS	7SJ62
		NEUTRO	67N		
	CARAGUAY 3	FASE	67	SIEMENS	7SJ62
		NEUTRO	67N		

**ANEXO 10 Relés en central de generación en 69 kV**

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	PROTECCIÓN	Función	RELÉ		
				Fabricante	Modelo	
ANÍBAL SANTOS	Cemento	Distancia	21	GE-MULTILIN	D60	
		NEUTRO	67N			
	Prosperina	FASE	21	GE-MULTILIN	D60	
		NEUTRO	67N			
	Ceibos	FASE	21	GE-MULTILIN	D60	
		NEUTRO	67N			
	Norte	FASE	21	GE-MULTILIN	D60	
		NEUTRO	67N			
	Garay	FASE	21	GE-MULTILIN	D60	
		NEUTRO	67N			
	Sur	FASE	21	GE-MULTILIN	D60	
		NEUTRO	67N			
	Alvaro Tinajero	Portete	FASE	21	GE-MULTILIN	D60
			NEUTRO	67N		
Chambers		FASE	21	GE-MULTILIN	D60	
		NEUTRO	67N			
ELCTROQUIL	Portete	FASE	21	GE-MULTILIN	D60	
		NEUTRO	67N			

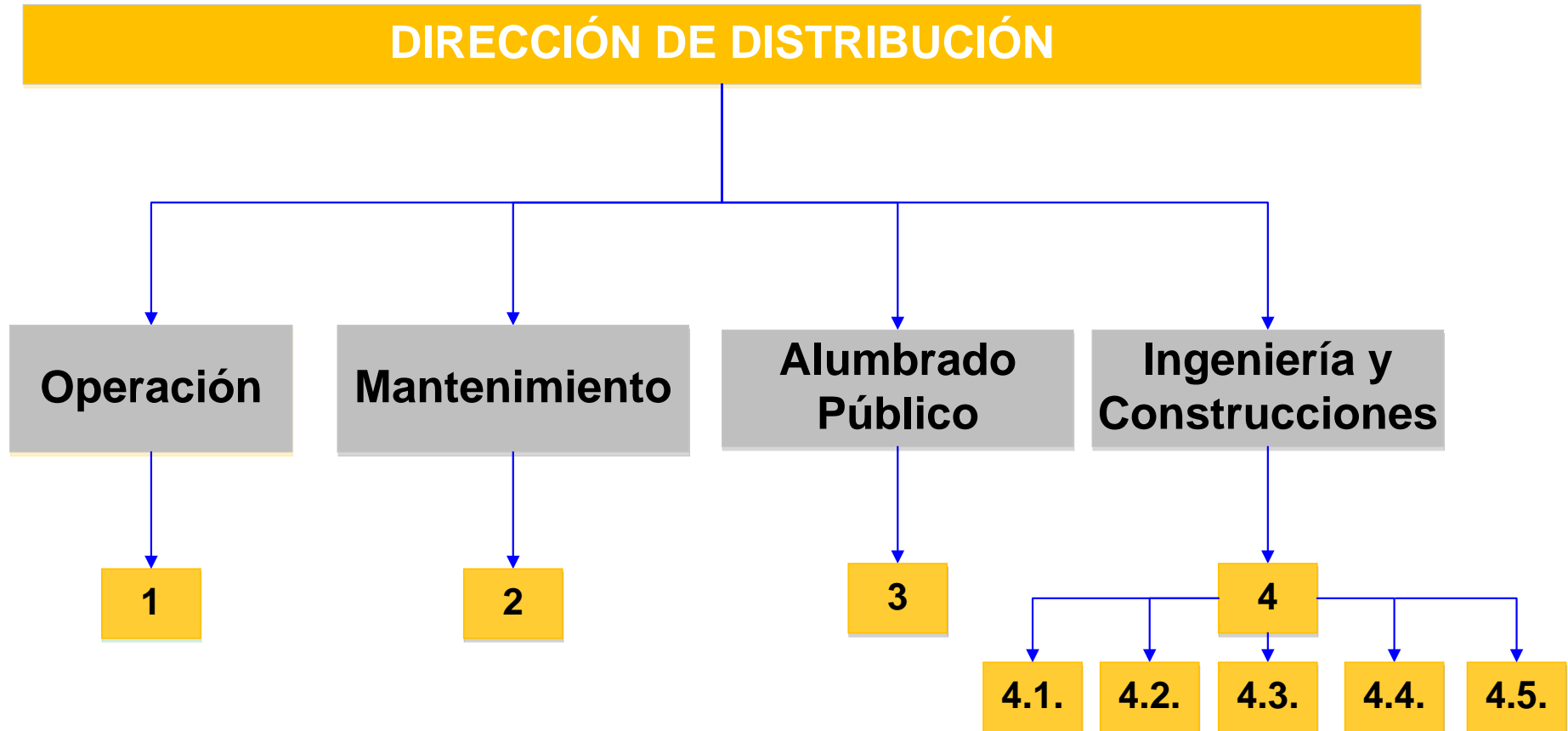
**ANEXO 11 Relés en transformadores de reducción en 69/13,8 kV**

SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD	FUNCIONES DE PROTECCIÓN	MARCA	MODELO
ALBORADA 1	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
ALBORADA 2	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
AMÉRICA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
ASTILLERO	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
ATARAZANA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
AYACUCHO	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
BELO HORIZONTE	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
BIEN PUBLICO	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
BOYACÁ	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
CEIBOS	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
CERRO BLANCO	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
CHONGÓN	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
CUMBRES	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
ESMERALDAS	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60

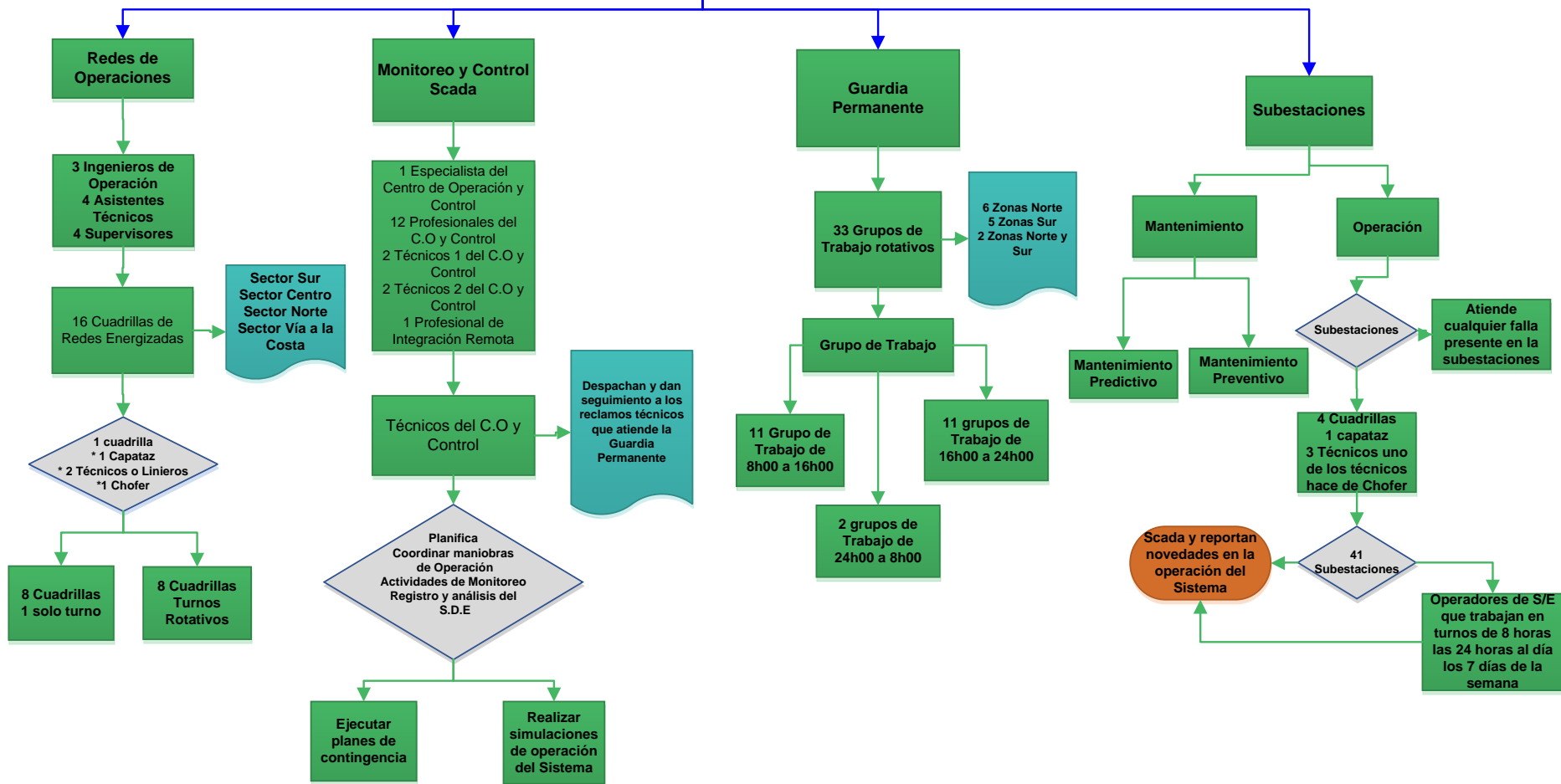
SUBESTACIÓN	NIVEL DE TENSIÓN [kV]	TRANSFORMADOR	CAPACIDAD	FUNCIONES DE PROTECCIÓN	MARCA	MODELO
FLOR DE BASTIÓN	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
FORTÍN	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
GARAY	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
GARZOTA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
GERMANIA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
GUASMO	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
GUAYACANES	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
HUANCAVILCA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
KENNEDY NORTE	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
LOTES ALEGRÍA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
MAPASINGUE	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
MI LOTE	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
MUCHO LOTE	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
ORQUÍDEAS	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
PADRE CANALS	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
PARQUE CALIFORNIA	69	1	12/16 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
PORTUARIA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
PUERTO LISA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
PUERTO SANTA ANA	69	1	12/16 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
PRADERA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
SAFANDO	69	1	12/16 MVA	87/50/51	GE	T60
SAMANES	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
SAUCE	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
TORRE	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
	69	2	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60
TRINITARIA	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
UNIVERSO	69	1	18/24 MVA	87/50/51	ABB	TPU2000R
VERGELES	69	1	18/24 MVA	87/50/51	GE	T60

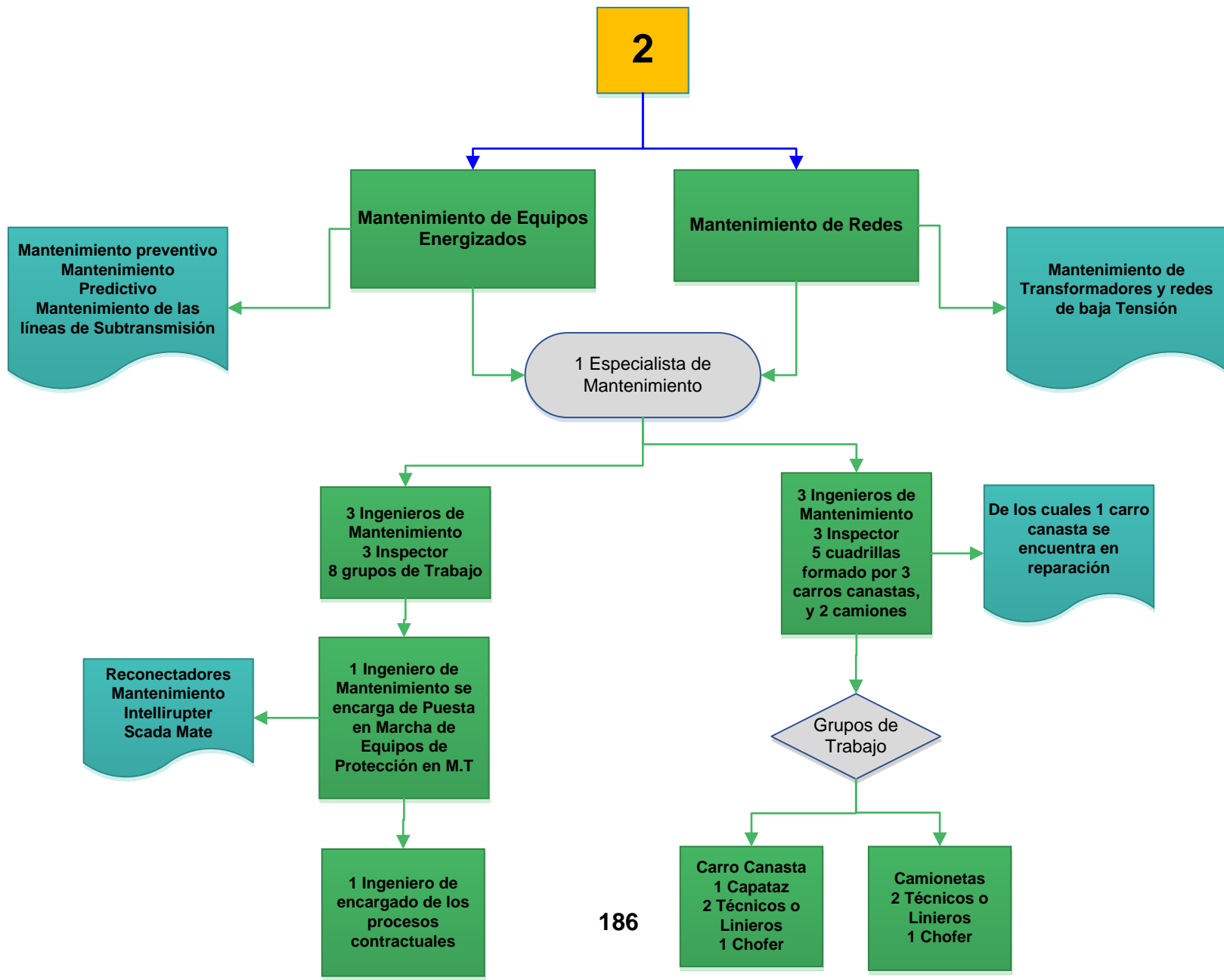
ANEXO 12 Estructura orgánica de la empresa de distribución

Estructura Orgánica de Operación del Sistema Eléctrico de Guayaquil

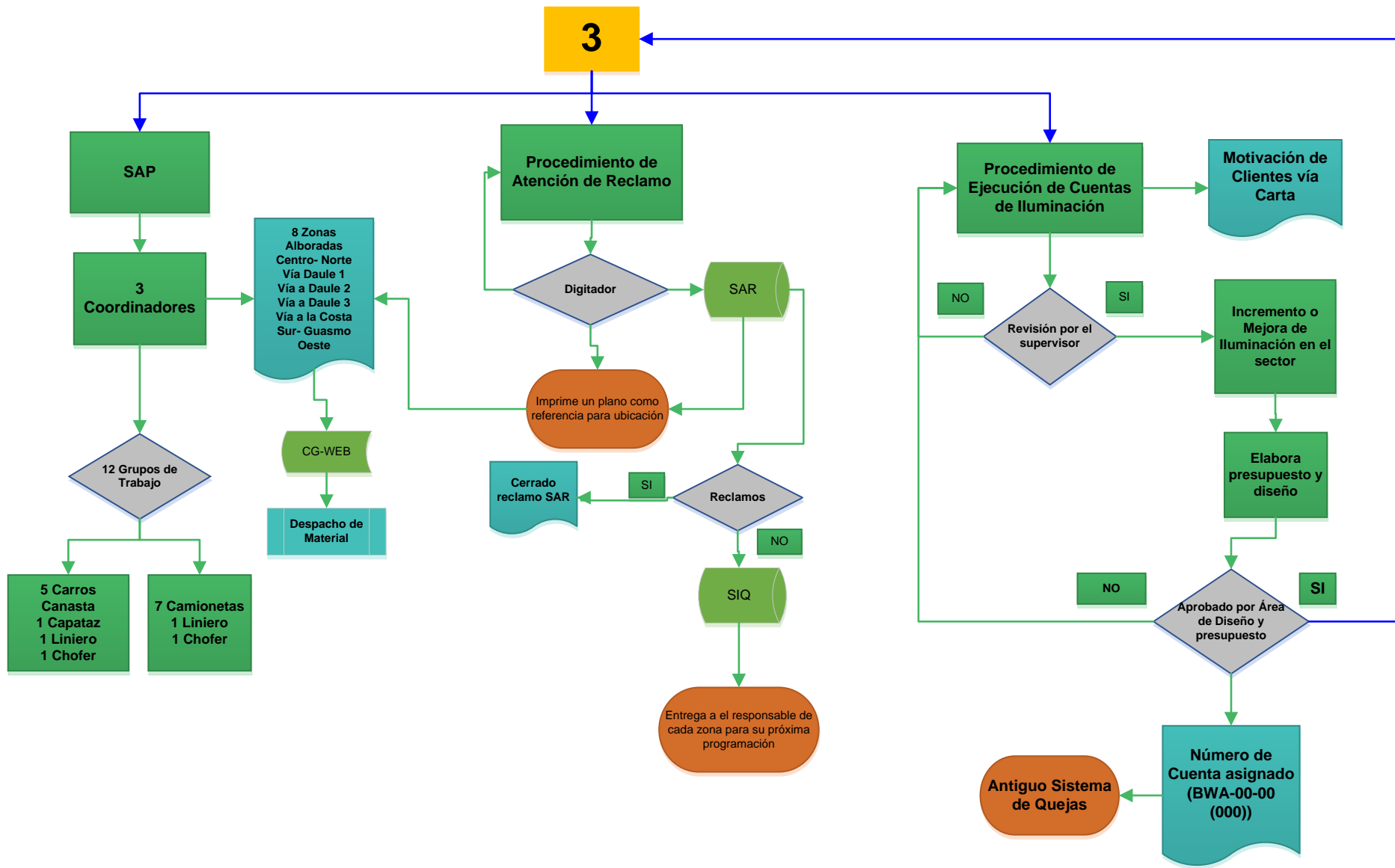


1





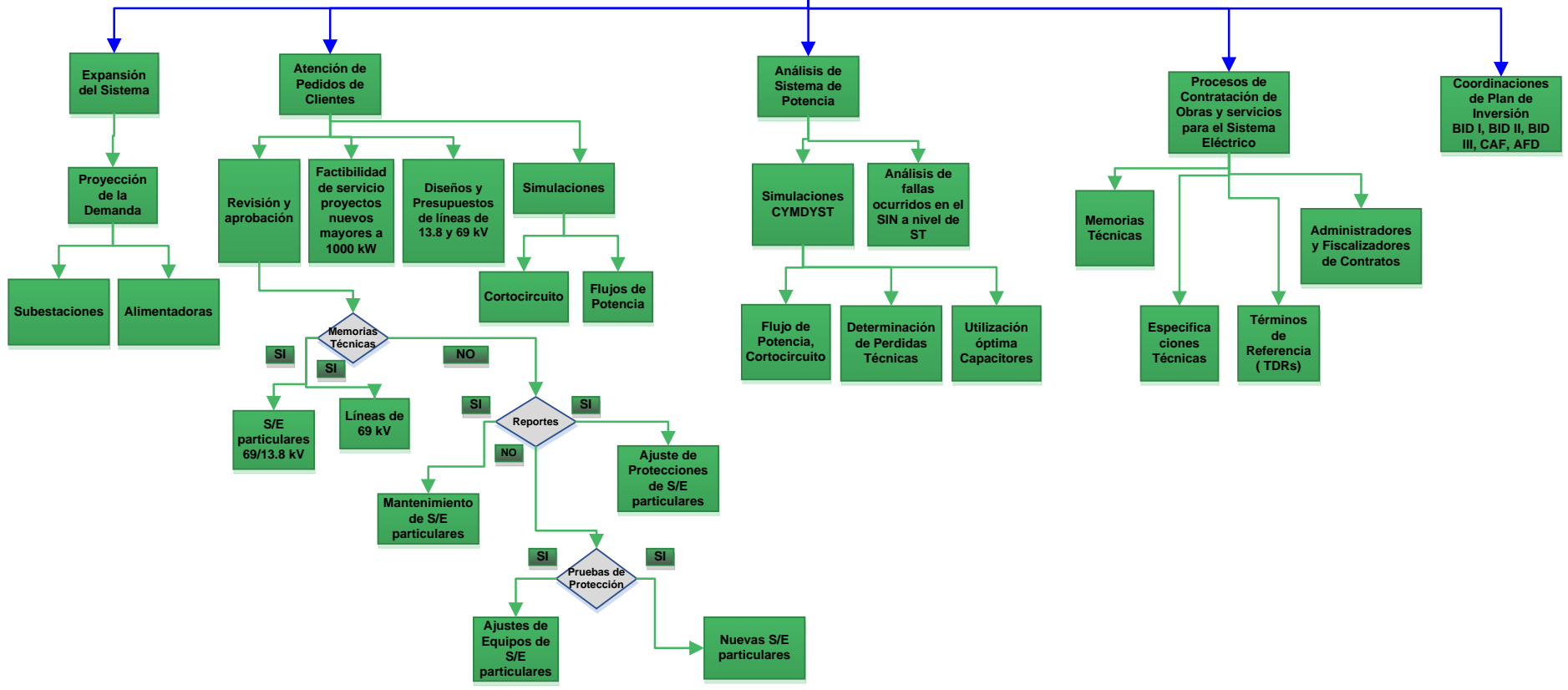


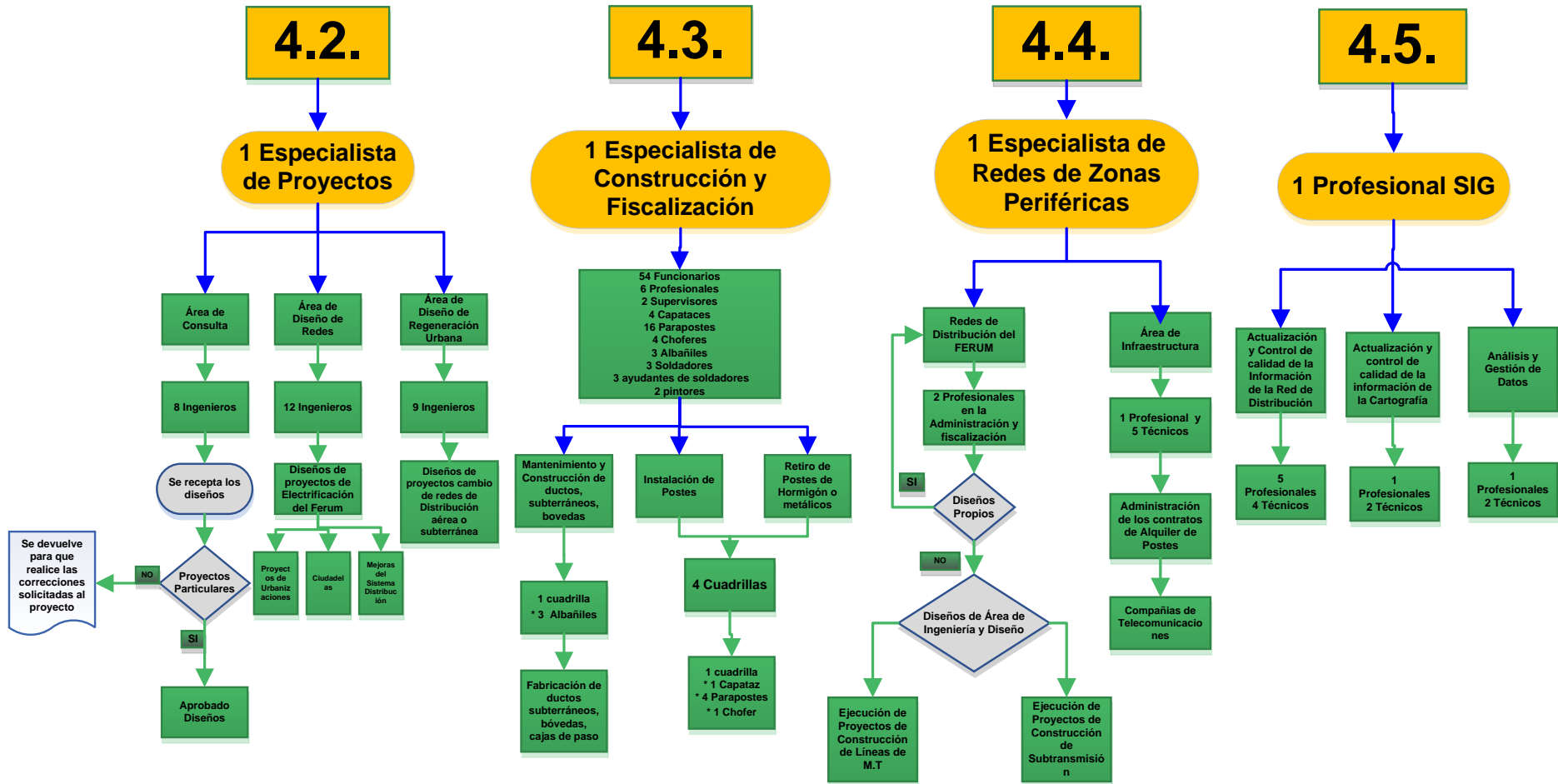


4.1.

1 Especialista en Ingeniería y Diseño

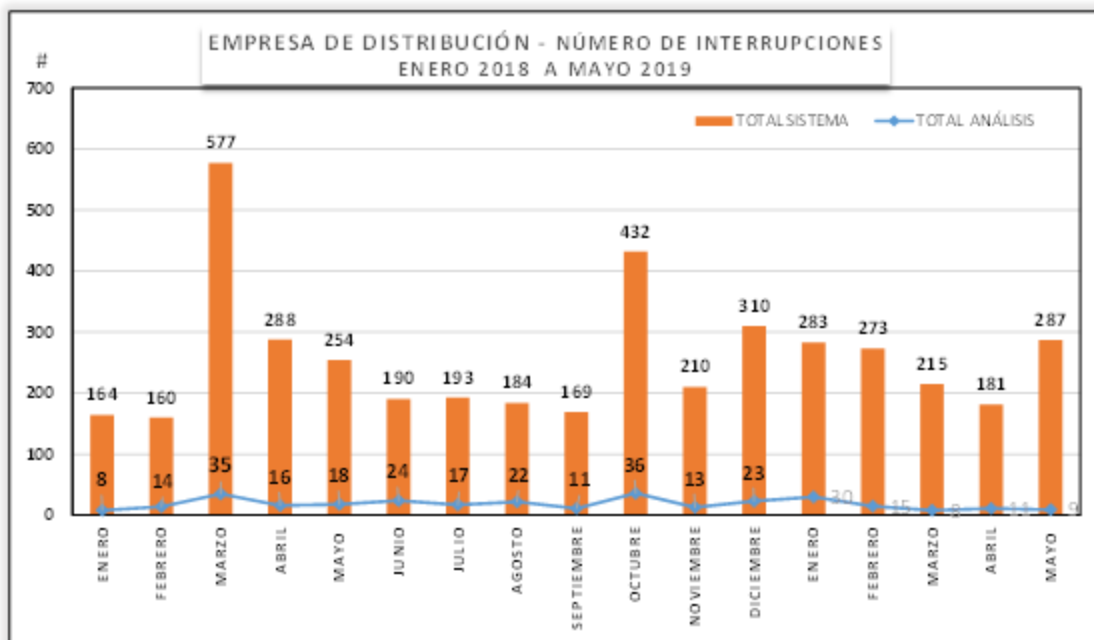
11 Ingenieros  
1 Tecnólogo



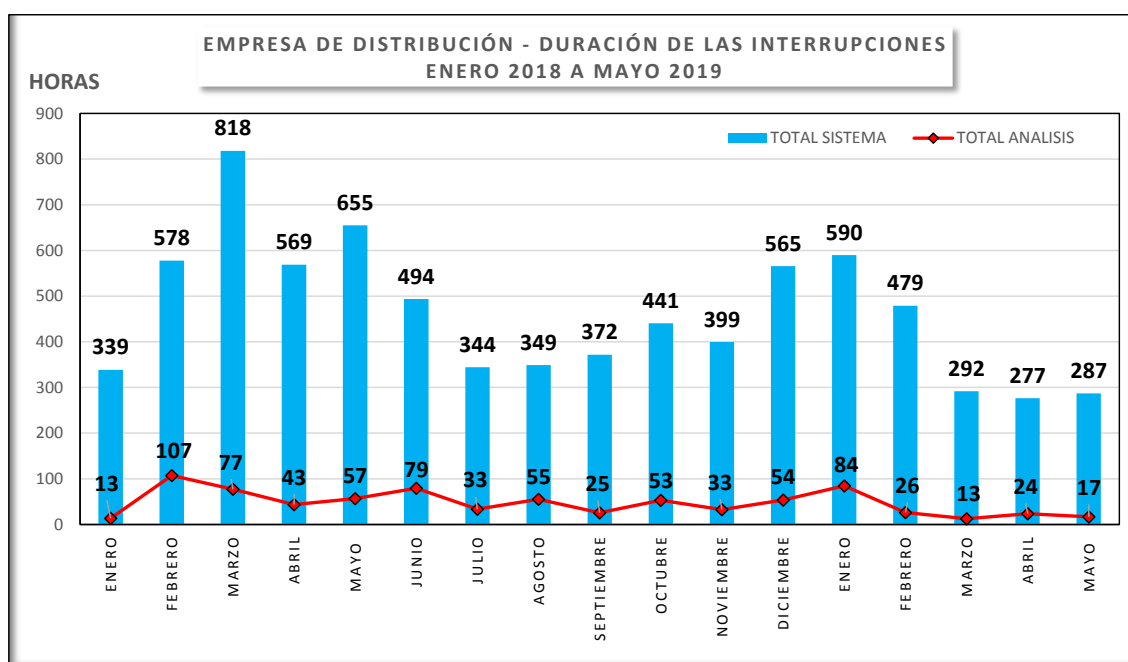


## ANEXO 13 Índices de calidad del servicio técnico

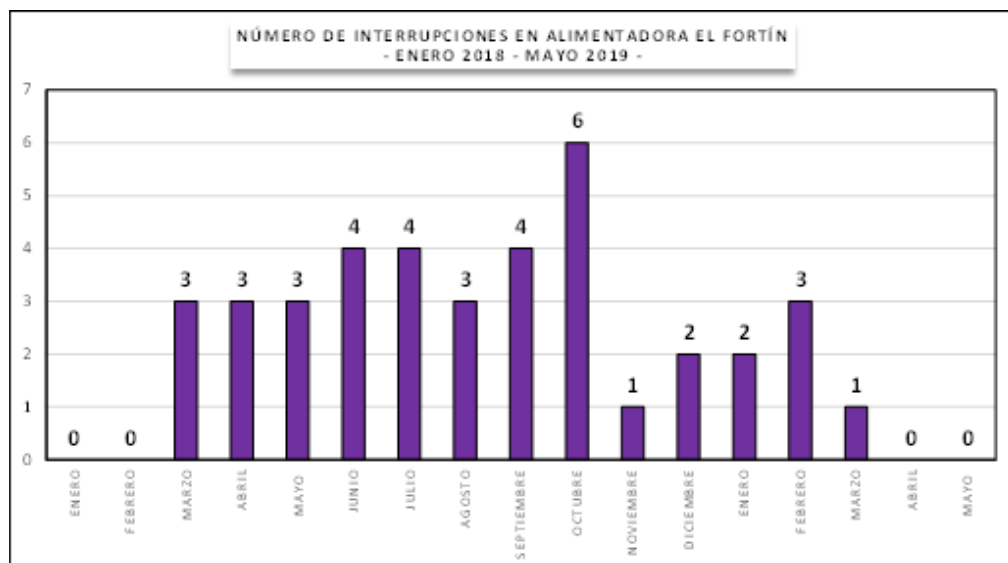
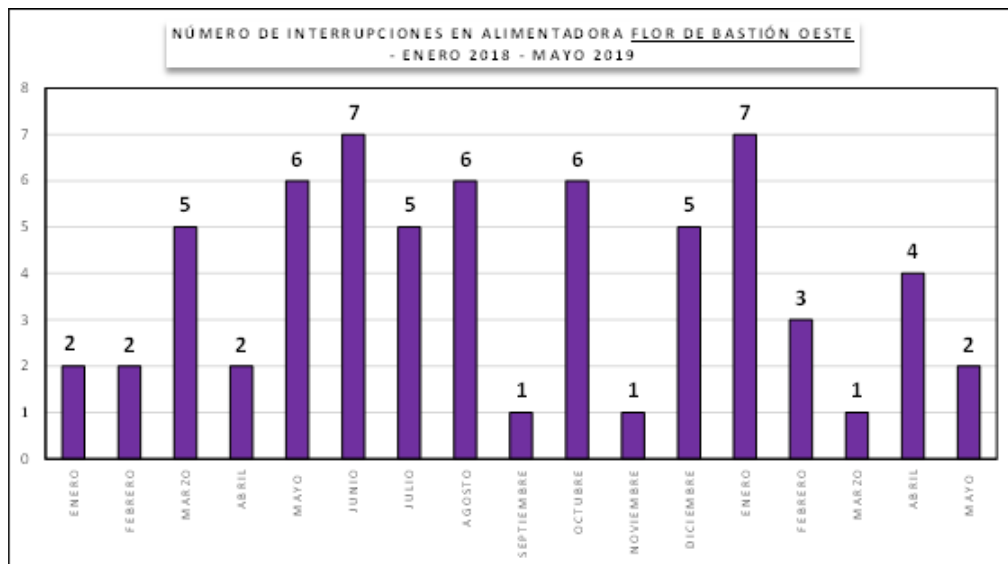
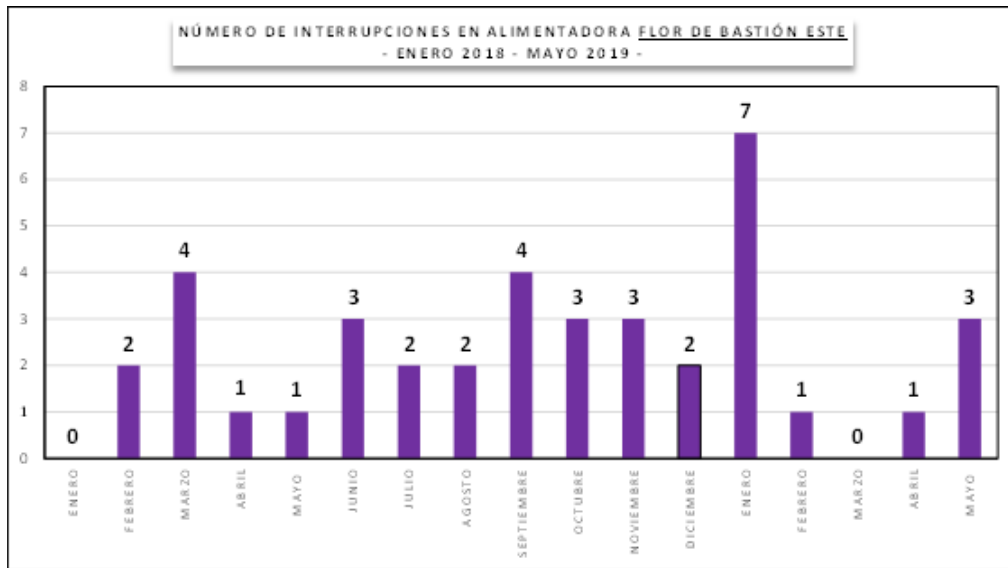
### 13.1. Índice total del número de interrupciones en el sistema Guayaquil

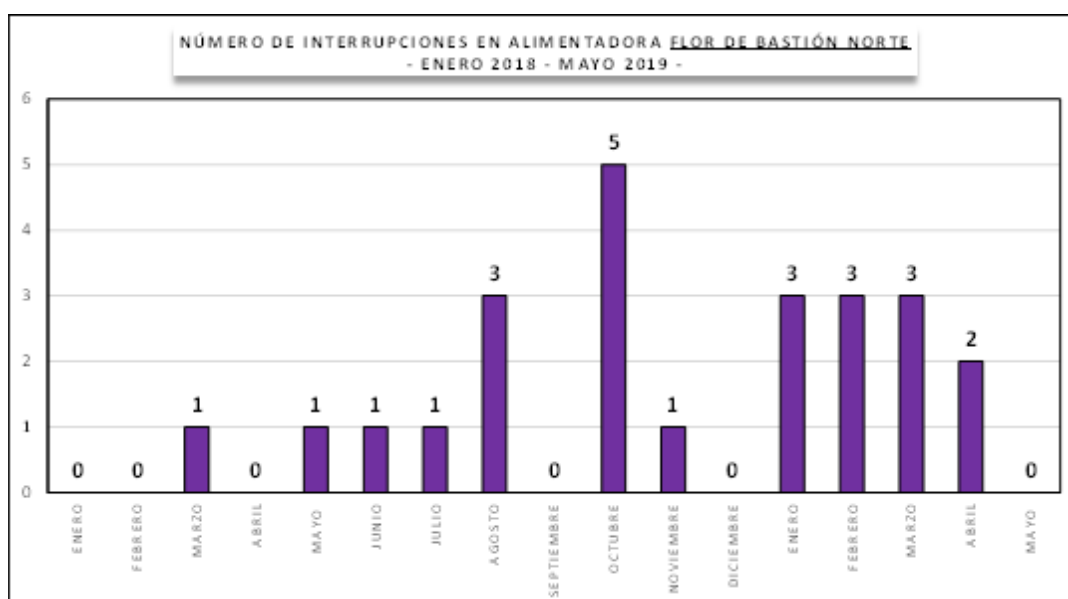
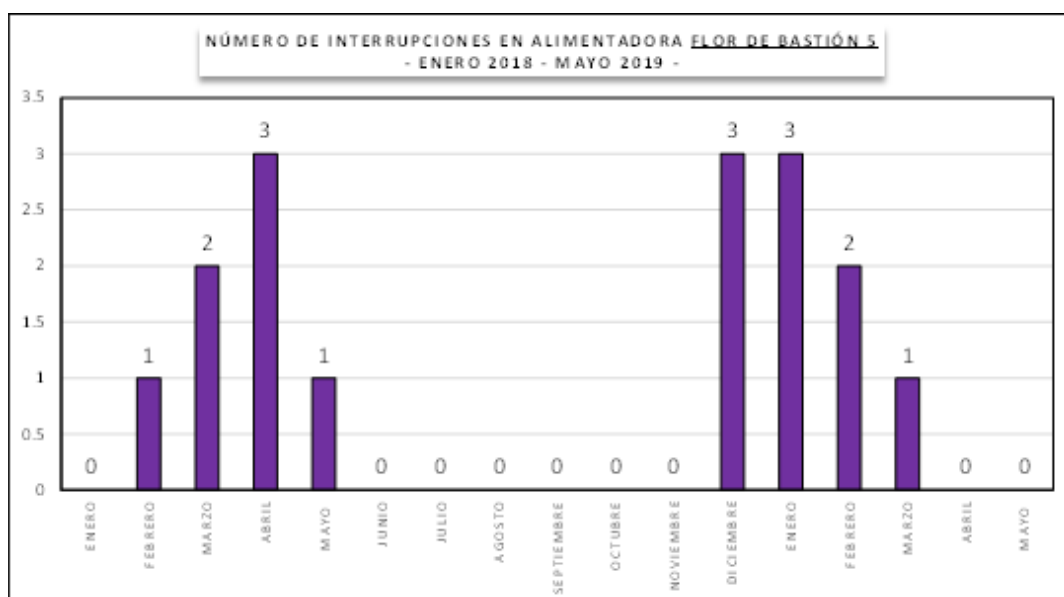
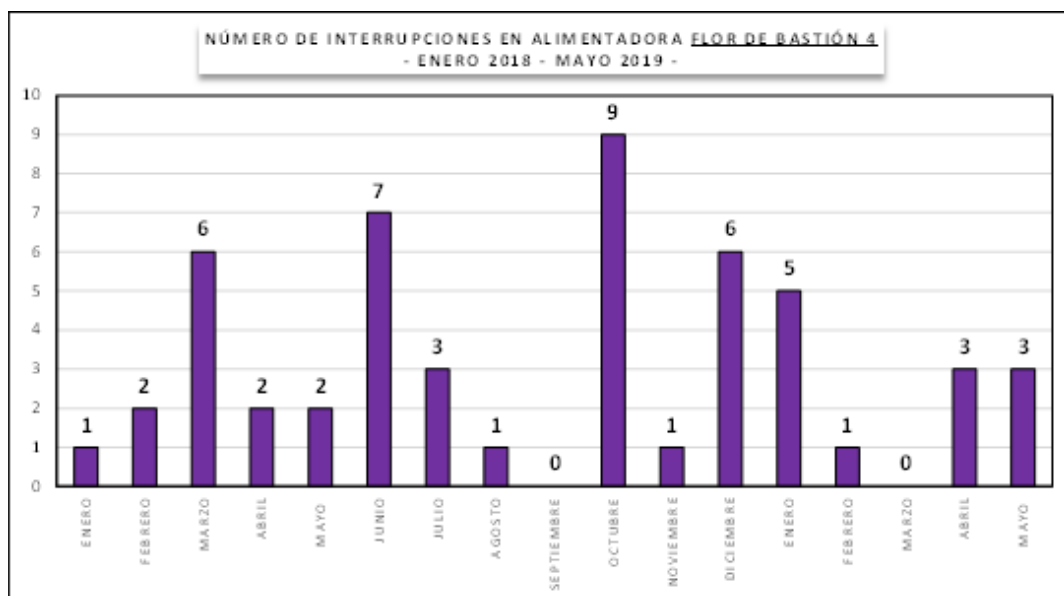


### 13.2. Índice total de la duración de las interrupciones en el sistema Guayaquil

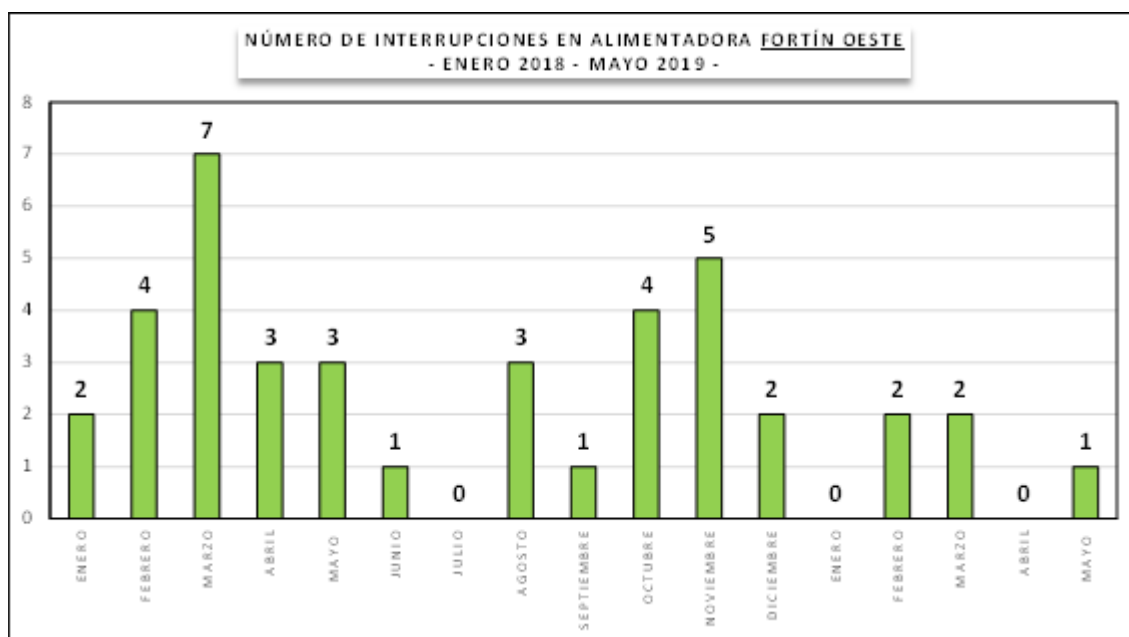
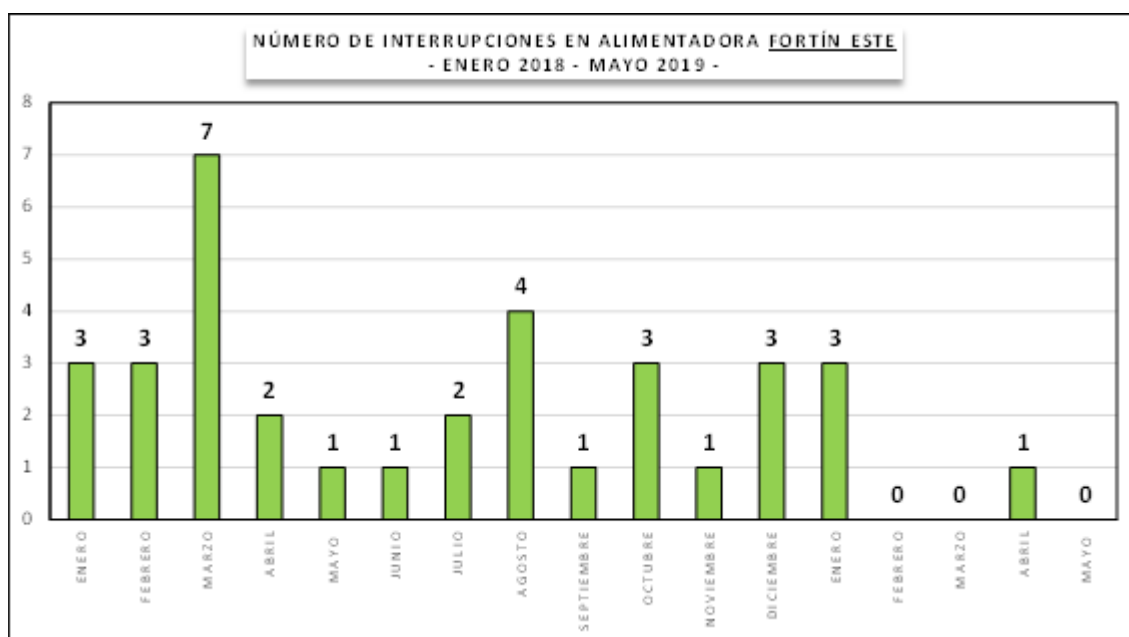


13.3. Número de interrupciones en la subestación Flor de Bastión por alimentadora de 13,8 kV.

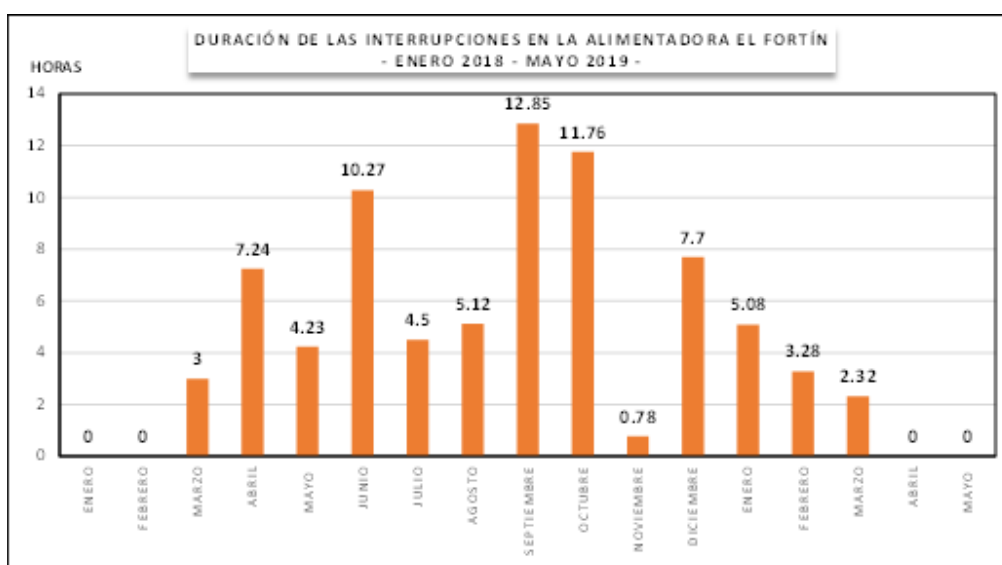
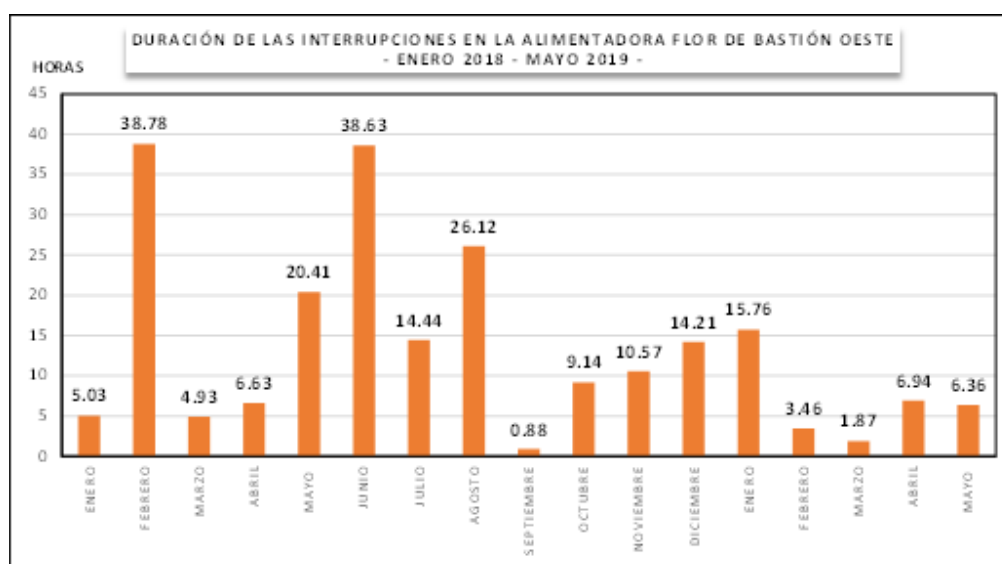
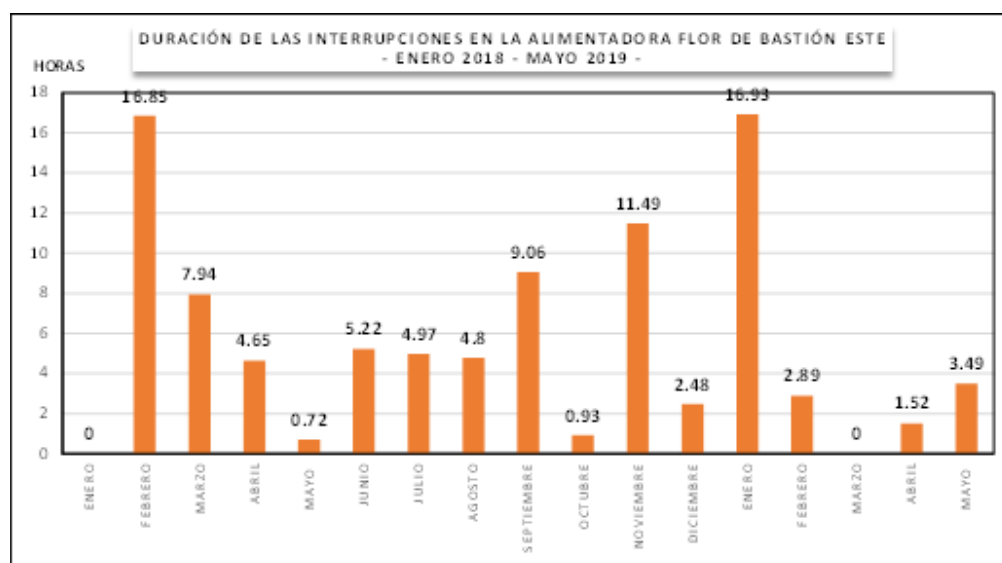




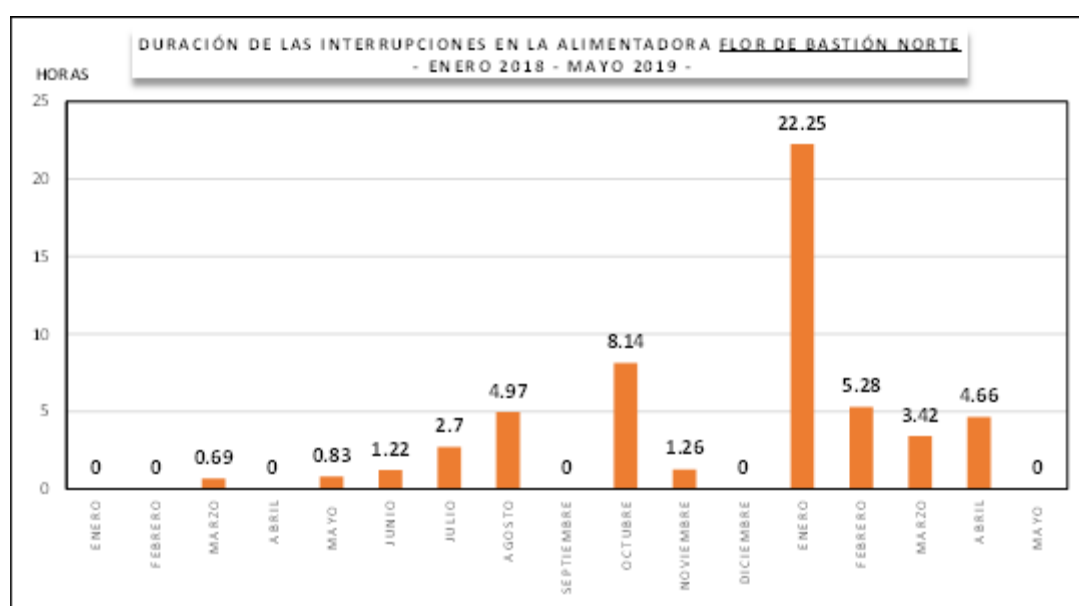
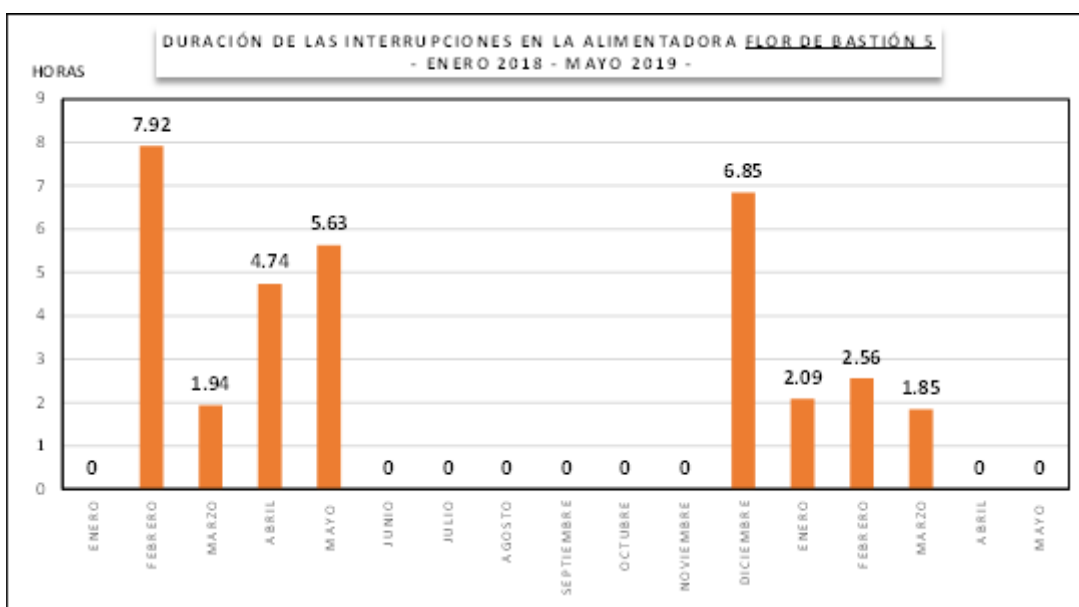
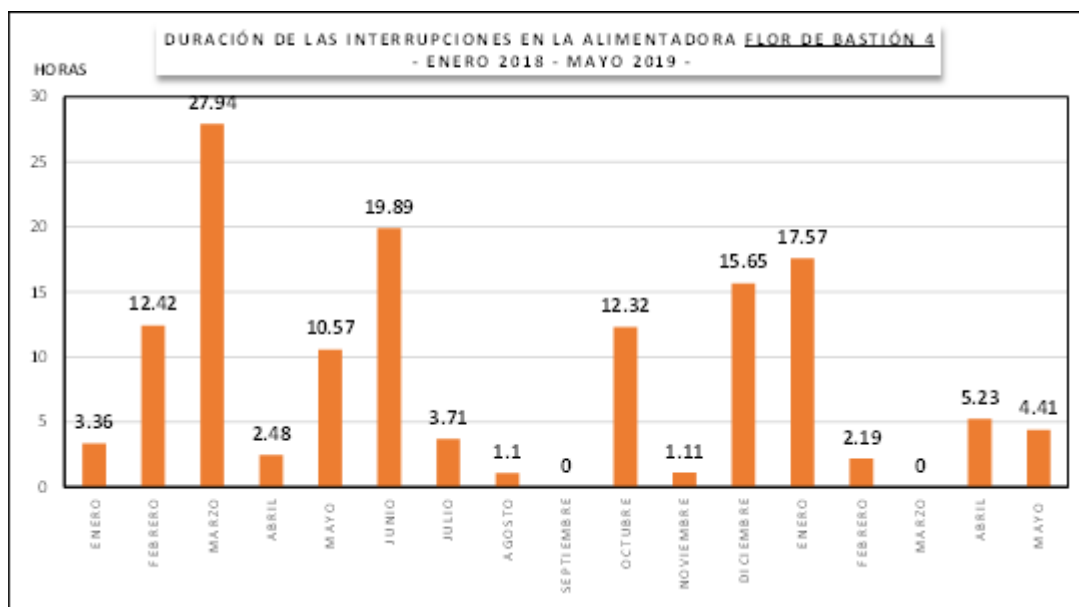
13.4. Número de interrupciones en la subestación Fortín por alimentadora de 13,8 kV.



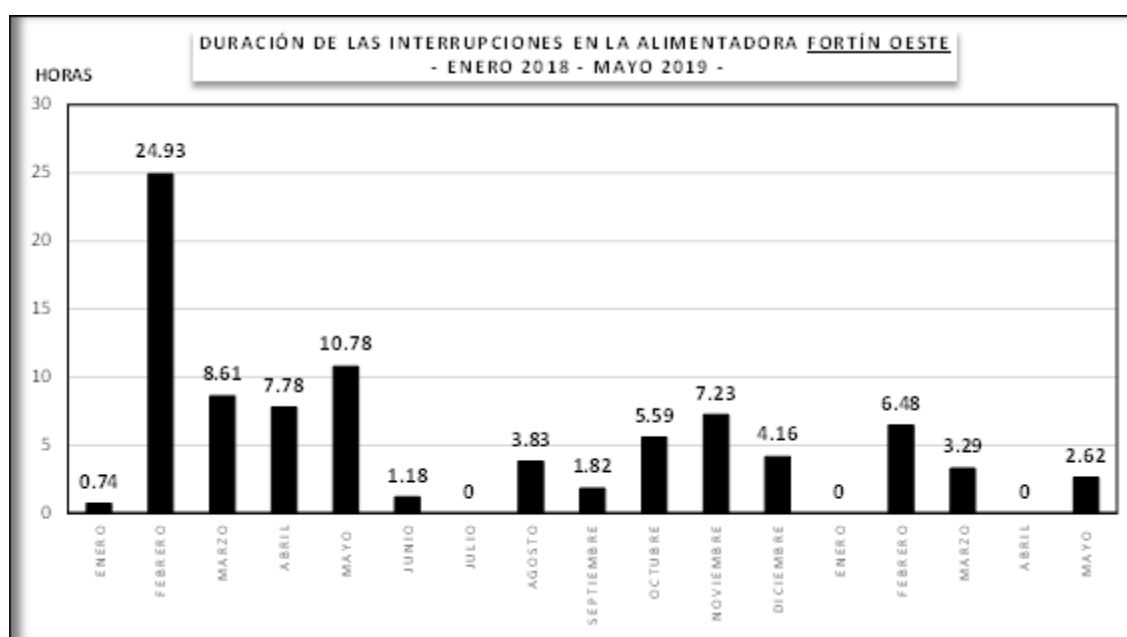
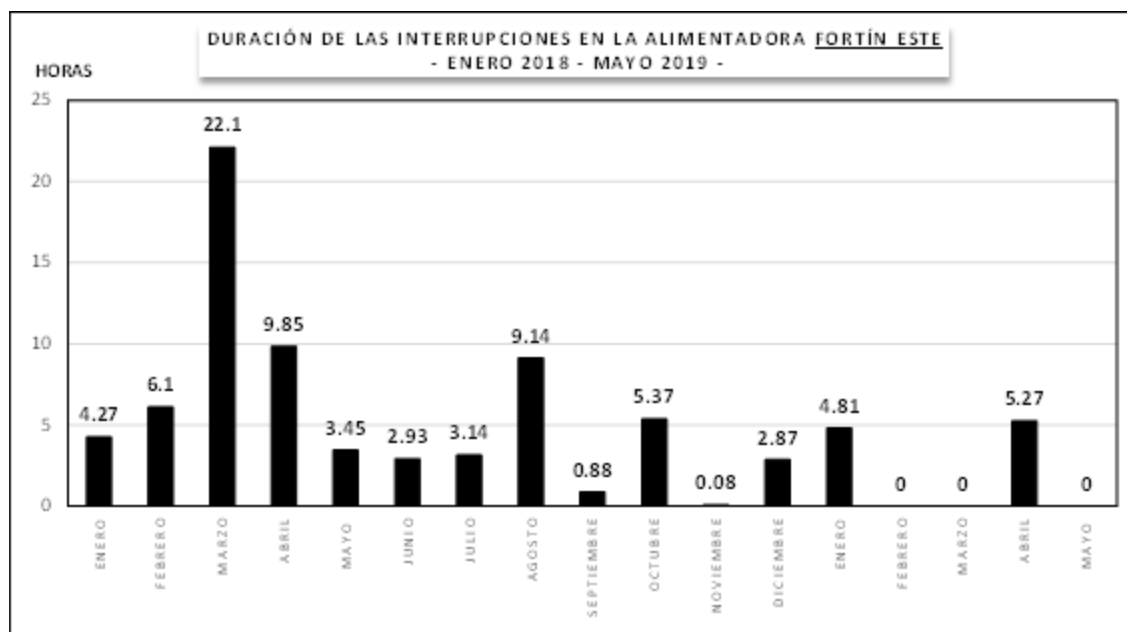
13.5. Duración de las interrupciones en la subestación Flor de Bastión por alimentadora de 13,8 kV.







13.6. Total duración de las interrupciones en subestación Fortín



### ANEXO 14 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Fortín Este

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	FALLA EN LA LÍNEA	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	10,41	10,07	9,25
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	7,15	7,46	7,40
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	5,91	6,43	6,53
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	4,39	5,06	5,28
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,61	4,30	4,55
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,31	4,01	4,26
7	3	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	5,91	6,43	6,53
8	8	9	336.4 MCM 18/1 ACSR	5,26	5,87	6,03
9	9	10	336.4 MCM 18/1 ACSR	4,30	4,98	5,21
10	2	11	336.4 MCM 18/1 ACSR	7,42	7,68	7,58
11	4	12	ACSR # 2.	4,43	5,07	
12	5	13	ACSR # 2.	3,62		
13	6	14	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,28	3,97	4,22
14	7	15	ACSR # 2.	3,04	3,72	
15	7	16	ACSR # 2.	2,99	3,66	3,92
16	7	17	ACSR # 2.	3,04	3,73	3,98
17	6	18	ACSR # 2.	3,39	4,06	
18	8	19	ACSR # 2.	5,25	5,86	
19	9	20	ACSR # 2.	4,33		
20	10	21	ACSR # 2.	3,93	4,63	4,87

### ANEXO 15 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Fortín Oeste

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	FALLA EN LA LÍNEA	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	10,41	10,07	9,25
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	9,56	9,29	8,82
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	8,20	8,29	8,06
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	5,48	6,06	6,20
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	4,71	5,37	5,56
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	4,29	4,97	5,19
7	7	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	4,12	4,81	5,04
8	8	9	3/0 AWG 6/1 ACSR	3,45	4,14	4,39
9	9	10	3/0 AWG 6/1 ACSR	2,46	3,04	3,29
10	2	11	ACSR # 2.	9,79	9,47	8,94
11	3	12	ACSR # 2.	8,26	8,33	
12	4	13	ACSR # 2.	5,49	6,06	6,21
13	5	14	ACSR # 2.	4,71	5,36	5,56
14	6	15	ACSR # 2.	4,29	4,93	
15	7	16	3/0 AWG 6/1 ACSR	4,15	4,84	5,07
16	8	17	ACSR # 2.	3,49	4,15	

17	9	18	ACSR # 2.	2,48	3,06	
18	10	19	3/0 AWG 6/1 ACSR	2,33	2,89	3,13
19	10	20	ACSR # 2.	2,33	2,89	

#### ANEXO 16 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Fortín

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	FALLA EN LA LÍNEA	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	7,19	7,03	6,47
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	5,18	5,37	5,37
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	4,07	4,46	4,57
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,76	4,19	4,33
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,56	4,01	4,16
6	2	7	ACSR # 2.	5,18	5,37	5,36
7	3	8	3/0 AWG 6/1 ACSR	4,01	4,40	4,52
8	4	9	3/0 AWG 6/1 ACSR	3,80	4,22	4,36
9	5	10	ACSR # 2.	3,59	4,03	4,18
10	6	11	336.4 MCM 18/1 ACSR	2,85	3,34	3,53
11	6	12	ACSR # 2.	2,88	3,38	3,56
12	6	13	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,09	3,57	3,75

#### ANEXO 17 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión Oeste

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	FALLA EN LA LÍNEA	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	10,03	9,72	8,70
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	7,55	7,72	7,50
3	3	4	ACSR # 2.	5,29	5,95	6,08
4	4	5	ACSR # 2.	3,62	4,18	4,47
5	5	6	ACSR # 2.	3,17	3,69	3,97
6	3	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	5,32	5,99	6,12
7	7	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,87	4,72	4,96
8	8	9	1/0 AWG 6/1 ACSR	2,85	3,58	3,86
9			336.4 MCM 18/1 ACSR	7,55	7,72	7,50
10	4	11	ACSR # 2.	3,59		
11	5	12	ACSR # 2.	3,13	3,66	3,93
12	6	13	ACSR # 2.	3,02	3,54	3,80
13	6	14	ACSR # 2.	3,00	3,52	3,78
14	7	15	ACSR # 2.	3,88		
15	7	16	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,81	4,66	4,91
16	8	17	ACSR # 2.	2,83	3,54	3,82
17	9	18	ACSR # 2.	2,82	3,54	3,82
18	9	19	1/0 AWG 6/1 ACSR	2,82	3,53	3,81

### ANEXO 18 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión Este

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	FALLA EN LA LÍNEA	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	10,03	9,72	8,70
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	7,11	7,45	7,18
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	5,45	6,07	6,09
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,11	4,06	4,10
5	2	6	ACSR # 2.	7,19	7,51	7,22
6	3	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	5,54	6,15	6,16
7	4	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	4,63	5,37	5,46
8	5	9	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,09	4,03	4,07
9	5	10	ACSR # 2.	2,56	3,52	3,56
10	5	11	ACSR # 2.	2,74	3,73	3,74
11	5	12	ACSR # 2.	2,67	3,65	3,67
12	5	13	ACSR # 2.	2,80	3,79	3,81

### ANEXO 19 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión Norte

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	FALLA EN LA LÍNEA	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	7,19	7,03	6,47
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,20	3,70	3,88
3	3	4	3/0 AWG 6/1 ACSR	2,92	3,44	3,63
4	4	5	3/0 AWG 6/1 ACSR	2,74	3,25	3,45
5	5	6	1/0 AWG 6/1 ACSR	2,70	3,21	3,41
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	2,13	2,62	2,83
7	7	8	4/0 AWG 6/1 ACSR	1,96	2,45	2,65
8	8	9	ACSR # 2.	1,71	2,14	2,34
9	2	10	1/0 AWG 6/1 ACSR	3,16	3,66	
10	3	11	336.4 MCM 18/1 ACSR	2,95	3,46	3,66
11	4	12	3/0 AWG 6/1 ACSR	2,78	3,29	3,49
12	5	13	ACSR # 2.	2,72		
13	6	14	ACSR # 2.	2,13	2,62	2,83
14	7	15	ACSR # 2.	1,97	2,44	
15	8	16	ACSR # 2.	1,72	2,15	2,35
16	9	17	336.4 MCM 18/1 ACSR	1,32	1,72	1,89
17	9	18	3/0 AWG 6/1 ACSR	1,31	1,70	1,87

### ANEXO 20 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión 4

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	FALLA EN LA LÍNEA	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	9,45	9,17	8,40
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	6,10	6,38	6,38
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	5,28	5,65	5,77

4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,93	4,42	4,64
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,34	3,84	4,09
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,27	3,78	4,02
7	7	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	2,12	2,62	2,84
8	8	9	336.4 MCM 18/1 ACSR	2,02	2,51	2,73
9	9	10	336.4 MCM 18/1 ACSR	2,00	2,50	2,72
11	2	12	ACSR # 2.	6,20	6,46	6,45
12	3	13	ACSR # 2.	5,20	5,56	5,69
13	4	14	ACSR # 2.	3,92	4,41	4,63
14	5	15	3/0 AWG 6/1 ACSR	3,28	3,78	4,03
15	5	16	1/0 AWG 6/1 ACSR	3,29	3,80	4,04
16	6	17	ACSR # 2.	3,26	3,76	4,01
18	7	19	ACSR # 2.	2,12	2,62	2,84
19	8	20	ACSR # 2.	2,02	2,51	2,73
20	9	21	ACSR # 2.	2,00	2,49	2,71
21	10	22	336.4 MCM 18/1 ACSR	1,86	2,34	2,55
22	10	23	ACSR # 2.	1.86	2.34	2,55

#### ANEXO 21 Niveles de cortocircuitos en alimentadora Bastión 5

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	FALLA EN LA LÍNEA	LG (kA)	LLG (kA)	LLL (kA)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	7,19	7,03	6,47
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	6,19	6,18	5,93
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	4,26	4,62	4,68
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,57	4,01	4,14
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,41	3,87	4,01
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	6,24		
7	2	8	ACSR # 2.	4,31	4,67	
8	3	9	ACSR # 2.	4,31	4,67	
9	4	10	336.4 MCM 18/1 ACSR	3,57	4,02	4,14
10	5	11	ACSR # 2.	3,46	3,91	4,05
11	6	12	ACSR # 2.	3,29		
12	6	13	ACSR # 2.	3,34	3,81	3,95
13	7	14	1/0 AWG 6/1 ACSR	2,76	3,23	3,41
14	7	15	1/0 AWG 6/1 ACSR	2,74	3,20	3,38
15	7	16	1/0 AWG 6/1 ACSR	2,68	3,14	3,33

**ANEXO 22 Flujo de potencia en alimentadora Fortín Este**

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	Equipment Id	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	Pf avg (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.755	536	3.793	99,00	0,0	0,1	30,65
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.461	488	3.495	99,02	0,7	1,6	30,1
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.628	351	2.652	99,11	0,2	0,4	23,1
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.400	315	2.420	99,15	0,2	0,5	23,1
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.271	293	2.290	99,17	0,2	0,5	23,1
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	1.949	250	1.965	99,18	0,0	0,0	19,1
7	3	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	828	127	838	98,84	0,0	0,1	9,6
8	8	9	336.4 MCM 18/1 ACSR	632	101	640	98,75	0,0	0,0	9,4
9	9	10	336.4 MCM 18/1 ACSR	507	85	514	98,60	0,0	0,0	6,4
10	2	11	336.4 MCM 18/1 ACSR	288	35	290	99,16	0,0	0,0	2,4
11	4	12	ACSR # 2.	224	27	226	99,30	0,0	0,0	10,8
12	5	13	ACSR # 2.	125	15	126	99,33	0,0	0,0	8,9
13	6	14	336.4 MCM 18/1 ACSR	188	23	189	99,24	0,0	0,0	2,4
14	7	15	ACSR # 2.	169	22	171	99,20	0,0	0,0	6,6
15	7	16	ACSR # 2.	415	53	418	99,20	0,0	0,0	16,0
16	7	17	ACSR # 2.	1.363	174	1.374	99,20	0,0	0,0	34,7
17	6	18	ACSR # 2.	133	16	134	99,25	0,0	0,0	4,8
18	8	19	ACSR # 2.	190	25	191	99,16	0,0	0,0	8,6
19	9	20	ACSR # 2.	125	15	126	99,29	0,0	0,0	8,8
20	10	21	ACSR # 2.	499	85	507	98,58	0,0	0,0	21,0

**ANEXO 23 Flujo de potencia en alimentadora Fortín Oeste**

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	Equipment Id	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	Pf avg (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	5.572	415	5.587	99,72	0,1	0,2	45,15
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	5.310	391	5.324	99,73	1,4	3,2	43,6
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	5.128	367	5.141	99,75	0,4	0,9	41,0
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	4.481	290	4.491	99,79	0,6	0,9	36,0
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.770	178	2.776	99,79	0,0	0,1	27,2
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.623	167	2.628	99,80	0,2	0,5	25,7
7	7	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	1.659	105	1.662	99,80	0,1	0,1	18,2
8	8	9	3/0 AWG 6/1 ACSR	1.411	88	1.413	99,80	0,5	0,7	32,0
9	9	10	3/0 AWG 6/1 ACSR	1.283	74	1.285	99,84	0,1	0,2	30,8
10	2	11	ACSR # 2.	261	20	262	99,66	0,0	0,0	17,1
11	3	12	ACSR # 2.	175	10	175	99,83	0,0	0,0	8,3
12	4	13	ACSR # 2.	540	33	541	99,81	0,0	0,0	30,8
13	5	14	ACSR # 2.	1.673	95	1.676	99,84	0,0	0,0	49,2
14	6	15	ACSR # 2.	145	7	146	99,87	0,0	0,0	5,9
15	7	16	3/0 AWG 6/1 ACSR	963	61	965	99,80	0,0	0,0	18,9
16	8	17	ACSR # 2.	244	14	244	99,84	0,0	0,0	9,6
17	9	18	ACSR # 2.	87	4	88	99,86	0,0	0,0	4,7
18	10	19	3/0 AWG 6/1 ACSR	571	31	572	99,85	0,0	0,0	10,6
19	10	20	ACSR # 2.	711	42	713	99,83	0,0	0,0	39,7



### ANEXO 24 Flujo de potencia en alimentadora Fortín

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	Equipment Id	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	Pf avg (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.793	488	3.825	99,17	0,0	0,1	30,94
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.325	605	3.380	98,36	0,0	0,1	30,0
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.562	323	2.582	99,19	0,0	0,0	24,1
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.394	259	2.408	99,32	0,2	0,5	24,1
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.116	162	2.122	99,62	0,2	0,4	20,7
6	2	7	ACSR # 2.	318	110	336	94,47	0,0	0,0	12,1
7	3	8	3/0 AWG 6/1 ACSR	746	264	792	94,27	0,1	0,1	17,5
8	4	9	3/0 AWG 6/1 ACSR	167	61	177	93,86	0,0	0,0	5,7
9	5	10	ACSR # 2.	277	95	293	94,58	0,0	0,0	10,3
10	6	11	336.4 MCM 18/1 ACSR	0	0	0	0,00	0,0	0,0	0,0
11	6	12	ACSR # 2.	694	245	736	94,31	0,0	0,0	19,2
12	6	13	336.4 MCM 18/1 ACSR	1.149	115	1.155	99,47	0,0	0,1	10,4

**ANEXO 25 Flujo de potencia en alimentadora Bastión Oeste**

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	Equipment Id	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	Pf avg (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	4.238	-56	4.238	99,86	0,0	0,1	34,19
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	4.219	-71	4.220	99,86	0.4	1,0	30,20
3	3	4	ACSR # 2.	2.252	430	2.293	98,22	1,0	0,6	69,8
4	4	5	ACSR # 2.	2.059	387	2.095	98,28	0,9	0,6	69,8
5	5	6	ACSR # 2.	1.818	339	1.850	98,31	0,7	0,5	64,5
6	3	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	1.936	365	1.970	98,27	0,2	0,3	19,7
7	7	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	1.591	295	1.618	98,32	0,1	0,3	19,3
8	8	9	1/0 AWG 6/1 ACSR	1.179	215	1.198	98,38	0,1	0,1	36,4
9	2	10	336.4 MCM 18/1 ACSR	0	0	0	0,00	0,0	0,0	0,0
10	4	11	ACSR # 2.	176	33	179	98,34	0,0	0,0	12,6
11	5	12	ACSR # 2.	234	43	238	98,29	0,1	0,0	17,0
12	6	13	ACSR # 2.	575	105	584	98,36	0.0	0,0	15,8
13	6	14	ACSR # 2.	1.241	232	1.263	98,29	0,5	0,3	48,7
14	7	15	ACSR # 2.	290	54	295	98,30	0,0	0,0	20,7
15	7	16	336.4 MCM 18/1 ACSR	0	0	0	0,01	0,0	0,0	0,0
16	8	17	ACSR # 2.	406	74	413	98,36	0,0	0,0	10,4
17	9	18	ACSR # 2.	728	133	740	98,38	0,1	0,0	25,1
18	9	19	1/0 AWG 6/1 ACSR	451	82	458	98,37	0,0	0,0	16,8

**ANEXO 26 Flujo de potencia en alimentadora Bastión Este**

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	Equipment Id	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	Pf avg (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.706	279	3.717	99,72	0,0	0,1	30,01
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.462	213	3.469	99,81	0,4	0,9	28,8
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.184	430	3.213	99,09	0,3	0,8	28,7
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.122	751	3.211	97,22	0,0	0,0	18,2
5	2	6	ACSR # 2.	238	57	245	97,23	0,0	0,0	12,5
6	3	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	273	68	281	97,01	0,0	0,0	4,6
7	4	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	0	0	0	0,01	0,0	0,0	0,0
8	5	9	336.4 MCM 18/1 ACSR	0	0	0	0,01	0,0	0,0	0,0
9	5	10	ACSR # 2.	866	214	892	97,08	0,2	0,2	38,1
10	5	11	ACSR # 2.	144	36	148	96,76	0,0	0,0	8,2
11	5	12	ACSR # 2.	528	131	544	97,03	0,2	0,1	16,7
12	5	13	ACSR # 2.	1.484	374	1.530	96,96	0,0	0,0	28,9

**ANEXO 27 Flujo de potencia en alimentadora Bastión Norte**

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	Equipment Id	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	Pf avg (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	4.497	748	4.559	98,64	0,1	0,1	36,94
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.910	536	3.947	99,06	0,5	1,1	32,2
3	3	4	3/0 AWG 6/1 ACSR	3.718	489	3.750	99,13	0,8	1,2	63,8
4	4	5	3/0 AWG 6/1 ACSR	3.069	350	3.089	99,33	0,9	1,3	57,6
5	5	6	1/0 AWG 6/1 ACSR	2.823	298	2.839	99,40	1,0	1,0	75,2
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	1.821	368	1.858	98,02	0,0	0,1	22,5
7	7	8	4/0 AWG 6/1 ACSR	1.546	312	1.577	98,03	0,2	0,3	26,9
8	8	9	ACSR # 2.	1.151	230	1.174	98,06	0,2	0,1	40,5
9	2	10	1/0 AWG 6/1 ACSR	500	120	514	97,25	0,1	0,2	25,9
10	3	11	336.4 MCM 18/1 ACSR	0	0	0	0,00	0,0	0,0	0,0
11	4	12	3/0 AWG 6/1 ACSR	635	129	648	98,00	0,0	0,0	16,3
12	5	13	ACSR # 2.	228	48	233	97,88	0,0	0,0	16,5
13	6	14	ACSR # 2.	989	195	1.008	98,11	0,0	0,0	30,9
14	7	15	ACSR # 2.	262	50	267	98,19	0,0	0,0	15,5
15	8	16	ACSR # 2.	371	74	378	98,08	0,0	0,0	10,4
16	9	17	336.4 MCM 18/1 ACSR	1.010	199	1.030	98,11	0,0	0,0	12,0
17	9	18	3/0 AWG 6/1 ACSR	112	21	114	98,32	0,0	0,0	2,5

### ANEXO 28 Flujo de potencia en alimentadora Bastión 4

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	Equipment Id	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	Pf avg (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	6.371	777	6.418	99,26	1,35	3,12	51,94
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	6.145	975	6.222	98,76	1,61	3,74	50,47
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	5.696	868	5.762	98,86	1,20	2,79	50,05
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	4.533	604	4.573	99,12	0,35	0,82	39,30
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.312	646	3.374	98,15	0,17	0,39	28,88
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.701	534	2.754	98,10	0,32	0,73	24,78
7	7	8	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.599	488	2.644	98,28	0,21	0,49	23,12
8	8	9	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.330	429	2.369	98,35	0,14	0,32	22,52
9	9	10	336.4 MCM 18/1 ACSR	783	142	795	98,39	0,02	0,05	7,66
11	2	12	ACSR # 2.	172	31	175	98,40	0,00	0,00	8,47
12	3	13	ACSR # 2.	422	77	429	98,37	0,04	0,03	13,37
13	4	14	ACSR # 2.	1.122	203	1.140	98,40	0,12	0,07	39,61
14	5	15	3/0 AWG 6/1 ACSR	492	90	500	98,35	0,02	0,03	10,82
15	5	16	1/0 AWG 6/1 ACSR	699	127	710	98,39	0,03	0,03	16,57
16	6	17	ACSR # 2.	604	110	614	98,38	0,06	0,04	17,56
18	7	19	ACSR # 2.	128	23	130	98,36	0,00	0,00	5,69
19	8	20	ACSR # 2.	249	52	254	97,85	0,01	0,00	8,62
20	9	21	ACSR # 2.	1.547	286	1.574	98,33	0,27	0,17	43,84
21	10	22	336.4 MCM 18/1 ACSR	750	136	762	98,40	0,02	0,04	6,88
22	10	23	ACSR # 2.	32	6	33	96,84	0,00	0,00	2,35

### ANEXO 29 Flujo de potencia en alimentadora Bastión 5

# Línea	# Barra Inicio	# Barra Final	Equipment Id	P (kW)	Q (kVAR)	S (kVA)	Pf avg (%)	Pérdidas (kW)	Pérdidas (kVAR)	Cargabilidad (%)
1	1	2	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.272	193	3.278	99,82	0,0	0,1	26,48
2	2	3	336.4 MCM 18/1 ACSR	3.109	162	3.113	99,86	0,2	0,4	26,2
3	3	4	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.759	107	2.761	99,90	0,3	0,7	24,5
4	4	5	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.745	96	2.747	99,92	0,1	0,3	24,5
5	5	6	336.4 MCM 18/1 ACSR	2.455	40	2.455	99,92	0,3	0,7	23,4
6	6	7	336.4 MCM 18/1 ACSR	1.769	244	1.786	98,88	0,2	0,4	16,6
7	2	8	ACSR # 2.	160	29	163	98,40	0,0	0,0	11,4
8	3	9	ACSR # 2.	174	18	175	99,23	0,0	0,0	6,6
9	4	10	ACSR # 2.	0	0	0	0,00	0,0	0,0	0,0
10	5	11	336.4 MCM 18/1 ACSR	290	54	295	98,10	0,0	0,0	10,2
11	6	12	ACSR # 2.	197	7	197	99,93	0,0	0,0	13,9
12	6	13	ACSR # 2.	488	83	495	98,34	0,0	0,0	15,9
13	7	14	ACSR # 2.	383	63	388	97,65	0,0	0,0	8,2
14	7	15	1/0 AWG 6/1 ACSR	330	43	333	99,14	0,0	0,0	8,8
15	7	16	1/0 AWG 6/1 ACSR	988	123	995	99,04	0,2	0,2	20,8

## ANEXO 30 Resultados de la simulación en la alimentadora “Fortín Oeste”

### 30.1. Flujo de carga en condiciones normales

El flujo inicial para el Alimentador FORTIN OESTE es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	233.75	519	45.039
2	222.74	519	42.917
3	215.1	519	41.445
4	187.88	519	36.201
5	116.12	519	22.374
6	109.95	519	21.185
7	69.527	519	13.396
8	59.133	315	18.772
9	53.772	315	17.07
10	10.941	159	6.8813
11	7.3287	159	4.6092
12	22.644	159	14.242
13	70.102	159	44.089
14	6.0924	159	3.8317
15	40.387	315	12.821
16	10.204	159	6.4176
17	3.6609	159	2.3024
18	23.913	315	7.5913
19	29.815	159	18.752
20	0	519	0

### 30.2. Flujo de carga en condición de falla

A partir de la falla en el alimentador 2 se produce lo siguiente:

El interruptor numero 1 ubicado al comienzo de la línea 1-2 se abrio para despejar la falla  
 El interruptor numero 4 ubicado al comienzo de la línea 5-6 se abrio por accion de la línea anterior

El flujo inicial y el flujo durante la falla son:

# Linea	FLUJO INICIAL		FLUJO EN FALLA	
	Corriente[A]	Cargabilidad[%]	Corriente[A]	Cargabilidad [%]
1	233.75	45.039	0	0
2	222.74	42.917	0	0
3	215.1	41.445	0	0
4	187.88	36.201	0	0
5	116.12	22.374	0	0
6	109.95	21.185	0	0
7	69.527	13.396	0	0
8	59.133	18.772	0	0
9	53.772	17.07	0	0
10	10.941	6.8813	0	0
11	7.3287	4.6092	0	0
12	22.644	14.242	0	0
13	70.102	44.089	0	0
14	6.0924	3.8317	0	0
15	40.387	12.821	0	0
16	10.204	6.4176	0	0
17	3.6609	2.3024	0	0
18	23.913	7.5913	0	0
19	29.815	18.752	0	0
20	0	0	0	0

### 30.3. Carga pérdida.

```

El alimentador      'FORTIN OESTE'

Posee 1 interconexiones con:

- El alimentador    'FORTIN ESTE'

El interruptor de la línea 20 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (1)
'FORTIN ESTE'

Al producirse la falla se pierde las siguientes cargas:
# BARRA      # LINEA      CARGA[A]
  11          10         10.941
  12          11         7.3287
  13          12         22.644
  14          13         70.102
  15          14         6.0924
  16          15         40.387
  17          16         10.204
  18          17         3.6609
  19          18         23.913
  20          19         29.815

Se pierde un total de: 225.0887 [A]

-----
ANALISIS DE INTERCONEXION

El alimentador 1 puede suplir las cargas aisladas:
  19  20  18  17  16  15

- El alimentador 1 y su subesacion se encuentran en capacidad para suplir todas las cargas aisladas

```

### 30.4. Flujo de carga que será transferida cuando se realice la interconexión

RESULTADOS						
El nuevo flujo del alimentador con las interconexiones es:						
#Linea	#Barra	Inicio	#Barra	Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1	1		2		0	0
2	2		3		0	0
3	3		4		0	0
4	4		5		0	0
5	5		6		0	0
6	6		7		107.98	20.805
7	7		8		67.593	13.024
8	8		9		57.389	18.219
9	9		10		53.728	17.056
10	2		11		0	0
11	3		12		0	0
12	4		13		0	0
13	5		14		0	0
14	6		15		6.0924	3.8317
15	7		16		40.387	12.821
16	8		17		10.204	6.4176
17	9		18		3.6609	2.3024
18	10		19		23.913	7.5913
19	10		20		29.815	18.752
20	6		21		114.07	21.979

Se logro cubrir el 50.679 % de carga perdida

CARGA PERDIDA	CARGA SUPLIDA
225.09	114.07



30.5. Flujo de carga inicial del alimentador que recibe la carga

El flujo inicial para el Alimentador FORTIN ESTE es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	158.69	560	28.338
2	146.22	519	28.174
3	110.93	519	21.374
4	101.26	519	19.51
5	95.816	519	18.462
6	82.195	519	15.837
7	35.064	519	6.7561
8	26.78	519	5.1599
9	21.514	519	4.1453
10	12.139	519	2.3389
11	9.4389	159	5.9364
12	5.271	159	3.3151
13	7.9175	519	1.5255
14	7.1474	159	4.4952
15	17.488	159	10.999
16	57.498	159	36.162
17	5.618	159	3.5334
18	8.0012	159	5.0322
19	5.2551	159	3.3051
20	21.193	159	13.329
21	0	519	0
22	0	519	0

30.6. Flujo de carga final del alimentador que recibe la carga

#Linea	#Barra Inicio	#Barra Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1	1	2	272.77	48.708
2	2	3	260.3	50.153
3	3	4	110.93	21.374
4	4	5	101.26	19.51
5	5	6	95.816	18.462
6	6	7	82.195	15.837
7	3	8	35.064	6.7561
8	8	9	26.78	5.1599
9	9	10	21.514	4.1453
10	2	11	12.139	2.3389
11	4	12	9.4389	5.9364
12	5	13	5.271	3.3151
13	6	14	7.9175	1.5255
14	7	15	7.1474	4.4952
15	7	16	17.488	10.999
16	7	17	57.498	36.162
17	6	18	5.618	3.5334
18	8	19	8.0012	5.0322
19	9	20	5.2551	3.3051
20	10	21	21.193	13.329
21	10	22	0	0
22	3	23	114.07	21.979

## ANEXO 31 Resultados de la simulación en la alimentadora “Fortín”

### 31.1. Flujo de carga en condiciones normales

El flujo inicial para el Alimentador FORTIN es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	160.01	519	30.83
2	141.41	519	27.247
3	108.03	519	20.815
4	100.74	519	19.411
5	88.794	519	17.109
6	14.075	184	7.6496
7	33.119	315	10.514
8	7.4157	315	2.3542
9	12.241	184	6.6527
10	0	519	0
11	30.795	184	16.736
12	48.329	519	9.3119
13	0	519	0

### 31.2. Flujo de carga en condición de falla

A partir de la falla en el alimentador 3 se produce lo siguiente:

El interruptor numero 1 ubicado al comienzo de la linea 1-2 se abrio para despejar la falla  
El interruptor numero 4 ubicado al comienzo de la linea 4-5 se abrio por accion de la linea anterior

El flujo inicial y el flujo durante la falla son:

# Linea	FLUJO INICIAL		FLUJO EN FALLA	
	Corriente[A]	Cargabilidad[%]	Corriente[A]	Cargabilidad [%]
1	160.01	30.83	0	0
2	141.41	27.247	0	0
3	108.03	20.815	0	0
4	100.74	19.411	0	0
5	88.794	17.109	0	0
6	14.075	7.6496	0	0
7	33.119	10.514	0	0
8	7.4157	2.3542	0	0
9	12.241	6.6527	0	0
10	0	0	0	0
11	30.795	16.736	0	0
12	48.329	9.3119	0	0
13	0	0	0	0

### 31.3. Carga pérdida.

```

El alimentador      'FORTIN'

Posee 2 interconexiones con:

- El alimentador    'BASTION ESTE'

- El alimentador    'BASTION 4'

El interruptor de la línea 10 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (5)
'BASTION ESTE'

El interruptor de la línea 13 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (7)
'BASTION 4'

Al producirse la falla se pierde las siguientes cargas:

# BARRA      # LINEA      CARGA[A]
  7           6          14.075
  8           7          33.119
  9           8          7.4157
 10           9          12.241
 12          11          30.795
 13          12          48.329

Se pierde un total de: 145.9742 [A]

-----
ANALISIS DE INTERCONEXION

El alimentador 5 puede suplir las cargas aisladas:
 10  12  13

El alimentador 7 puede suplir las cargas aisladas:
 10  12  13

- El alimentador 5 y su subesacion se encuentran en capacidad para suplir todas las cargas aisladas

```

### 31.4. Flujo de carga que será transferida cuando se realice la interconexión

```

RESULTADOS

El nuevo flujo del alimentador con las interconexiones es:

#Linea #Barra Inicio #Barra Final Corriente[A] Cargabilidad
  1      2      1      2          0          0
  2      3      2      3          0          0
  3      4      3      4          0          0
  4      5      4      5          0          0
  5      6      5      6          79.124      15.245
  6      7      2      7          0          0
  7      8      3      8          0          0
  8      9      4      9          0          0
  9     10      5     10          12.241      6.6527
 10     11      6     11          91.364      17.604
 11     12      6     12          30.795      16.736
 12     13      6     13          48.329      9.3119
 13     14      5     14           0          0

Se logro cubrir el 62.5895 % de carga perdida

CARGA PERDIDA   CARGA SUPLIDA
 145.97          91.364

```

31.5. Flujo de carga inicial del alimentador que recibe la carga

El flujo inicial para el Alimentador BASTION ESTE es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	155.49	519	29.96
2	145.11	519	27.96
3	134.41	519	25.898
4	134.33	560	23.988
5	10.257	184	5.5742
6	11.77	519	2.2678
7	0	519	0
8	0	519	0
9	37.304	184	20.274
10	6.2089	184	3.3744
11	22.749	184	12.364
12	64.019	184	34.793

31.6. Flujo de carga final del alimentador que recibe la carga

#Linea	#Barra Inicio	#Barra Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1	1	2	246.86	47.564
2	2	3	145.11	27.96
3	3	4	134.41	25.898
4	4	5	134.33	23.988
5	2	6	10.257	5.5742
6	3	7	11.77	2.2678
7	4	8	0	0
8	5	9	91.364	17.604
9	5	10	37.304	20.274
10	5	11	6.2089	3.3744
11	5	12	22.749	12.364
12	5	13	64.019	34.793

## ANEXO 32 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión Oeste”

### 32.1. Flujo de carga en condiciones normales

El flujo inicial para el Alimentador BASTION OESTE es:

# Línea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	177.32	519	34.165
2	176.56	519	34.018
3	95.938	159	60.339
4	87.652	159	55.127
5	77.379	159	48.666
6	82.419	519	15.88
7	67.701	519	13.045
8	50.132	242	20.716
10	7.5004	184	4.0763
11	9.9497	184	5.4075
12	24.452	184	13.289
13	52.826	184	28.71
14	12.329	184	6.7008
15	2.2488e-05	519	4.3329e-06
16	17.281	184	9.3917
17	30.953	184	16.822
18	19.176	242	7.9238
19	0	519	0

### 32.2. Flujo de carga en condición de falla

A partir de la falla en el alimentador 4 se produce lo siguiente:

El interruptor numero 1 ubicado al comienzo de la línea 1-2 se abrió para despejar la falla  
 El interruptor numero 10 ubicado al comienzo de la línea 7-8 se abrió por acción de la línea anterior

El flujo inicial y el flujo durante la falla son:

# Línea	FLUJO INICIAL		FLUJO EN FALLA	
	Corriente[A]	Cargabilidad[%]	Corriente[A]	Cargabilidad [%]
1	177.32	34.165	0	0
2	176.56	34.018	0	0
3	95.938	60.339	0	0
4	87.652	55.127	0	0
5	77.379	48.666	0	0
6	82.419	15.88	0	0
7	67.701	13.045	0	0
8	50.132	20.716	0	0
10	7.5004	4.0763	0	0
11	9.9497	5.4075	0	0
12	24.452	13.289	0	0
13	52.826	28.71	0	0
14	12.329	6.7008	0	0
15	2.2488e-05	4.3329e-06	0	0
16	17.281	9.3917	0	0
17	30.953	16.822	0	0
18	19.176	7.9238	0	0
19	0	0	0	0

### 32.3. Carga pérdida.

```

El alimentador      'BASTION OESTE'

Posee 1 interconexiones con:

- El alimentador    'BASTION NORTE'

El interruptor de la línea 19 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (6)
'BASTION NORTE'

Al producirse la falla se pierde las siguientes cargas:
# BARRA      # LINEA      CARGA[A]
15           14           12.329
16           15           2.2488e-05
17           16           17.281
18           17           30.953
19           18           19.176
11           10           7.5004
12           11           9.9497
13           12           24.452
14           13           52.826

Se pierde un total de: 174.4665 [A]

ANALISIS DE INTERCONEXION

El alimentador 6 puede suplir las cargas aisladas:
18  19  17

- El alimentador 6 y su subesacion se encuentran en capacidad para suplir todas las cargas aisladas

```

### 32.4. Flujo de carga que será transferida cuando se realice la interconexión

```

RESULTADOS

El nuevo flujo del alimentador con las interconexiones es:

#Linea  #Barra Inicio #Barra Final Corriente[A] Cargabilidad
1        1         2           0           0
2        2         3           0           0
3        3         4           0           0
4        4         5           0           0
5        5         6           0           0
6        3         7           0           0
7        7         8           0           0
8        8         9           50.128      20.714
10       4        11          0           0
11       5        12          0           0
12       6        13          0           0
13       6        14          0           0
14       7        15          0           0
15       7        16          0           0
16       8        17          17.281      9.3917
17       9        18          30.953      16.822
18       9        19          19.176      7.9238
19       8        20          67.409      12.988

Se logro cubrir el 38.6374 % de carga perdida

CARGA PERDIDA  CARGA SUPLIDA
174.47         67.409

```

32.5. Flujo de carga inicial del alimentador que recibe la carga

El flujo inicial para el Alimentador BASTION NORTE es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	190.73	519	36.75
2	165.13	519	31.817
3	156.9	315	49.809
4	129.22	315	41.023
5	118.76	242	49.075
6	77.721	519	14.975
7	65.965	359	18.375
8	49.119	184	26.695
9	21.515	242	8.8906
10	0	519	0
11	27.126	315	8.6115
12	9.7283	184	5.2871
13	42.151	184	22.908
14	11.154	184	6.0617
15	15.803	184	8.5888
16	43.083	519	8.3012
17	4.7861	315	1.5194

32.6. Flujo de carga final del alimentador que recibe la carga

#Linea	#Barra Inicio	#Barra Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1	1	2	258.14	49.739
2	2	3	232.54	44.805
3	3	4	156.9	49.809
4	4	5	129.22	41.023
5	5	6	118.76	49.075
6	6	7	77.721	14.975
7	7	8	65.965	18.375
8	8	9	49.119	26.695
9	2	10	21.515	8.8906
10	3	11	67.409	12.988
11	4	12	27.126	8.6115
12	5	13	9.7283	5.2871
13	6	14	42.151	22.908
14	7	15	11.154	6.0617
15	8	16	15.803	8.5888
16	9	17	43.083	8.3012
17	9	18	4.7861	1.5194

## ANEXO 33 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión Este”

### 33.1. Flujo de carga en condiciones normales

El flujo inicial para el Alimentador BASTION ESTE es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	155.49	519	29.96
2	145.11	519	27.96
3	134.41	519	25.898
4	134.33	560	23.988
5	10.257	184	5.5742
6	11.77	519	2.2678
7	0	519	0
8	0	519	0
9	37.304	184	20.274
10	6.2089	184	3.3744
11	22.749	184	12.364
12	64.019	184	34.793

### 33.2. Flujo de carga en condición de falla

A partir de la falla en el alimentador 5 se produce lo siguiente:

El interruptor numero 1 ubicado al comienzo de la linea 1-2 se abrio para despejar la falla  
 El interruptor numero 7 ubicado al comienzo de la linea 3-4 se abrio por accion de la linea anterior

El flujo inicial y el flujo durante la falla son:

# Linea	FLUJO INICIAL		FLUJO EN FALLA	
	Corriente[A]	Cargabilidad[%]	Corriente[A]	Cargabilidad [%]
1	155.49	29.96	0	0
2	145.11	27.96	0	0
3	134.41	25.898	0	0
4	134.33	23.988	0	0
5	10.257	5.5742	0	0
6	11.77	2.2678	0	0
7	0	0	0	0
8	0	0	0	0
9	37.304	20.274	0	0
10	6.2089	3.3744	0	0
11	22.749	12.364	0	0
12	64.019	34.793	0	0



### 33.3. Carga pérdida.

```

El alimentador      'BASTION ESTE'

Posee 2 interconexiones con:

- El alimentador    'BASTION 5'
- El alimentador    'FORTIN'

El interruptor de la linea 7 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (8)
'BASTION 5'

El interruptor de la linea 8 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (3)
'FORTIN'

Al producirse la falla se pierde las siguientes cargas:
# BARRA      # LINEA      CARGA[A]
    6         5         10.257
    7         6         11.77
   10         9         37.304
   11        10         6.2089
   12        11         22.749
   13        12         64.019

Se pierde un total de: 152.307 [A]

-----
ANALISIS DE INTERCONEXION

El alimentador 8 puede suplir las cargas aisladas:
  10  11  12  13

El alimentador 3 puede suplir las cargas aisladas:
  10  11  12  13

- El alimentador 8 y su subesacion se encuentran en capacidad para suplir todas las cargas aisladas
  
```

### 33.4. Flujo de carga que será transferida cuando se realice la interconexión

RESULTADOS						
El nuevo flujo del alimentador con las interconexiones es:						
#Linea	#Barra	Inicio	#Barra	Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1	1		2		0	0
2	2		3		0	0
3	3		4		0	0
4	4		5		130.28	23.264
5	2		6		0	0
6	3		7		0	0
7	4		8		130.28	25.102
8	5		9		0	0
9	5		10		37.304	20.274
10	5		11		6.2089	3.3744
11	5		12		22.749	12.364
12	5		13		64.019	34.793
Se logro cubrir el 85.5381 % de carga perdida						
CARGA PERDIDA		CARGA SUPLIDA				
152.31		130.28				

33.5. Flujo de carga inicial del alimentador que recibe la carga

El flujo inicial para el Alimentador BASTION 5 es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	137.13	519	26.422
2	130.24	519	25.094
3	115.51	519	22.255
4	114.92	519	22.142
5	102.71	519	19.79
6	74.709	519	14.395
7	6.8232	184	3.7082
8	7.3294	184	3.9834
9	0	519	0
10	12.323	184	6.6975
11	8.2478	184	4.4825
12	20.711	184	11.256
13	16.243	242	6.712
14	13.944	242	5.7621
15	41.642	242	17.208

33.6. Flujo de carga final del alimentador que recibe la carga

#Linea	#Barra Inicio	#Barra Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1	1	2	267.41	51.524
2	2	3	260.52	50.196
3	3	4	245.79	47.358
4	4	5	114.92	22.142
5	5	6	102.71	19.79
6	6	7	74.709	14.395
7	2	8	6.8232	3.7082
8	3	9	7.3294	3.9834
9	4	10	130.28	25.102
10	5	11	12.323	6.6975
11	6	12	8.2478	4.4825
12	6	13	20.711	11.256
13	7	14	16.243	6.712
14	7	15	13.944	5.7621
15	7	16	41.642	17.208

## ANEXO 34 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión Norte”

### 34.1. Flujo de carga en condiciones normales

El flujo inicial para el Alimentador BASTION NORTE es:

# Línea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	190.73	519	36.75
2	165.13	519	31.817
3	156.9	315	49.809
4	129.22	315	41.023
5	118.76	242	49.075
6	77.721	519	14.975
7	65.965	359	18.375
8	49.119	184	26.695
9	21.515	242	8.8906
10	0	519	0
11	27.126	315	8.6115
12	9.7283	184	5.2871
13	42.151	184	22.908
14	11.154	184	6.0617
15	15.803	184	8.5888
16	43.083	519	8.3012
17	4.7861	315	1.5194

### 34.2. Flujo de carga en condición de falla

A partir de la falla en el alimentador 6 se produce lo siguiente:

El interruptor numero 1 ubicado al comienzo de la línea 1-2 se abrió para despejar la falla  
 El interruptor numero 9 ubicado al comienzo de la línea 2-3 se abrió por acción de la línea anterior

El flujo inicial y el flujo durante la falla son:

# Línea	FLUJO INICIAL		FLUJO EN FALLA	
	Corriente[A]	Cargabilidad[%]	Corriente[A]	Cargabilidad [%]
1	190.73	36.75	0	0
2	165.13	31.817	0	0
3	156.9	49.809	0	0
4	129.22	41.023	0	0
5	118.76	49.075	0	0
6	77.721	14.975	0	0
7	65.965	18.375	0	0
8	49.119	26.695	0	0
9	21.515	8.8906	0	0
10	0	0	0	0
11	27.126	8.6115	0	0
12	9.7283	5.2871	0	0
13	42.151	22.908	0	0
14	11.154	6.0617	0	0
15	15.803	8.5888	0	0
16	43.083	8.3012	0	0
17	4.7861	1.5194	0	0

### 34.3. Carga pérdida.

```

El alimentador      'BASTION NORTE'

Posee 1 interconexiones con:

- El alimentador      'BASTION OESTE'

El interruptor de la linea 10 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (4)
'BASTION OESTE'

Al producirse la falla se pierde las siguientes cargas:
# BARRA      # LINEA      CARGA[A]
10           9            21.515
12           11            27.126
13           12            9.7283
14           13            42.151
15           14            11.154
16           15            15.803
17           16            43.083
18           17            4.7861

Se pierde un total de: 175.3474 [A]

-----
ANALISIS DE INTERCONEXION

El alimentador 4 puede suplir las cargas aisladas:
17  18  16  15  14  13  12

- El alimentador 4 y su subesacion se encuentran en capacidad para suplir todas las cargas aisladas

```

### 34.4. Flujo de carga que será transferida cuando se realice la interconexión

```

-----
RESULTADOS

El nuevo flujo del alimentador con las interconexiones es:

#Línea  #Barra Inicio #Barra Final Corriente[A] Cargabilidad
1       1         2           0             0
2       2         3           0             0
3       3         4          153.83        48.836
4       4         5          126.71        40.224
5       5         6          116.98        48.338
6       6         7           74.826        14.417
7       7         8           63.673        17.736
8       8         9            47.87         26.016
9       2         10          0             0
10      3         11          153.83         29.64
11      4         12           27.126         8.6115
12      5         13           9.7283         5.2871
13      6         14           42.151        22.908
14      7         15           11.154         6.0617
15      8         16           15.803         8.5888
16      9         17           43.083         8.3012
17      9         18            4.7861         1.5194

Se logro cubrir el 87.7299 % de carga perdida

CARGA PERDIDA  CARGA SUPLIDA
175.35         153.83

```

34.5. Flujo de carga inicial del alimentador que recibe la carga

El flujo inicial para el Alimentador BASTION OESTE es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	177.32	519	34.165
2	176.56	519	34.018
3	95.938	159	60.339
4	87.652	159	55.127
5	77.379	159	48.666
6	82.419	519	15.88
7	67.701	519	13.045
8	50.132	242	20.716
10	7.5004	184	4.0763
11	9.9497	184	5.4075
12	24.452	184	13.289
13	52.826	184	28.71
14	12.329	184	6.7008
15	2.2488e-05	519	4.3329e-06
16	17.281	184	9.3917
17	30.953	184	16.822
18	19.176	242	7.9238
19	0	519	0

34.6. Flujo de carga final del alimentador que recibe la carga

#Linea	#Barra Inicio	#Barra Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1	1	2	331.15	63.806
2	2	3	330.39	63.658
3	3	4	95.938	60.339
4	4	5	87.652	55.127
5	5	6	77.379	48.666
6	3	7	236.25	45.52
7	7	8	221.53	42.685
8	8	9	50.132	20.716
10	4	11	7.5004	4.0763
11	5	12	9.9497	5.4075
12	6	13	24.452	13.289
13	6	14	52.826	28.71
14	7	15	12.329	6.7008
15	7	16	2.2488e-05	4.3329e-06
16	8	17	17.281	9.3917
17	9	18	30.953	16.822
18	9	19	19.176	7.9238
19	8	20	153.83	29.64

## ANEXO 35 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión 4”

### 35.1. Flujo de carga en condiciones normales

El flujo inicial para el Alimentador BASTION 4 es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	268.51	519	51.737
2	260.31	519	50.157
3	241.06	519	46.447
4	191.32	519	36.864
5	141.16	519	27.199
6	115.2	519	22.196
7	110.63	519	21.316
8	99.114	519	19.097
9	33.272	519	6.4109
11	7.309	184	3.9723
12	17.939	184	9.7494
13	47.698	184	25.923
14	20.938	315	6.6468
15	29.701	242	12.273
16	25.684	184	13.959
17	0	519	0
18	5.4384	184	2.9556
19	10.635	184	5.7801
20	65.832	184	35.778
21	31.89	519	6.1446
22	1.3679	184	0.74344
23	0	519	0

### 35.2. Flujo de carga en condición de falla

A partir de la falla en el alimentador 7 se produce lo siguiente:

El interruptor numero 2 ubicado al comienzo de la linea 3-4 se abrio para despejar la falla  
 El interruptor numero 3 ubicado al comienzo de la linea 6-7 se abrio por accion de la linea anterior

El flujo inicial y el flujo durante la falla son:

# Linea	FLUJO INICIAL		FLUJO EN FALLA	
	Corriente[A]	Cargabilidad[%]	Corriente[A]	Cargabilidad [%]
1	268.51	51.737	27.453	5.2896
2	260.31	50.157	19.252	3.7095
3	241.06	46.447	0	0
4	191.32	36.864	0	0
5	141.16	27.199	0	0
6	115.2	22.196	0	0
7	110.63	21.316	0	0
8	99.114	19.097	0	0
9	33.272	6.4109	0	0
11	7.309	3.9723	7.309	3.9723
12	17.939	9.7494	17.939	9.7494
13	47.698	25.923	0	0
14	20.938	6.6468	0	0
15	29.701	12.273	0	0
16	25.684	13.959	0	0
17	0	0	0	0
18	5.4384	2.9556	0	0
19	10.635	5.7801	0	0
20	65.832	35.778	0	0
21	31.89	6.1446	0	0
22	1.3679	0.74344	0	0
23	0	0	0	0

### 35.3. Carga pérdida.

```

El alimentador 'BASTION 4'
Posee 2 interconexiones con:
- El alimentador 'FORTIN'
- El alimentador 'FORTIN ESTE'

El interruptor de la línea 17 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (3)
'FORTIN'

El interruptor de la línea 23 no se puede cerrar porque esta aislada de la falla y no se podra interconctar el alimetador (1)
'FORTIN ESTE'

Al producirse la falla se pierde las siguientes cargas:
# BARRA # LINEA CARGA[A]
14 13 47.698
15 14 20.938
16 15 29.701
17 16 25.684
19 18 5.4384
20 19 10.635
21 20 65.832
22 21 31.89
23 22 1.3679

Se pierde un total de: 239.1838 [A]

```

### 35.4. Flujo de carga que será transferida cuando se realice la interconexión

RESULTADOS						
El nuevo flujo del alimentador con las interconexiones es:						
#Linea	#Barra Inicio	#Barra Final	Corriente[A]	Cargabilidad		
1	1	2	27.453	5.2896		
2	2	3	19.252	3.7095		
3	3	4	0	0		
4	4	5	0	0		
5	5	6	0	0		
6	6	7	0	0		
7	7	8	109.73	21.142		
8	8	9	99.09	19.093		
9	9	10	33.258	6.4082		
11	2	12	7.309	3.9723		
12	3	13	17.939	9.7494		
13	4	14	0	0		
14	5	15	0	0		
15	5	16	0	0		
16	6	17	0	0		
17	7	18	115.16	22.19		
18	7	19	5.4384	2.9556		
19	8	20	10.635	5.7801		
20	9	21	65.832	35.778		
21	10	22	31.89	6.1446		
22	10	23	1.3679	0.74344		
23	4	24	0	0		

Se logro cubrir el 48.1487 % de carga perdida

CARGA PERDIDA	CARGA SUPLIDA
239.18	115.16

35.5. Flujo de carga inicial del alimentador que recibe la carga

El flujo inicial para el Alimentador FORTIN es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	160.01	519	30.83
2	141.41	519	27.247
3	108.03	519	20.815
4	100.74	519	19.411
5	88.794	519	17.109
6	14.075	184	7.6496
7	33.119	315	10.514
8	7.4157	315	2.3542
9	12.241	184	6.6527
10	0	519	0
11	30.795	184	16.736
12	48.329	519	9.3119
13	0	519	0

35.6. Flujo de carga final del alimentador que recibe la carga

#Linea	#Barra Inicio	#Barra Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1	1	2	275.17	53.019
2	2	3	256.58	49.437
3	3	4	223.19	43.005
4	4	5	215.91	41.6
5	5	6	88.794	17.109
6	2	7	14.075	7.6496
7	3	8	33.119	10.514
8	4	9	7.4157	2.3542
9	5	10	12.241	6.6527
10	6	11	0	0
11	6	12	30.795	16.736
12	6	13	48.329	9.3119
13	5	14	115.16	22.19



## ANEXO 36 Resultados de la simulación en la alimentadora “Bastión 5”

### 36.1. Flujo de carga en condiciones normales

El flujo inicial para el Alimentador BASTION 5 es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	137.13	519	26.422
2	130.24	519	25.094
3	115.51	519	22.255
4	114.92	519	22.142
5	102.71	519	19.79
6	74.709	519	14.395
7	6.8232	184	3.7082
8	7.3294	184	3.9834
9	0	519	0
10	12.323	184	6.6975
11	8.2478	184	4.4825
12	20.711	184	11.256
13	16.243	242	6.712
14	13.944	242	5.7621
15	41.642	242	17.208

### 36.2. Flujo de carga en condición de falla

A partir de la falla en el alimentador 8 se produce lo siguiente:

El interruptor numero 1 ubicado al comienzo de la linea 1-2 se abrio para despejar la falla  
El interruptor numero 8 ubicado al comienzo de la linea 3-4 se abrio por accion de la linea anterior

El flujo inicial y el flujo durante la falla son:

# Linea	FLUJO INICIAL		FLUJO EN FALLA	
	Corriente[A]	Cargabilidad[%]	Corriente[A]	Cargabilidad [%]
1	137.13	26.422	0	0
2	130.24	25.094	0	0
3	115.51	22.255	0	0
4	114.92	22.142	0	0
5	102.71	19.79	0	0
6	74.709	14.395	0	0
7	6.8232	3.7082	0	0
8	7.3294	3.9834	0	0
9	0	0	0	0
10	12.323	6.6975	0	0
11	8.2478	4.4825	0	0
12	20.711	11.256	0	0
13	16.243	6.712	0	0
14	13.944	5.7621	0	0
15	41.642	17.208	0	0

### 36.3. Carga pérdida.

```

El alimentador      'BASTION 5'

Posee 1 interconexiones con:

- El alimentador    'BASTION ESTE'

El interruptor de la línea 9 si se puede cerrar y dar paso a la interconexion del alimentador (5)
'BASTION ESTE'

Al producirse la falla se pierde las siguientes cargas:

# BARRA      # LINEA      CARGA[A]
  8           7           6.8232
  9           8           7.3294
 11          10           12.323
 12          11           8.2478
 13          12           20.711
 14          13           16.243
 15          14           13.944
 16          15           41.642

Se pierde un total de: 127.2642 [A]

-----
ANALISIS DE INTERCONEXION

El alimentador 5 puede suplir las cargas aisladas:
 14  15  16  12  13  11

- El alimentador 5 y su subesacion se encuentran en capacidad para suplir todas las cargas aisladas

```

### 36.4. Flujo de carga que será transferida cuando se realice la interconexión

```

                        RESULTADOS

El nuevo flujo del alimentador con las interconexiones es:

#Linea  #Barra Inicio #Barra Final Corriente[A] Cargabilidad
  1      1         2         0           0
  2      2         3         0           0
  3      3         4         0           0
  4      4         5       113.11       21.794
  5      5         6       100.79       19.42
  6      6         7        71.83       13.84
  7      2         8         0           0
  8      3         9         0           0
  9      4        10       113.11       21.794
 10      5        11       12.323       6.6975
 11      6        12        8.2478       4.4825
 12      6        13       20.711       11.256
 13      7        14       16.243        6.712
 14      7        15       13.944        5.7621
 15      7        16       41.642       17.208

Se logro cubrir el 88.8794 % de carga perdida

CARGA PERDIDA   CARGA SUPLIDA
 127.26         113.11

```

36.5. Flujo de carga inicial del alimentador que recibe la carga

El flujo inicial para el Alimentador BASTION ESTE es:

# Linea	Corriente[A]	Capacidad[A]	Cargabilidad [%]
1	155.49	519	29.96
2	145.11	519	27.96
3	134.41	519	25.898
4	134.33	560	23.988
5	10.257	184	5.5742
6	11.77	519	2.2678
7	0	519	0
8	0	519	0
9	37.304	184	20.274
10	6.2089	184	3.3744
11	22.749	184	12.364
12	64.019	184	34.793

36.6. Flujo de carga final del alimentador que recibe la carga

#Linea	#Barra Inicio	#Barra Final	Corriente[A]	Cargabilidad
1	1	2	268.6	51.754
2	2	3	258.23	49.754
3	3	4	247.52	47.692
4	4	5	134.33	23.988
5	2	6	10.257	5.5742
6	3	7	11.77	2.2678
7	4	8	113.11	21.794
8	5	9	0	0
9	5	10	37.304	20.274
10	5	11	6.2089	3.3744
11	5	12	22.749	12.364
12	5	13	64.019	34.793

**ANEXO 37 Formularios del ARCONEL para registros de falla de la distribuidora de Guayaquil**

*37.1. Formulario ARCONEL registro de falla de la alimentadora Flor de Bastión Este.*

INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO										
Fila	Código de Interrupción	UBICACIÓN DE LA FALLA	DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO	PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO					Índices	
		Instalación / Equipo donde se presentó la falla	Alimentador primario	Catálogo de Interrupciones	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Duración de Interrupción (Horas)	FMIk	TTIk
(0)	(1)	(4)	(26)	(33)	(35)	(36)	(40)	(45)	(47)	(48)
116	GYE.2018.02.0077	Red de Media Tensión	131 (Red primaria aérea - Flor De Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13110	1175	2/10/2018	10.366667	0.089626	0.929125
132	GYE.2018.02.0093	Transformadores de Distribución	131 (Red primaria aérea - Flor De Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13110	25	2/14/2018	6.483333	0.001907	0.012363
432	GYE.2018.03.0072	Red de Media Tensión	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13135	1490	3/9/2018	2.277320	0.113437	0.258333
526	GYE.2018.03.0166	Red de Media Tensión	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13135	350	3/20/2018	4.059722	0.026646	0.108177
18	GYE.2018.06.0018	Red de Media Tensión	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Animales en la Red	13175	300	6/1/2018	1.458333	0.022770	0.033207
110	GYE.2018.06.0110	Transformadores de Distribución	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13175	50	6/19/2018	3.350000	0.003795	0.012713
94	GYE.2018.07.0057	Transformadores de Distribución	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13175	15	7/9/2018	3.038611	0.001139	0.003460
70	GYE.2018.08.0045	Transformadores de Distribución	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13500	50	8/6/2018	2.582222	0.003704	0.009564
71	GYE.2018.08.0046	Red de Media Tensión	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13500	100	8/6/2018	1.800000	0.007407	0.013333
43	GYE.2018.09.0014	Red de Media Tensión	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Choques de vehiculos	13470	422.5	9/1/2018	1.789167	0.031366	0.056119
88	GYE.2018.09.0059	Transformadores de Distribución	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13470	25	9/17/2018	3.613333	0.001856	0.006706
132	GYE.2018.11.0093	Red de Media Tensión	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13480	150	11/15/2018	2.166667	0.011128	0.024110
133	GYE.2018.11.0094	Transformadores de Distribución	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13480	50	11/15/2018	7.614722	0.003709	0.028245
192	GYE.2018.11.0153	Red de Media Tensión	131 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13480	1242.5	11/27/2018	1.704167	0.092174	0.157079

37.2. Formulario ARCONEL registro de falla de la Alimentadora Flor de Bastión Oeste.

INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO												
Fila	Código de Interrupción	UBICACIÓN DE LA FALLA		DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO		PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO				Índices		
		Instalación / Equipo donde se presentó la falla		Alimentador primario		Catálogo de Interrupciones	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Duración de Interrupción (Horas)	FMIk	TTIk
(0)	(1)	(4)		(26)		(33)	(35)	(36)	(40)	(45)	(47)	(48)
176	GYE.2018.12.0110	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Maniobras para localización de fallas y/o tentativas de restablecimiento de servicio.	17260	150	12/14/2018	4.183333	0.008691	0.036356
201	GYE.2018.12.0135	Transformadores de Distribución		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Arboles (sin incluir podas)	17260	50	12/16/2018	3.191389	0.002897	0.009245
244	GYE.2018.12.0178	Transformadores de Distribución		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	17260	25	12/21/2018	3.829722	0.001448	0.005547
294	GYE.2018.12.0228	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	17260	1165	12/30/2018	2.016667	0.067497	0.136119
76	GYE.2019.01.0025	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Fauna	17260	1075	1/1/2019	1.916667	0.062283	0.119375
84	GYE.2019.01.0033	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Fauna	17260	230	1/2/2019	1.866667	0.013326	0.024874
134	GYE.2019.01.0083	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	17260	1175	1/10/2019	3.233333	0.068076	0.220114
143	GYE.2019.01.0092	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Vegetación (sin incluir desbroce)	17260	415	1/11/2019	3.366667	0.024044	0.080948
251	GYE.2019.01.0200	Transformadores de Distribución		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Otros	17260	25	1/28/2019	1.164444	0.001448	0.001687
255	GYE.2019.01.0204	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Fauna	17260	670	1/29/2019	2.365210	0.038818	0.091813
165	GYE.2019.02.0111	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Fauna	17260	1290	2/13/2019	1.069444	0.074739	0.079930
237	GYE.2019.02.0183	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Otros	17260	37.5	2/21/2019	1.145000	0.002173	0.002488
256	GYE.2019.02.0202	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Fauna	17260	150	2/23/2019	1.250000	0.008691	0.010863
110	GYE.2019.03.0034	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Descargas Atmosfericas (Rayos)	17260	315	3/3/2019	1.866667	0.018250	0.034067
75	GYE.2019.04.0037	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Fauna	17260	577.5	4/3/2019	1.833333	0.033459	0.061341
137	GYE.2019.04.0099	Transformadores de Distribución		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Otros	17260	25	4/14/2019	3.498611	0.001448	0.005068
157	GYE.2019.04.0119	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Vegetación (sin incluir desbroce)	17260	150	4/23/2019	1.216667	0.008691	0.010574
203	GYE.2019.05.0055	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	17260	540	5/10/2019	4.462778	0.031286	0.139623
285	GYE.2019.05.0137	Transformadores de Distribución		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	17260	211.2	5/13/2019	1.900000	0.012236	0.023249
39	GYE.2019.07.0011	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Fauna	17260	317.03	7/2/2019	1.233333	0.018368	0.022654
45	GYE.2019.07.0017	Transformadores de Distribución		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	17260	25	7/5/2019	1.447778	0.001448	0.002097
56	GYE.2019.07.0028	Red de Media Tensión		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	17260	555	7/11/2019	5.466667	0.032155	0.175782
68	GYE.2019.07.0040	Transformadores de Distribución		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	17260	25	7/17/2019	1.983333	0.001448	0.002873
76	GYE.2019.07.0048	Transformadores de Distribución		132 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Oeste)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	17260	15	7/27/2019	4.177778	0.000869	0.003631

37.3. Formulario ARCONEL registro de falla de la Alimentadora Fortín.

INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO											
Fila	Código de Interrupción	UBICACIÓN DE LA FALLA		DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO		PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO				Índices	
		Instalación / Equipo donde se presentó la falla	Alimentador primario	Catálogo de Interrupciones	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:aa)	Duración de Interrupción (Horas)	FMIk	TTIk	
(0)	(1)	(4)	(26)	(33)	(35)	(36)	(40)	(45)	(47)	(48)	
434	GYE.2018.03.0074	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	12712.5	25	3/9/2018	2.233333	0.001967	0.004392	
105	GYE.2018.05.0105	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Protección, medición, supervisión y control.	13262.5	25	5/9/2018	1.550000	0.001885	0.002922	
223	GYE.2018.05.0223	Red de Media Tensión	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13262.5	675	5/24/2018	1.134444	0.050895	0.057738	
225	GYE.2018.05.0225	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Daño o interferencia accidental de particulares	13262.5	50	5/26/2018	1.550000	0.003770	0.005844	
49	GYE.2018.06.0049	Red de Media Tensión	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13262.5	237.5	6/4/2018	2.475278	0.017908	0.044326	
71	GYE.2018.06.0071	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13262.5	25	6/7/2018	1.567222	0.001885	0.002954	
104	GYE.2018.06.0104	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13262.5	25	6/18/2018	5.578611	0.001885	0.010516	
153	GYE.2018.07.0116	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13262.5	25	7/21/2018	1.283333	0.001885	0.002419	
182	GYE.2018.07.0145	Red de Media Tensión	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Daño o interferencia accidental de particulares	13262.5	410	7/28/2018	2.186320	0.030914	0.067588	
60	GYE.2018.08.0035	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Protección, medición, supervisión y control.	13165	25	8/3/2018	1.378333	0.001899	0.002617	
108	GYE.2018.08.0083	Red de Media Tensión	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Animales en la Red	13165	200	8/14/2018	1.583333	0.015192	0.024054	
90	GYE.2018.09.0061	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13215	25	9/17/2018	6.066667	0.001892	0.011477	
106	GYE.2018.09.0077	Red de Media Tensión	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Animales en la Red	13215	487.5	9/19/2018	1.453611	0.036890	0.053624	
306	GYE.2018.10.0044	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13215	25	10/10/2018	5.796944	0.001892	0.010967	
326	GYE.2018.10.0064	Red de Media Tensión	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13215	8445	10/13/2018	2.641667	0.639047	1.688148	
335	GYE.2018.10.0073	Transformadores de Distribución	134 (Red primaria aérea - El Fortín)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13215	15	10/14/2018	2.416667	0.001135	0.002743	

37.4. Formulario ARCONEL registro de falla de la Alimentadora Flor de Bastión 4.

INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO												
Fila	Código de Interrupción	UBICACIÓN DE LA FALLA		DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO		PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO				Índices		
		Instalación / Equipo donde se presentó la falla		Alimentador primario		Catálogo de Interrupciones	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Duración de Interrupción (Horas)	FMIk	TTIk
(0)	(1)	(4)		(26)		(33)	(35)	(36)	(40)	(45)	(47)	(48)
88	GYE.2018.02.0049	Red de Media Tensión		143 (Red primaria aérea - Flor De Bastión 4)		Lluvia	25235	1770	2/4/2018	6.121389	0.070141	0.429358
154	GYE.2018.02.0115	Red de Media Tensión		143 (Red primaria aérea - Flor De Bastión 4)		Choques de vehiculos	25235	10237.5	2/24/2018	6.297778	0.405687	2.554924
414	GYE.2018.03.0054	Transformadores de Distribución		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	26087.5	25	3/5/2018	7.333333	0.000958	0.007028
475	GYE.2018.03.0115	Red de Media Tensión		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	26087.5	1400	3/12/2018	2.303333	0.053666	0.123610
493	GYE.2018.03.0133	Red de Media Tensión		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	26087.5	10735	3/15/2018	2.766667	0.411500	1.138483
509	GYE.2018.03.0149	Red de Media Tensión		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	26087.5	430	3/17/2018	8.983333	0.016483	0.148072
41	GYE.2018.05.0041	Transformadores de Distribución		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	26337.5	25	5/3/2018	2.878611	0.000949	0.002732
228	GYE.2018.05.0228	Transformadores de Distribución		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Daños o interferencia intencional	26337.5	50	5/27/2018	2.398889	0.001898	0.004554
122	GYE.2018.06.0122	Red de Media Tensión		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	26337.5	1400	6/21/2018	1.766667	0.053156	0.093909
123	GYE.2018.06.0123	Transformadores de Distribución		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	26337.5	100	6/21/2018	1.901111	0.003797	0.007218
151	GYE.2018.06.0151	Transformadores de Distribución		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Protección, medición, supervisión y control.	26337.5	50	6/24/2018	5.750000	0.001898	0.010916
152	GYE.2018.06.0152	Transformadores de Distribución		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Protección, medición, supervisión y control.	26337.5	50	6/24/2018	1.216667	0.001898	0.002310
153	GYE.2018.06.0153	Transformadores de Distribución		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Protección, medición, supervisión y control.	26337.5	50	6/24/2018	1.433333	0.001898	0.002721
154	GYE.2018.06.0154	Transformadores de Distribución		143 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 4)		Falla de equipamiento, materiales y accesorios	26337.5	25	6/24/2018	5.705556	0.000949	0.005416

37.5. Formulario ARCONEL registro de falla de la Alimentadora Flor de Bastión 5.

INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO										
Fila	Código de Interrupción	UBICACIÓN DE LA FALLA	DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO	PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO					Índices	
		Instalación / Equipo donde se presentó la falla	Alimentador primario	Catálogo de Interrupciones	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Duración de Interrupción (Horas)	FMIk	TTIk
(0)	(1)	(4)	(26)	(33)	(35)	(36)	(40)	(45)	(47)	(48)
76	GYE.2018.02.0037	Transformadores de Distribución	154 (Red primaria aérea - Flor De Bastión 5)	Animales en la Red	13992.5	50	2/3/2018	7.916667	0.003573	0.028289
158	GYE.2018.05.0158	Transformadores de Distribución	154 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 5)	Protección, medición, supervisión y control.	13992.5	50	5/15/2018	5.633333	0.003573	0.020130
215	GYE.2018.12.0149	Red de Media Tensión	154 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 5)	Protección, medición, supervisión y control.	14242.5	362.5	12/18/2018	1.716667	0.025452	0.043693
167	GYE.2019.01.0116	Transformadores de Distribución	154 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 5)	Otros	14242.5	50	1/14/2019	1.564722	0.003511	0.005493
215	GYE.2019.02.0161	Red de Media Tensión	154 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 5)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	14327.5	75	2/19/2019	1.131667	0.005235	0.005924
223	GYE.2019.02.0169	Red de Media Tensión	154 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 5)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	14327.5	75	2/20/2019	1.429722	0.005235	0.007484
128	GYE.2019.06.0088	Red de Media Tensión	154 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 5)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	14227.5	362.5	6/20/2019	1.733333	0.025479	0.044163
155	GYE.2019.06.0115	Red de Media Tensión	154 (Red primaria aérea - Flor de Bastión 5)	Vegetación (sin incluir desbroce)	14227.5	600	6/28/2019	2.148123	0.042172	0.090590



37.6. Formulario ARCONEL registro de falla de la Alimentadora Flor de Bastión Norte.

INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO											
Fila	Código de Interrupción	UBICACIÓN DE LA FALLA		DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO		PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO				Índices	
		Instalación / Equipo donde se presentó la falla	Alimentador primario	Catálogo de Interrupciones	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:yy)	Duración de Interrupción (Horas)	FMIk	TTIk	
(0)	(1)	(4)	(26)	(33)	(35)	(36)	(40)	(45)	(47)	(48)	
65	GYE.2018.06.0065	Transformadores de Distribución	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	12590	25	6/6/2018	1.225000	0.001986	0.002432	
55	GYE.2018.07.0018	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Daño o interferencia accidental de particulares	12590	825	7/1/2018	2.698611	0.065528	0.176835	
101	GYE.2018.08.0076	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Protección, medición, supervisión y control.	12590	975	8/13/2018	2.334217	0.077442	0.180767	
273	GYE.2018.10.0011	Transformadores de Distribución	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	12705	50	10/1/2018	1.780278	0.003935	0.007006	
296	GYE.2018.10.0034	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	12705	590	10/7/2018	5.450000	0.046438	0.253089	
201	GYE.2018.11.0162	Transformadores de Distribución	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Daño o interferencia accidental de particulares	12705	50	11/29/2018	1.261667	0.003935	0.004965	
97	GYE.2019.01.0046	Transformadores de Distribución	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos particulares	12705	50	1/4/2019	14.050000	0.003935	0.055293	
188	GYE.2019.01.0137	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	12705	525	1/16/2019	7.233333	0.041322	0.298898	
63	GYE.2019.02.0019	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	12705	12705	2/18/2019	1.079167	1.000000	1.079167	
108	GYE.2019.02.0054	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	12705	675	2/4/2019	1.300000	0.053129	0.069067	
164	GYE.2019.02.0110	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Otros	12705	310	2/13/2019	2.900000	0.024400	0.070760	
129	GYE.2019.03.0053	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos particulares	12705	725	3/7/2019	1.745000	0.057064	0.099577	
130	GYE.2019.03.0054	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	12705	725	3/7/2019	1.546389	0.057064	0.088243	
89	GYE.2019.04.0051	Red de Media Tensión	162 (Red primaria aérea - Flor de Bastión Norte)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	12705	375	4/6/2019	4.600000	0.029516	0.135773	

37.7. Formulario ARCONEL registro de falla de la Alimentadora Fortín Este.

INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO											
Fila	Código de Interrupción	UBICACIÓN DE LA FALLA		DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO		PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO				Índices	
		Instalación / Equipo donde se presentó la falla	Alimentador primario	Catálogo de Interrupciones	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Duración de Interrupción (Horas)	FMIk	TTIk	
(0)	(1)	(4)	(26)	(33)	(35)	(36)	(40)	(45)	(47)	(48)	
112	GYE.2018.01.0064	Red de Media Tensión	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	13550	4437.5	1/15/2018	3.516667	0.327491	1.151676	
68	GYE.2018.02.0029	Transformadores de Distribución	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	14020	50	2/2/2018	4.266667	0.003566	0.015216	
147	GYE.2018.02.0108	Red de Media Tensión	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	14020	100	2/18/2018	1.186389	0.007133	0.008462	
404	GYE.2018.03.0044	Red de Media Tensión	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Falla en equipamiento y/o instalaciones de consumidores de otros concesionarios.	14020	325	3/3/2018	17.166667	0.023181	0.397943	
459	GYE.2018.03.0099	Red de Media Tensión	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Protección, medición, supervisión y control.	14020	4437.5	3/22/2018	2.243178	0.316512	0.709993	
575	GYE.2018.03.0215	Red de Media Tensión	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Interferencia accidental (contactos, daños) por personal de la empresa o contratistas de las empresas.	14020	3580	3/31/2018	1.550000	0.255350	0.395792	
215	GYE.2018.05.0215	Transformadores de Distribución	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Animales en la Red	14182.5	350	5/23/2018	3.453333	0.024678	0.085222	
72	GYE.2018.06.0072	Red de Media Tensión	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Protección, medición, supervisión y control.	14182.5	525	6/7/2018	2.933333	0.037017	0.108585	
123	GYE.2018.08.0098	Transformadores de Distribución	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Daños o interferencia intencional	14847.5	50	8/19/2018	2.428611	0.003368	0.008179	
137	GYE.2018.08.0112	Transformadores de Distribución	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	14847.5	25	8/21/2018	5.366667	0.001684	0.009036	
327	GYE.2018.10.0065	Transformadores de Distribución	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	14847.5	80	10/13/2018	4.620556	0.005388	0.024896	
111	GYE.2018.12.0045	Red de Media Tensión	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	14847.5	170	12/7/2018	1.783333	0.011450	0.020419	
168	GYE.2019.01.0117	Red de Media Tensión	160 (Red primaria aérea - Fortín Este)	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía pública o trabajos particulares	14847.5	4437.5	1/14/2019	3.092222	0.298872	0.924178	

37.8. Formulario ARCONEL registro de falla de la Alimentadora Fortín Oeste.


INTERRUPCIONES DEL SERVICIO ELÉCTRICO											
Fila	Código de Interrupción	UBICACIÓN DE LA FALLA	DETALLE DEL ALIMENTADOR AFECTADO	PROFUNDIDAD DE LA INTERRUPCIÓN DE SERVICIO					Índices		
		Instalación / Equipo donde se presentó la falla	Alimentador primario	Catálogo de Interrupciones	Potencia Nominal Instalada del Alimentador (kVA)	Potencia Nominal Fuera de Servicio (kVA)	Fecha Inicio de Interrupción (dd:mm:ay)	Duración de Interrupción (Horas)	FMIk	TTIk	
(0)	(1)	(4)	(26)	(33)	(35)	(36)	(40)	(45)	(47)	(48)	
376	GYE.2018.10.0114	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Daño o interferencia accidental de particulares	26912.5	5947.5	10/21/2018	2.833333	0.220994	0.626150	
56	GYE.2018.11.0017	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Protección, medición, supervisión y control.	28672.5	2187.5	11/3/2018	2.933333	0.076293	0.223792	
126	GYE.2018.11.0087	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	28672.5	212.5	11/14/2018	1.477500	0.007411	0.010950	
187	GYE.2018.11.0148	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Animales en la Red	28672.5	7950	11/26/2018	1.783333	0.277269	0.494463	
107	GYE.2018.12.0041	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	28970	5947.5	12/5/2018	4.000000	0.205299	0.821194	
170	GYE.2019.02.0116	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Otros	29192.5	5947.5	2/14/2019	4.083333	0.203734	0.831913	
224	GYE.2019.02.0170	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Descargas Atmosfericas (Rayos)	29192.5	2187.5	2/20/2019	2.400000	0.074934	0.179841	
153	GYE.2019.03.0077	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	29192.5	350	3/14/2019	1.368611	0.011989	0.016409	
163	GYE.2019.03.0087	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	29192.5	165.51	3/16/2019	1.916667	0.005670	0.010867	
189	GYE.2019.05.0041	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Daño o interferencia accidental por trabajos en	29192.5	275	5/6/2019	2.616667	0.009420	0.024650	
99	GYE.2019.06.0059	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Daño o interferencia accidental por trabajos en vía	29785	5947.5	6/10/2019	2.400000	0.199681	0.479235	
5	GYE.2019.07.0004	Red de Media Tensión	161 (Red primaria aérea - Fortín Oeste)	Falla de equipamiento, materiales y accesorios	29257.5	29257.5	7/18/2019	1.507500	1.000000	1.507500	

## ANEXO 38 Cotización del costo de un reconector inteligente

Ing. Guido Veintimilla  
 Director de Planificación  
 Guayaquil 28 de Agosto de 2019

**INPROEL S.A.**  
 EQUIPOS Y MATERIALES ELECTRICOS

Proforma No: 280819

ITEM	CANTIDAD UNIT	DESCRIPCION	PRECIO UNITARIO INPROEL	PRECIO TOTAL INPROEL
<b>1</b>	<b>1</b>	<p><b>Equipo Interruptor de Fallas Intellirrupter (248122-C1L51L71P262-S140)</b></p> <div style="display: flex;"> <div style="flex: 1;">  <p style="font-size: small;">                     Suministro eléctrico externo                      Caja de interfaz del usuario del suministro eléctrico externo                      Conexión opcional de fibra óptica al módulo de comunicación                 </p> </div> <div style="flex: 2;"> <p>                         1-Tecnología Pulse Closer                          2-Tipo de montaje: En poste para instalacion exterior                          3-Tension de operación: 15.5KV                          4-Corriente continua de operación: 630A                          5-Corriente Simetrica de Interrupcion: 16000A                          6-Nivel de Aislamiento: 110KVBITL                          7-Mecanismo de Operación: TRIPOLAR                          8-Interrupción de fallas: Aislamiento en VACIO                          9-Grupo de Control Estándar con Respaldo de Baterías—Es idéntico al Grupo de Control Estándar pero adicionalmente incluye baterías que respaldan la operación durante un periodo mínimo de cuatro horas tras haberse perdido el voltaje                          de línea de corriente alterna en ambos lados del interruptor de fallas Intellirrupter, lo cual permite realizar tareas de seccionamiento de líneas muertas por un periodo prolongado.                          Especifique el dispositivo de comunicación, si se requiere para la aplicación, de la Tabla 9 en la página 14. Todos los dispositivos del equipo deben ser suministrados con el mismo tipo de dispositivo de comunicación.                          El Software de Configuración y Gestión de Licencia IntelliTeam Designer es necesario para activar el Software IntelliTeam SG. (C1)                     </p> <p>                         10-Peso aproximado de 1400lbs                          11-Módulos de potencia integrados para uso en sistemas de 60-Hz. Dos módulos de potencia integrados alimentados desde una fase diferente a ambos lados. Rango de tension (10.8–15.9)(KV) (P262)                          12-Cuenta con disparadores de Sobretensiones                          13-Etiquetas en Español                          14-Embalaje de Exportación—Los productos de madera que se utilizan en el embalaje son de madera sólida o bien, el proveedor de la madera certifica que ésta ha recibido "tratamiento calórico" (secado en horno) a una temperatura central de 133°F (56°C) durante un mínimo de 30 minutos (L71)                     </p> <p>                         15-Incluye pararrayos de protección, conector RJ45 en la parte frontal/RS232 para Radio externa (S140)                     </p> </div> </div>	\$ 44.786,59	\$ 44.786,59
<b>2</b>	<b>6</b>	<p><b>Conectores para conexión de cables (6 unidades por equipo) (4741R2)</b></p> <p>                         1-Dos Tornillos de Acero Galvanizado ½ -13 x 2¼ con Cuerpo de Aleación de Aluminio Estañado                     </p>	\$ 19,02	\$ 114,10

**S&C ELECTRIC COMPANY**  
 Excellence Through Innovation

			2-De Cobre o Aluminio sólido Trenzado No. 2 (33.6 mm2) hasta 500 kc mil (335 mm2)	
3	1	<b>Radio SpeedNet (110-000555-02)</b>	\$ 1.160,32	\$ 1.160,32
1-SPEEDNET RADIO MH902 FREQ. 902 TO 928 MHZ MOD. 4-GFSK FREQ. HOPPING BANDWIDTH 650 KB TX 0 TO +30 DBM INTERFACE: RJ-45 RS-232 WITH 4 FT. POWER CORD(CONNECTOR ON ONE END AND BARE WIRE ON THE OTHER END)				
4	1	<b>OMNI FIBER (903-002132-02)</b>	\$ 657,33	\$ 657,33
1-MA-30-PM-3DB KIT OMNI FIBER ANT. POLE MT. LMR 400 COAX 30 FT				
5	1	<b>Llave de retiro modulos instalable en pertiga (4450)</b>	\$ 81,14	\$ 81,14
6	1	<b>Gabinete de comunicación</b>	\$ 8.599,02	\$ 8.599,02
<p>Gabinete de comunicación para instalación en el IntelliRupter®</p> <p>PulseCloser, S&amp;C Electric Company, numero de catalogo SDA20032, con las siguientes descripciones técnicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Panel con IP-68 grado de protección;</li> <li>-Switch de Fibra Optica Ruggedcom, numero de catálogo RS900NC-24-D-T2-T2-T2, 3 puertas ethernet FX ST monomode 4 puertas Ethernet 10/100 y 1 puerta serial para configuración;</li> <li>-Provisión de espacio para instalación del radio Speednet™;</li> <li>-Baterías 12V/18Ah y cargador de Bateria 24Vdc;</li> <li>-Protector contra sobretensiones para la alimentación;</li> <li>-Protector contra sobretensiones para el Speednet Antenna;</li> <li>-Cable Ethernet para conexión del Gabinete de Comunicación con el IntelliRupter®, 10 metros;</li> <li>-Para instalación si requiere una fuente de alimentación en 120/220VAC disponible para el panel;</li> <li>-Los estudios de radio y provisión de Antenas debe ser hechos por el cliente;</li> </ul>				

<b>SUBTOTAL</b>	<b>55.398,50 USD</b>
<b>IVA 12%</b>	<b>6.647,82 USD</b>
<b>TOTAL</b>	<b>62.046,32 USD</b>

**SON:** Cincuenta y cinco mil trescientos noventa y ocho con 50/100 Dolares de los Estados Unidos de America  
Precio que no incluye I.V.A.

**TIEMPO DE ENTREGA**

- 230 días posterior a la notificación de entrega del anticipo.

**FORMA DE PAGO**

- 60% de anticipo  
- 40% de anticipo

**VALIDEZ DE LA OFERTA**

- 30 días calendario

Agradecemos su amable solicitud y quedamos a la espera de sus órdenes.

Atentamente  
Alejandro Molina Ledesma  
Ing. Aplicación

## ANEXO 39 Estimación del costo de la energía no suministrada por el CONELEC



### COPIA CERTIFICADA

De la Resolución No. 025/11, adoptada por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, en sesión realizada de 14 de abril de 2011, cuyo tenor es el siguiente:

025/11

#### EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

#### CONELEC

#### CONSIDERANDO:

- QUE,** de conformidad con el artículo 314 de la Constitución de la República, el Estado es responsable de la provisión, entre otros, del servicio público de energía eléctrica;
- QUE,** de conformidad con el inciso segundo del artículo 314 de la Constitución de la República, el Estado garantizará que los servicios públicos y su provisión respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad;
- QUE,** en el literal a) del artículo 5 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece como uno de sus objetivos, el de proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social;
- QUE,** de acuerdo al artículo 13 de la Ley de Régimen de Sector Eléctrico, le corresponde al Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, dentro de sus funciones y facultades, planificar y regular al sector eléctrico ecuatoriano;
- QUE,** conforme lo establecido en la Regulación No. CONELEC - 006/00, Procedimientos de Despacho, de 09 de agosto de 2000, para varios de los procesos operativos de corto y mediano plazo a cargo de la Corporación Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, en el análisis se debe considerar el costo de la energía no suministrada, sobre la base de la definición del CONELEC;





- QUE,** conforme lo establecido en el numeral 11, de la Regulación No. CONELEC - 013/08, Regulación Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15, de 27 de noviembre de 2008, el costo horario de la energía será determinado en función del despacho económico realizado por el CENACE para atender la demanda del sistema;
- QUE,** le corresponde al CONELEC determinar el valor económico que debe ser utilizado para evaluar la energía no suministrada, dentro de los procesos de planificación de la expansión y de la operación del sistema eléctrico;
- QUE,** el Costo de la Energía No Suministrada, CENS, no es un valor único, sino que es parte de una Función de Costos de Interrupción, FCI, que contempla eventos de diversa duración y profundidad.
- QUE,** el CONELEC se encuentra realizando un Estudio para la Determinación del Costo de la Energía No Suministrada -CENS- en Ecuador que, entre otros resultados, debe llegar a determinar Funciones Discretas de Costos de Interrupción, para diversos tipos de eventos; y,
- QUE,** en ejercicio de sus facultades,

**RESUELVE:**

1. Avocar conocimiento del memorando DE-11-095, de 13 de abril de 2011, en el que se recomienda a los Miembros del Directorio, la aprobación del Estudio "Estimación Referencial del CENS en Ecuador", elaborado por la Dirección de Planificación, y presentado a la Dirección Ejecutiva, mediante memorando DP-11-230 de 11 de abril de 2011.
2. Aplicar los resultados de la Estimación propuesta, exclusivamente para procesos de planificación de la expansión y operación del Sistema Nacional Interconectado, SNI. Por tanto, tales valores no podrán utilizarse en el diseño de los pliegos tarifarios, penalizaciones a empresas eléctricas y/o compensaciones a usuarios, por temas relacionados con la calidad de servicio.
3. Aprobar el CENS a nivel Nacional por un valor de 153,3 ctv. USD/kWh, de acuerdo con el siguiente detalle:

Tipo de consumidor	CENS (ctv. USD/kWh)
Residencial	64.6
Comercial	179.1
Industrial	400.3
Otros	150.7







Estos valores estarán vigentes hasta tanto se cuente con los resultados definitivos del Estudio para la determinación del CENS en el Ecuador.

4. Notificar al CENACE y a todos los participantes del sector eléctrico, para que apliquen los valores aprobados en esta Resolución, exclusivamente para procesos de planificación de la expansión y operación del SNI".

Es fiel copia del original a que se refiere la misma.- Certifico.

Quito, 26 de abril de 2011.

Lcdo. Carlos Calero M.  
**SECRETARIO GENERAL**



## ANEXO 40 Oficio de autorización de uso del software CYMDIST 8.2 Rev. 3

CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD



Oficio Nro. CNEL-GYE-ADM-2019-0911-O

Guayaquil, 16 de septiembre de 2019

**Asunto:** Autorización para uso del software Cymdist 8.2 Rev. 3,

Señor Doctor Ph. D.  
César Antonio Martín Moreno  
En su Despacho

De mi consideración:

En conocimiento que el Ing. Luis Miguel Bernal Barzallo CI 0602522278, Profesional SIG de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil, y el Ing. Guido Veintimilla CI 0908326754, Especialista de Ingeniería y Diseños de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil, se encuentran realizando el Proyecto de Titulación: “*Aplicación de redes inteligentes en sistemas eléctricos de distribución*” para obtener el título de Magíster en *Sistemas Eléctricos de Potencia en la ESPOL*, mi representada autoriza el uso de las licencias del software Cymdist 8.2 Rev. 3 para que lo utilicen en el desarrollo del trabajo de titulación, el mismo que podrá contribuir para mejorar los sistemas eléctricos de distribución de las empresas eléctricas del país.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

*Documento firmado electrónicamente*

Mgs. Alfredo Ernesto Villacreses Peña  
ADMINISTRADOR UN CNEL EP, ENCARGADO - GYE

Copia:

Señor Ingeniero  
Luis Miguel Bernal Barzallo  
Profesional SIG - GYE

Señor Ingeniero  
Guido Vicente Veintimilla Quezada  
Especialista de Ingeniería y Diseño - GYE

Señor Ingeniero  
Eduardo Enrique Alcivar Zambrano  
Director de Distribución, Encargado - GYE

Señor Ingeniero  
Rafael Jose Enderica Corsiglia  
Lider de Ingeniería y Construcciones - GYE

Dirección: Ciudadela Garzota, sector 3, mz 47 • Guayaquil - Ecuador

Teléfono: 04-380 1900

www.cnelep.gob.ec

emite por Gulpur

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] B. C. d. E. BCE, «Tasas de interés activas efectivas vigentes para el sector financiero privado, público y popular y solidario,» agosto 2019. [En línea].
- [2] Prof. Federico Vasilchuck, 16 mayo 2009. [En línea]. Available: <http://electricista409.blogspot.com/2009/05/>.
- [3] ARCONEL Reg. 005/18, «Regulación No. ARCONEL 005/18,,» 28 diciembre 2018. [En línea]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wpcontent/uploads/downloads/2019/01/Regulacion-de-Calidad-Suscrita.pdf>.
- [4] Google, «Google Map,» [En línea]. Available: <https://www.google.com.ec/maps>.
- [5] Catálogo Electrocables. [En línea]. Available: <https://www.electrocable.com/uploads/catficha/cata-logo-electrocables-2018.pdf>.
- [6] TRANSELCTRIC Parámetros. [En línea]. Available: <https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php/produccion-4/parametros-y-limites>.
- [7] L. D. P. S. M. GE Manual D60. [En línea]. Available: <https://www.gegridsolutions.com/multilin/catalog/d60.htm>.
- [8] R. p. p. d. t. GE Manual T60. [En línea]. Available: <https://www.gegridsolutions.com/products/manuals/t60/t60mansp.pdf>.
- [9] ABB, «Catálogo TPU2000R,» [En línea]. Available: [https://library.e.abb.com/public/004214e7ceb1accec1256e5100720a1f/NEW\\_TPU\\_IB\\_SP.pdf](https://library.e.abb.com/public/004214e7ceb1accec1256e5100720a1f/NEW_TPU_IB_SP.pdf).
- [10] Cooper Manual WE, «Reconectores Cooper Power Systems COOPER Catalogo S280-40-2S.,» [En línea]. Available: [http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280\\_ReclosersControls/S280402S.PDF](http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/280_ReclosersControls/S280402S.PDF).
- [11] S&C Intellirupter, «IntelliRupter PulseCloser Fault Interrupter,» [En línea]. Available: <https://www.yumpu.com/es/document/view/12482940/boletin-descriptivo-766-30s-spanish-13-mb-5>.
- [12] ABB Manual OVR-15. [En línea]. Available: <https://es.scribd.com/doc/290759386/Catalogo-Reconector-Trifasico-ABB-OVR>.
- [13] G. A. R. P. a. C. ABB Manual RER615. [En línea]. Available: [https://library.e.abb.com/public/6d586c1130364a428643cdc5c8cb7180/RER615\\_pg\\_757814\\_ENe.pdf](https://library.e.abb.com/public/6d586c1130364a428643cdc5c8cb7180/RER615_pg_757814_ENe.pdf).

- [14] S&C, «PRACTICAL PULSECLOSER APPLICATIONS,» [En línea]. Available: <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/technical-paper-766-t95.pdf>.
- [15] ARCONEL REg. 004/18, «Regulación No. ARCONEL 004/18,» 22 octubre 2018. [En línea]. Available: <https://www.regulacioneolica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/11/ARCONEL-004-18DISTRIBUCION-Y-COMERCIALIZACION-DE-ENERGIA.pdf>.
- [16] EcuRed, «Redes Eléctricas Inteligentes,» [En línea]. Available: [https://www.ecured.cu/Redes\\_el%C3%A9ctricas\\_inteligentes](https://www.ecured.cu/Redes_el%C3%A9ctricas_inteligentes).
- [17] S&C, «Restaurador por pulso,» [En línea]. Available: <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/boletin-descriptivo-766-30s.pdf>.
- [18] r. SpeedNet. [En línea]. Available: [https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiC0JvepljkAhXtt1kKHR3oAkkQFjAAegQIAhAB&url=https%3A%2F%2Fwww.sandc.com%2Fen%2Fproducts--services%2Fproducts%2Fspeednet-radios%2F&usg=AOvVaw1FMvHXI\\_Li5z3-SD4eFfQo](https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiC0JvepljkAhXtt1kKHR3oAkkQFjAAegQIAhAB&url=https%3A%2F%2Fwww.sandc.com%2Fen%2Fproducts--services%2Fproducts%2Fspeednet-radios%2F&usg=AOvVaw1FMvHXI_Li5z3-SD4eFfQo).
- [19] SIEMENS Manual WITCH RUGGEDCOM, «SWITCH RUGGEDCOM RS900,» [En línea]. Available: <https://w3.siemens.com/mcms/industrial-communication/en/rugged-communication/ruggedcom-portfolio/switches-routers-layer-2/compact-switches/pages/rs900.aspx>.
- [20] Diseño Red radio. [En línea]. Available: <https://studylib.es/doc/8758042/dise%C3%B1ando-un-sistema-de-comunicaci%C3%B3n-para-la-red-inteligente>.
- [21] R. Coudé, «Radio Mobile,» 1988. [En línea]. Available: <http://www.ve2dbe.com/english1.html>.
- [22] S&C IntelliTeam, «IntelliTeam SG Automatic Restoration System,» pp. <https://www.sandc.com/en/products--services/products/intelliteam-sg-automatic-restoration-system/>.
- [23] S&C, «Caso de Estudio 1,» [En línea]. Available: <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/caso-practico-1044-1001s.pdf>.
- [24] S&C, «Caso de Estudio 2,» [En línea]. Available: <https://www.sandc.com/globalassets/sac-electric/documents/sharepoint/documents---all-documents/caso-practico-1044-1002s.pdf>.
- [25] Caso 1044-1002S. [En línea]. Available: [https://www.google.com/search?q=caso+practico+1044-10025&client=firefox-b&sxsrf=ACYBGNQK18CiBjY5RCwKH3Ei0513FC3Anw:1568248583047&tbm=isch&source=iu&ictx=1&fir=9vk5TSQFWg8wtM%253A%252CCOVrmPzxtaorJM%252C\\_&vet=1&usg=AI4\\_-kQyN41-6eoZqmRMMsIOH6cGSp38fQ&sa=X&v](https://www.google.com/search?q=caso+practico+1044-10025&client=firefox-b&sxsrf=ACYBGNQK18CiBjY5RCwKH3Ei0513FC3Anw:1568248583047&tbm=isch&source=iu&ictx=1&fir=9vk5TSQFWg8wtM%253A%252CCOVrmPzxtaorJM%252C_&vet=1&usg=AI4_-kQyN41-6eoZqmRMMsIOH6cGSp38fQ&sa=X&v).