



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“PLAN DE MANTENIMIENTO PARA SISTEMAS ELÉCTRICOS DE
DISTRIBUCIÓN CENTRADO EN CONFIABILIDAD”

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del Título de:

MAGISTER EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

FRANCISCO XAVIER RODRÍGUEZ VÉLIZ

GUAYAQUIL – ECUADOR

AÑO: 2019

DEDICATORIA

El presente trabajo lo dedico a Dios, a mis padres, mi esposa, mis hermanos, mis compañeros de labores y mis compañeros de estudio, por sus bendiciones y apoyo incondicional para alcanzar esta meta.

.

AGRADECIMIENTOS

Mi más sincero agradecimiento al PhD. Cristóbal Mera, por su apoyo incondicional como tutor y director de esta tesis y a mis compañeros de labores por su colaboración, de manera especial al Ing. Gustavo Morales Márquez y al Ms. C. Martín Coronel.

.

TRIBUNAL DE EVALUACIÓN

Ph. D. César Martín
SUBDECANO DE LA FIEC

Ph. D. Cristóbal Mera
DIRECTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Ms. C. Johnny Rengifo
MIEMBRO PRINCIPAL DEL TRIBUNAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; doy mi consentimiento para que la ESPOOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

.....
Francisco Xavier Rodríguez Véliz

RESUMEN

Año tras año, las Empresas de Distribución Eléctricas deben planificar actividades de mantenimiento que permitan sostener la funcionalidad y por ende la disponibilidad del sistema eléctrico dentro de niveles exigidos y monitoreados por organismos de control a través de índices de confiabilidad. Esta planificación, traducida en un Plan de Mantenimiento Anual (PMA), muchas veces no incluye actividades que se enfoquen en sostener la funcionalidad de los principales elementos, que, en caso de fallar, puedan afectar la disponibilidad de la totalidad o de la mayor parte del sistema, y más bien, se dirigen hacia actividades que en realidad presentan poco impacto en lo que busca conseguir el propio plan.

En el presente trabajo se describe y desarrolla una propuesta para la determinación de un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para un Sistema de Distribución Eléctrico, de acuerdo con la metodología RCM (Reliability Centered Maintenance), con el fin de calcular los costos que significan las interrupciones de servicio provocadas por eventos de falla en algunos de los elementos que conforman este tipo de sistema.

Mediante análisis estadísticos, se determinan los elementos del Sistema Eléctrico que presentan fallas con mayor frecuencia, así como los tiempos de interrupción de estas fallas. Con este análisis, en conjunto con la metodología RCM descrita en el presente trabajo, se determinan los costos de interrupción, información que se toma como base para el análisis de confiabilidad que permite encontrar los componentes críticos del sistema, estos son, los que en caso de fallar, provoquen mayor afectación a la confiabilidad del sistema.

Con la determinación de los componentes críticos, se detallan las estrategias de mantenimiento que permitan reducir las fallas en estos componentes, y mediante un análisis costo beneficio, se determina la estrategia óptima que se convierte en la base del Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.

Finalmente, con la aplicación del Plan obtenido para el Sistema eléctrico del distrito Aurora Vía Salitre, se determina una mejora sustentable de los índices de confiabilidad del Sistema.

Palabras Clave: RCM, Plan de Mantenimiento, Costo de Interrupción, Confiabilidad

ABSTRACT

Year after year, the Electric Distribution Companies must plan maintenance activities that allow to maintain the functionality and therefore the availability of the electrical system within the levels required and monitored by control agencies through reliability indices. This planning, translated into an Annual Maintenance Plan (PMA), often does not include activities that focus on sustaining the functionality of the main elements, which, in case of failure, may affect the availability of all or most of the system, and rather, they are directed towards activities that actually have little impact on what the plan itself seeks to achieve.

This paper describes and develops a proposal for the determination of a Reliability Centered Maintenance Plan for an Electric Distribution System, in accordance with the RCM (Reliability Centered Maintenance) methodology, in order to calculate the costs that mean service interruptions caused by failure events in some of the elements that make up this type of system.

By means of statistical analyzes, the elements of the Electrical System that present faults with greater frequency are determined, as well as the interruption times of these faults. With this analysis, in conjunction with the RCM methodology described in this work, interruption costs are determined, information that is taken as the basis for the reliability analysis that allows to find the critical components of the system, these are, which in case If they fail, they cause a greater impact on the reliability of the system.

With the determination of the critical components, the maintenance strategies that allow to reduce the failures in these components are detailed, and through a cost-benefit analysis, the optimal strategy that becomes the basis of the Reliability Centered Maintenance Plan is determined.

Finally, with the application of the Plan obtained for the Aurora Vía Salitre District Electric System, a sustainable improvement of the System's reliability indices is determined.

Keywords: RCM, Maintenance Plan, Interruption Cost, Reliability

INDICE GENERAL

RESUMEN	I
<i>ABSTRACT</i>	III
INDICE GENERAL.....	V
ABREVIATURAS	XIII
SIMBOLOGÍA	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XV
ÍNDICE DE TABLAS	XX
CAPITULO 1.....	1
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Descripción del Problema	1
1.2. Objetivos.....	3
1.2.1. Objetivo General.....	3
1.2.2. Objetivos Especificos.....	3
1.3. Marco Teórico.....	4
1.3.1. Descripción del Sistema Eléctrico de Distribución.....	4
1.3.1.1. Sistema Eléctrico de Distribución de CNEL EP	8
1.3.1.2. Sistema Eléctrico de Distribución de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas - Los Ríos.....	12
1.3.1.3. Sistema Eléctrico de Distribución de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas - Los Ríos - Distrito Aurora - Vía Salitre ...	19
1.3.1.3.1. Descripción de las Líneas de Subtransmisión de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas - Los Ríos - Distrito Aurora - Vía Salitre.....	19

1.3.1.3.2. Descripción de las Subestaciones de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas - Los Ríos - Distrito Aurora - Vía Salitre	22
1.3.2. Mantenimiento en Sistemas Eléctricos de Distribución	33
1.3.2.1. Tipos de Actividades de Mantenimiento	37
1.3.2.1.1. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.....	38
1.3.2.1.2. MANTENIMIENTO PREVENTIVO.....	38
1.3.2.1.3. MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	39
1.3.2.1.4. MANTENIMIENTO MODIFICATIVO.....	40
1.3.2.2. Actividades de Mantenimiento Líneas de Subtransmisión...	43
1.3.2.3. Actividades de Mantenimiento en Subestaciones.....	44
1.3.2.4. Actividades de Mantenimiento en Alimentadores	45
1.3.3. Enfoques en la Planeación del Mantenimiento.....	47
1.3.3.1. Enfoque hacia las acciones de Mantenimiento.....	47
1.3.3.2. Enfoque hacia la Organización Táctica del Mantenimiento .	50
1.3.3.3. Enfoque integral Logístico de Creación de una estrategia de Mantenimiento	51
1.3.3.4. Enfoque hacia las habilidades y competencias del Mantenimiento	53
1.3.3.5. Enfoque hacia la Gestión de Activos	54
1.3.4. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).....	56
1.3.4.1. Propuesta de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad .	57
1.3.5. Propuesta de Enfoque Integrado de Mantenimiento	62
1.3.5.1. Gestión de La Infraestructura Eléctrica.....	64
1.3.5.2. Gestión del Personal	64

1.3.5.3. Gestión de Vehiculos.....	65
1.3.5.4. Gestión de Herramientas.....	65
1.3.5.5. Gestión de Equipos	65
1.3.5.6. Gestión de Oficinas	66
1.3.5.7. Gestión de Inventarios.....	66
1.3.5.8. Gestión de Órdenes de Trabajo.....	66
1.3.5.9. Gestión de Adquisiciones	66
1.3.5.10. Gestión de Presupuesto	67
1.3.5.11. Gestión de Capacitación.....	67
1.3.5.12. Gestión de Homologación	67
CAPITULO 2.....	69
2. Analisis del Sistema Electrico y Actividades de Mantenimiento	69
2.1. Cálculo de Caída de Voltaje	71
2.1.1. Curvas de Demanda y Voltaje Subestación Villa Club	73
2.1.1.1. Curva de Demanda y Voltaje Principal S/E Villa Club	73
2.1.1.2. Cálculo de caída de voltaje en alimentador La Joya.....	75
2.1.1.3. Cálculo de caída de voltaje en alimentador Villa Club	80
2.1.1.4. Cálculo de caída de voltaje en alimentador Quarzo	85
2.1.1.5. Cálculo de caída de voltaje en alimentador Cosmos	90
2.1.1.6. Cálculo de caída de voltaje en alimentador Villas del Rey ..	95
2.1.2. Resultados de Analisis de Caida de Voltaje en S/E Villa Club	100
2.2. Balance de Alimentadores	101
2.2.1. Curvas de Balance de Corrientes en S/E Villa Club	102
2.2.1.1. Curva de Balance de Corrientes Principal S/E Villa Club ..	103

2.2.1.2. Curva de Demanda y desbalance de corrientes en Alimentador La Joya	104
2.2.1.3. Curva de Demanda y desbalance de corrientes en Alimentador VILLA CLUB	105
2.2.1.4. Curva de Demanda y desbalance de corrientes en Alimentador QUARZO	106
2.2.1.5. Curva de Demanda y desbalance de corrientes en Alimentador COSMOS.....	108
2.2.1.6. Curva de Demanda y desbalance de corrientes en Alimentador VILLAS DEL REY	109
2.3. Sistemas de Protecciones	110
2.3.1. Ajustes de Protecciones de sobrecorriente de la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas	111
2.3.2. Ajustes de Protecciones de sobrecorriente en S/E Villa Club .	113
2.3.2.1. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador La Joya	115
2.3.2.2. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador Villa Club	117
2.3.2.3. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador Quarzo	119
2.3.2.4. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador Cosmos	121
2.3.2.5. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador Villas del Rey.....	123
2.3.2.6. Capacidad de Interrupción de equipos en cabecera de alimentadores versus corrientes de cortocircuito.....	125
2.3.2.7. Coordinación de protecciones reconectador – fusible en alimentadores de la S/E VILLA CLUB	125

2.4. Cargas/Consumidores	131
2.4.1. Densidad de carga en alimentador La Joya	131
2.4.2. Densidad de carga en alimentador Villa Club.....	135
2.4.3. Densidad de carga en alimentador Quarzo	138
2.4.4. Densidad de carga en alimentador Cosmos.....	142
2.4.5. Densidad de carga en alimentador Villas del Rey	145
2.4.6. Resultados de Análisis de Cargas/Consumidores en Subestación Villa Club.....	148
2.5. Información Estadística de las Interrupciones	149
2.5.1. Registro de Interrupciones por su Duración	150
2.5.2. Registro de Interrupciones por su origen.....	151
2.5.3. Registro de Interrupciones por su causa	152
2.5.4. Registro de tiempos de Interrupción.....	154
2.5.5. Cálculo de tasa de falla (λ) por alimentador	154
2.6. Costos de Actividades de Mantenimiento en el Sistema Eléctrico	155
2.7. Analisis de Actividades de Mantenimiento en el Sistema Eléctrico	165
CAPITULO 3.....	175
3. Analisis de Datos - Caso La Aurora - Vía Salitre	175
3.1. Diagrama Unifilar del Sistema para implementacion RCM	176
3.2. Priorización de Puntos de carga del Sistema Eléctrico	183
3.3. Priorización de elementos reparables del Sistema	184
3.4. Priorización de elementos reparables del Sistema	186
3.5. Requerimientos de recursos para el proceso de mantenimiento ...	187
3.6. Indices de Confiabilidad Historicos y Esperados	192

3.6.1. Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión Línea Quinto Guayas.....	193
3.6.2. Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación Villa Club.....	193
3.6.3. Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador La Joya	194
3.6.4. Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador VILLA CLUB.....	194
3.6.5. Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador QUARZO.....	195
3.6.6. Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador COSMOS	195
3.6.7. Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador VILLAS DEL REY.....	196
3.6.8. Resultados de índices de Confiabilidad históricos de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentadores	196
3.6.9. Índices de Confiabilidad esperados en Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentadores. Distrito Aurora Vía Salitre ..	197
CAPITULO 4.....	199
4. Mantenimiento Centrado Confiabilidad - Caso La Aurora - Vía Salitre ..	199
4.1. Tipos de falla y sus efectos en el Sistema	200
4.2. Determinación de Componentes Críticos del Sistema. RCM	227
4.3. Determinación de Actividades de mantenimiento asociadas a Componentes Críticos del Sistema. RCM	231
4.4. Estrategias de Mantenimiento para los componentes críticos del Sistema	242

4.5. Análisis Costo-Beneficio de las estrategias de Mantenimiento para los componentes críticos del Sistema	249
4.6. Selección de la estrategia óptima de mantenimiento	251
4.6.1. Aplicación de Plan de mantenimiento para el Sistema de Distribución eléctrico del distrito Aurora Vía Salitre Centrado en la Confiabilidad	255
4.6.2. Resultados de Aplicación de Plan de mantenimiento para el Sistema de Distribución eléctrico del distrito Aurora Vía Salitre Centrado en la Confiabilidad.....	269
CONCLUSIONES	271
RECOMENDACIONES	276
BIBLIOGRAFIA	

ABREVIATURAS

ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
ASTM	American Society for Testing and Materials
ANSI	American National Standards Institute
NEMA	National Electrical Manufacturers Association
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CELEC	Corporación Eléctrica del Ecuador
RCM	Reliability Centered Maintenance
PMA	Plan de Mantenimiento Anual

SIMBOLOGÍA

Km	Kilometro
V	Voltio
A	Amperio
KW	Kilowatio
h	Hora
KWh	Kilovatio-hora

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Componentes Principales del Sistema de Distribución.....	5
Figura 1.2. Frecuencia de Mantenimientos por Empresa de Distribución.....	7
Figura 1.3. Area de Concesion a cargo de CNEL EP	8
Figura 1.4. Unidades de Negocio (UN) que conforman CNEL EP	9
Figura 1.5. Principal Infraestructura eléctrica de CNEL EP	11
Figura 1.6. Frecuencia de Mantenimientos por cada Unidad de Negocio.....	12
Figura 1.7. Participación de las Empresas distribuidoras	12
Figura 1.8. División de la Infraestructura Eléctrica de CNEL EP UN GLR....	14
Figura 1.9. Diagrama Unifilar de las líneas de Subtransmisión del Distrito Aurora – Vía Salitre.....	20
Figura 1.20. Niveles y categorías del mantenimiento bajo enfoque sistémico	34
Figura 1.21. Tipos de Actividades de Mantenimiento	37
Figura 1.22. Técnica RCM	57
Figura 2.1. Cobertura del Distrito Aurora – Vía Salitre.....	70
Figura 2.2. Estudio de caída de voltaje y balance en alimentador La Joya. Programa CYME. Año 2018.....	76
Figura 2.3. Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador LA JOYA. Año 2018.....	78
Figura 2.4. Perfil de Voltaje por fase en Alimentador La Joya. Año 2018.....	79
Figura 2.5. Estudio de caída de voltaje y balance en alimentador Villa Club. Programa CYME. Año 2018.....	81
Figura 2.6. Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador VILLA CLUB. Año 2018	83
Figura 2.7. Perfil de Voltaje por fase en Alimentador VILLA CLUB. Año 2018	84

Figura 2.8. Estudio de caída de voltaje y balance en alimentador Quarzo. Programa CYME. Año 2018.....	86
Figura 2.9. Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador QUARZO. Año 2018.....	88
Figura 2.10. Perfil de Voltaje por fase en Alimentador QUARZO. Año 2018	89
Figura 2.11. Estudio de caída de voltaje y balance en alimentador Cosmos. Programa CYME. Año 2018.....	91
Figura 2.12. Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador COSMOS. Año 2018.....	93
Figura 2.13. Perfil de Voltaje por fase en Alimentador COSMOS. Año 2018	94
Figura 2.14. Estudio de caída de voltaje y balance en alimentador Villas del Rey. Programa CYME. Año 2018	96
Figura 2.15. Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador VILLAS DEL REY. Año 2018	98
Figura 2.16. Perfil de Voltaje por fase en Alimentador VILLAS DEL REY. Año 2018.....	99
Figura 2.17. Ajuste de Protecciones de Sobrecorriente en L S/T Quinto Guayas de S/E CELEC-PASCUALES.....	112
Figura 2.18. Diagrama Unifilar de S/E CELEC-PASCUALES.....	113
Figura 2.19. Diagrama Unifilar de S/E VILLA CLUB.	115
Figura 2.20. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	116
Figura 2.21. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador VILLA CLUB de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	118
Figura 2.22. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador QUARZO de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	120
Figura 2.23. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador COSMOS de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	122
Figura 2.24. Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador VILLAS DEL REY de S/E VILLA CLUB. Año 2018.	124

Figura 2.25. Corrientes de cortocircuito calculadas en Nodo 20.2.3. Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	128
Figura 2.26. Resultado de Coordinación Reconector de Cabecera – Fusible 80 A en Nodo 20.2.3. Alimentador LA JOYA. Año 2018.....	129
Figura 2.27. Curva de Coordinación de Protecciones. Coordinación Reconector - Fusibles 80 A. Alimentador LA JOYA. Año 2018.....	130
Figura 2.28. Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	134
Figura 2.29. Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador VILLA CLUB de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	137
Figura 2.30. Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador QUARZO de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	141
Figura 2.31. Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador COSMOS de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	144
Figura 2.32. Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador VILLAS DEL REY de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	147
Figura 2.33. Cantidad de eventos con interrupción de servicio por Alimentador, según su duración.....	151
Figura 2.34. Cantidad de eventos con interrupción de servicio por Alimentador, según su origen... ..	152
Figura 2.35. Cantidad de eventos con interrupción de servicio por Alimentador, según su causa.....	153
Figura 2.36. Ejecución de presupuesto de Mantenimiento CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017....	166
Figura 2.37. Ejecución de actividades de Mantenimiento en Subtransmisión. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017....	166
Figura 2.38. Ejecución de actividades de Mantenimiento en Distribución. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.....	167
Figura 2.39. Ejecución de actividades de Mantenimiento en Subestaciones. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017....	167

Figura 2.40. Ejecución total de actividades de Mantenimiento. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.....	168
Figura 2.41. Actividades de Mantenimiento Subtransmisión. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.....	169
Figura 2.42. Actividades de Mantenimiento Subestaciones. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.....	171
Figura 2.43. Actividades de Mantenimiento Redes de Distribución. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.....	173
Figura 3.1. Diagrama de bloques de un Sistema de Distribución para implementación de RCM.....	176
Figura 3.2. Diagrama unifilar de la línea de Subtransmisión Quinto Guayas para estudios eléctricos.....	177
Figura 3.3. Diagrama de bloques de la línea de Subtransmisión Quinto Guayas para implementación de RCM.....	177
Figura 3.4. Diagrama unifilar de la Subestación VILLA CLUB para estudios eléctricos.....	178
Figura 3.5. Diagrama de bloques de la Subestación VILLA CLUB para implementación de RCM.....	179
Figura 3.6. Diagrama unifilar de alimentadores de la S/E VILLA CLUB para estudios eléctricos.....	180
Figura 3.7. Diagrama de bloques de los alimentadores de la Subestación VILLA CLUB para implementación de RCM.....	181
Figura 3.8. Cálculo de confiabilidad de Línea de Subtransmisión Quinto Guayas para implementación de RCM. Año 2018.....	193
Figura 3.9. Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación Villa Club para implementación de RCM. Año 2018.....	193
Figura 3.10. Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador La Joya para RCM. Año 2018.....	194
Figura 3.11. Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador Villa Club para RCM. Año 2018.....	194

Figura 3.12. Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador QUARZO para RCM. Año 2018.....	195
Figura 3.13. Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador COSMOS para RCM. Año 2018.....	195
Figura 3.14. Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador VILLAS DEL REY para RCM. Año 2018.....	196
Figura 4.1. Reporte de novedad en Línea de Subtransmisión Quinto Guayas. Intercalación de poste.....	258
Figura 4.2. Trabajo correctivo provisional por Falla en Línea de Subtransmisión Quinto Guayas por no ejecutar intercalación de poste.....	259
Figura 4.3. Reporte de Novedad Termográfica en Subestación Villa Club.....	260
Figura 4.4. Zona de despeje de Vegetación para línea trifásica de Medio Voltaje. Distrito Aurora – Vía Salitre.....	263
Figura 4.5. Modo de Instalación de indicador de falla SEL-AR360.....	264
Figura 4.6. Fecha de Fabricación de Indicadores instalados.....	264
Figura 4.7. Tiempo de reseteo automático de indicador.....	264
Figura 4.8. Tipo de señal luminosa encendida en el indicador cuando sensa una falla permanente.....	265
Figura 4.9. Tipo de señal luminosa encendida en el indicador cuando sensa una falla temporal.....	265
Figura 4.10. Esquema de Instalación de indicadores de Falla en Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB.....	266
Figura 5.1. Costos de Interrupción en Distrito Aurora Vía Salitre. Año 2018.....	273
Figura 5.2. Comparación de ENS Año 2018 y ENS luego de aplicación del Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.....	275

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Empresas Eléctricas de Distribución y Comercialización.....	7
Tabla 1.2. Provincias del Ecuador donde CNEL EP brinda el servicio	9
Tabla 1.3. Clientes por Unidad de Negocio – CNEL EP	10
Tabla 1.4. Detalle de Principal infraestructura eléctrica de CNEL EP	10
Tabla 1.5. Detalle de Principal infraestructura de CNEL EP UN GLR.....	13
Tabla 1.6. Clientes por Sistema – CNEL EP UN GLR	14
Tabla 1.7. Detalle de Subestaciones de CNEL EP UN GLR.....	15
Tabla 1.8. Detalle de Líneas de Subtransmisión de CNEL EP UN GLR.....	16
Tabla 1.9. Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR- Durán Sur.....	16
Tabla 1.10. Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR – Durán Norte.....	17
Tabla 1.11. Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR - Puntilla	17
Tabla 1.12. Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR - Aurora	18
Tabla 1.13. Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR - Samborondón...	18
Tabla 1.14. Característica de L S/T del Distrito Aurora – Vía Salitre	20
Tabla 1.15. Característica de S/E del Distrito Aurora – Vía Salitre	22
Tabla 1.16. Característica de Alimentadores Distrito Aurora – Vía Salitre....	23
Tabla 1.17. Principales elementos Distrito Aurora – Vía Salitre.....	59
Tabla 2.1. Límites para el índice de nivel de voltaje ARCONEL 005/18	71
Tabla 2.2. Límites para el índice de nivel de voltaje CONELEC 004/01	72
Tabla 2.3. Demanda Máxima, Voltajes Mínimos y Máximos en Principal 13,8 KV S/E Villa Club	74
Tabla 2.4. Resistencia de Conductores Aluminio ACSR.....	75
Tabla 2.5. Valores de Distancia y Voltajes por fase en Alimentador La Joya. Año 2018	77
Tabla 2.6. Valores de Distancia y Voltajes por fase en Alimentador Villa Club. Año 2018	82
Tabla 2.7. Valores de Distancia y Voltajes por fase en Alimentador Quarzo. Año 2018	87

Tabla 2.8. Valores de Distancia y Voltajes por fase en Alimentador Cosmos. Año 2018	92
Tabla 2.9. Valores de Distancia y Voltajes por fase en Alimentador Villas del Rey. Año 2018	97
Tabla 2.10. Porcentaje de caída de voltaje en S/E Villa Club. Año 2018....	100
Tabla 2.11. Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Principal 13,8 KV S/E Villa Club. Año 2018.....	103
Tabla 2.12. Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador LA JOYA de S/E Villa Club. Año 2018	105
Tabla 2.13. Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador VILLA CLUB de S/E Villa Club. Año 2018	106
Tabla 2.14. Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador QUARZO de S/E Villa Club. Año 2018	107
Tabla 2.15. Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador COSMOS de S/E Villa Club. Año 2018.....	108
Tabla 2.16. Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador VILLAS DEL TEY de S/E Villa Club. Año 2018.....	108
Tabla 2.17. Ajuste de Protecciones de Sobrecorriente en S/E VILLA CLUB y reconectores de alimentadores.....	114
Tabla 2.18. Comparación entre capacidad de Interrupción de reconectores y corriente de cortocircuito.....	126
Tabla 2.19. Impedancias de Equivalente de Thevenin del SNI en condiciones de máxima generación.....	126
Tabla 2.20. Clasificación de los alimentadores	131
Tabla 2.21. Determinación de Valor TA Alimentador LA JOYA	132
Tabla 2.22. Distribución de carga por fase en Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018.	133
Tabla 2.23. Principales cargas del Alimentador LA JOYA.	135
Tabla 2.24. Distribución de carga por fase en Alimentador VILLA CLUB de S/E VILLA CLUB. Año 2018.	136

Tabla 2.25. Determinación de Valor TA Alimentador VILLA CLUB.....	138
Tabla 2.26. Principales cargas del Alimentador VILLA CLUB.....	138
Tabla 2.27. Determinación de Valor TA Alimentador QUARZO.....	139
Tabla 2.28. Principales cargas del Alimentador QUARZO.....	139
Tabla 2.29. Distribución de carga por fase en Alimentador QUARZO de S/E VILLA CLUB. Año 2018.	140
Tabla 2.30. Determinación de Valor TA Alimentador COSMOS	142
Tabla 2.31. Distribución de carga por fase en Alimentador COSMOS de S/E VILLA CLUB. Año 2018.	143
Tabla 2.32. Principales cargas del Alimentador COSMOS.	145
Tabla 2.33. Determinación de Valor TA Alimentador VILLAS DEL REY.....	145
Tabla 2.34. Distribución de carga por fase en Alimentador VILLAS DEL REY de S/E VILLA CLUB. Año 2018.....	146
Tabla 2.35. Principales cargas del Alimentador VILLAS DEL REY.....	148
Tabla 2.36. Porcentaje de caída de voltaje en S/E Villa Club.	148
Tabla 2.37. Número de Eventos con interrupción de servicio por Alimentador, según su causa. Año 2018.	153
Tabla 2.38. Tiempo fuera de servicio en horas por línea de Subtransmisión, Subestación o alimentador. Año 2018.	154
Tabla 2.39. Tasa de falla (λ) por Subsistema. Año 2018.	155
Tabla 2.40. PRECIOS UNITARIOS PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION. Año 2018.	156
Tabla 2.41. Actividades de Mantenimiento en Líneas de Subtransmisión ejecutadas en CNEL EP UN GLR. Año 2017.	168
Tabla 2.42. Actividades de Mantenimiento en Subestaciones ejecutadas en CNEL EP UN GLR. Año 2017.....	170
Tabla 2.43. Actividades de Mantenimiento en Alimentadores de Distribución ejecutadas en CNEL EP Guayas – Los Ríos. Año 2017.....	172
Tabla 3.1. Costo de energía No Suministrada por tipo de consumidor.....	183

Tabla 3.2. Priorización de puntos de carga del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre para implementación de RCM.	184
Tabla 3.3. Priorización de elementos reparables del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre para implementación de RCM.	185
Tabla 3.4. Índices de fallas de los subsistemas del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre. Año 2018	186
Tabla 3.5. Índices de fallas de los elementos de los Subsistemas del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre. Año 2018.....	187
Tabla 3.6. Requerimientos de recursos para el Proceso de Mantenimiento del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre. Año 2018.....	189
Tabla 3.7. Calculo de indicadores de confiabilidad Histórico del Sistema de Distribución Distrito Aurora – Vía Salitre. Año 2018.....	196
Tabla 3.8. Comparación de Indicadores de confiabilidad del Sistema de Distribución Distrito Aurora – Vía Salitre y EPRI. Año 2018	197
Tabla 4.1. Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Línea de Subtransmisión	201
Tabla 4.2. Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación	209
Tabla 4.3. Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Alimentador	219
Tabla 4.4. Componentes Críticos Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM	228
Tabla 4.5. Componente Crítico #1. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018	232
Tabla 4.6. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #1	232
Tabla 4.7. Componente Crítico #2. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018.....	233
Tabla 4.8. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #2	233

Tabla 4.9. Componente Crítico #3. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018	234
Tabla 4.10. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #3	234
Tabla 4.11. Componente Crítico #4. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018	235
Tabla 4.12. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #4	235
Tabla 4.13. Componente Crítico #5. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018	236
Tabla 4.14. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #5	236
Tabla 4.15. Componente Crítico #6. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018	237
Tabla 4.16. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #6	237
Tabla 4.17. Componente Crítico #7. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018	238
Tabla 4.18. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #7	238
Tabla 4.19. Componente Crítico #8. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018	239
Tabla 4.20. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #8	239
Tabla 4.21. Componente Crítico #9. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018	240
Tabla 4.22. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #9	240
Tabla 4.23. Componente Crítico #10. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018	241

Tabla 4.24. Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #10.....	241
Tabla 4.25. Resumen de Componentes Críticos en Distrito Aurora Vía Salitre previo a selección de estrategias de mantenimiento	243
Tabla 4.26. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 1	245
Tabla 4.27. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 2	245
Tabla 4.28. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 3	246
Tabla 4.29. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 4	246
Tabla 4.30. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 5	247
Tabla 4.31. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 6	247
Tabla 4.32. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 7	247
Tabla 4.33. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 8	248
Tabla 4.34. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 9	248
Tabla 4.35. Estrategias de mantenimiento para componente crítico 10	248
Tabla 4.36. Análisis Costo Beneficio de las Estrategias de mantenimiento para los componentes críticos del sistema	250
Tabla 4.37. Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para el Distrito Aurora – Vía Salitre de CNEL EP Guayas – Los Ríos	252
Tabla 4.38. Aplicación de Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Línea Subtransmisión Quinto Guayas	257
Tabla 4.39. Aplicación de Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Subestación Villa Club	261
Tabla 4.40. Aplicación de Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Alimentador La Joya	268
Tabla 4.41. Índices de Confiabilidad luego de aplicación de PLAN RCM. Tiempo de Interrupción	269
Tabla 4.42. Índices de Confiabilidad luego de aplicación de PLAN RCM. Tasa de falla	269
Tabla 4.43. Índices de Confiabilidad luego de aplicación de PLAN RCM. Energía No Suministrada	270

Tabla 4.44. Indicadores de confiabilidad determinado luego de aplicación PLAN RCM	270
Tabla 5.1. Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad Distrito Aurora – Vía Salitre. Año 2018	274

CAPITULO I

1. Introducción

Con el progreso de la civilización acaecido por el avance tecnológico en todo nivel, se ha establecido el uso de la electricidad como fuente de energía primaria de muchos procesos.

Es tanta la relevancia de la energía eléctrica, que una interrupción del servicio eléctrico puede significar millones de dólares en pérdidas tanto para el sector público como para el privado dentro de la economía de un país por la paralización de procesos productivos. En este sentido, las empresas encargadas de la Distribución de Energía Eléctrica deben cumplir con parámetros cada vez más exigentes de confiabilidad del servicio que brindan.

Dos de los pilares fundamentales para asegurar la disponibilidad en todo momento de un sistema eléctrico son la confiabilidad y el mantenimiento, por lo que visualizar estos dos ámbitos de manera individual, puede tener como consecuencia que la aparente mejora de uno de estos pilares produzca que el otro empeore.

Adicionalmente, la limitante de recursos que tienen las Empresas de Distribución restringe las actividades que se pueden ejecutar para mejorar tanto la confiabilidad como el mantenimiento del sistema eléctrico, haciendo necesario optimizar el uso de estos recursos.

1.1 Descripción del problema

Año tras año, las Empresas de Distribución deben planificar actividades de mantenimiento que permitan sostener la funcionalidad y por ende la disponibilidad del sistema eléctrico dentro de niveles exigidos y monitoreados por organismos de control a través de

índices de confiabilidad. Esta planificación, traducida en un Plan de Mantenimiento Anual (PMA), muchas veces no incluye actividades que se enfoquen en sostener la funcionalidad de los principales elementos, que, en caso de fallar, puedan afectar la disponibilidad de la totalidad o de la mayor parte del sistema, y más bien, se dirigen hacia actividades que en realidad **presentan poco impacto** en lo que busca conseguir el propio plan.

En el presente trabajo se analiza una propuesta para la determinación de un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para un Sistema de Distribución Eléctrico, de acuerdo con la metodología RCM (Reliability Centered Maintenance) por sus siglas en inglés.

Se plantea una aplicación de la propuesta en el Sistema de Distribución de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos, específicamente en el Distrito Aurora – Vía Salitre, por lo que en el Capítulo I se describirá la composición de este sistema. Adicionalmente, en este capítulo se describirán las principales actividades de mantenimiento que se realizan en los sistemas de Distribución, se realizará una descripción de los diferentes enfoques del mantenimiento y la introducción a la metodología RCM.

En el Capítulo II se estudia el desempeño actual del Sistema a través de diferentes análisis como Caída de Voltaje, Balance de Cargas, Protecciones, Consumidores, Estadística de Interrupciones, Costos de Actividades de Mantenimiento y efecto de actividades de Mantenimiento ejecutadas. En el mencionado capítulo, se determinará porque se escoge el Distrito Aurora – Vía Salitre para la aplicación de la propuesta planteada.

En el capítulo III se realiza el análisis de los datos requeridos para visualizar un sistema eléctrico desde el punto de vista de la

Confiabilidad, determinándose las cargas que afectarían en mayor medida los indicadores en caso de sufrir alguna interrupción de servicio y los elementos que podrían provocar mayores impactos en la disponibilidad del servicio, en caso de sufrir alguna falla. En este capítulo también se detallan los índices de fallas de los diferentes elementos del sistema y los recursos requeridos para un plan de Mantenimiento centrado en índices de confiabilidad históricos y esperados.

En el capítulo IV, se determinan los componentes críticos del sistema mediante la metodología del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. También se detallan los tipos de falla que pueden tener estos componentes críticos y el impacto en la confiabilidad del sistema. Luego de este análisis, se determinan las actividades de mantenimiento que se asocian a estos componentes críticos y a los tipos de fallas, las estrategias disponibles para ejecutar estas actividades, un análisis costo beneficio de cada estrategia y finalmente, se selecciona la estrategia óptima de mantenimiento para este sistema.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Determinar una estrategia de Mantenimiento óptima centrada en la confiabilidad considerando las condiciones particulares de un Sistema eléctrico de Distribución.

1.2.2 Objetivos Específicos

Analizar la situación actual del Sistema Eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos en el distrito La Aurora – Vía Salitre y las actividades de mantenimiento que actualmente se realizan.

Proponer el Plan de Mantenimiento Anual del Sistema Eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos en el distrito La Aurora – Vía Salitre centrándolo en la confiabilidad de dicho sistema.

1.3 Marco Teórico

1.3.1 Descripción del Sistema Eléctrico de Distribución

Con el fin de contextualizar el presente trabajo dentro del marco del Sistema Eléctrico ecuatoriano, se utilizan a continuación, los conceptos de la teoría eléctrica de manera general, para describir el sistema de distribución eléctrico ecuatoriano.

El sistema eléctrico de distribución es el punto culminante de un sistema de potencia, ya que tiene la función primordial de recibir la potencia que viene desde los puntos de generación a través del sistema de transmisión, para que pueda ser evacuada y distribuida a la mayoría de las cargas, las cuales por lo general se encuentran dispersas en grandes territorios. Así pues, la generación se realiza en grandes bloques concentrados en plantas de gran capacidad y la distribución en grandes territorios con cargas de diversas magnitudes. Por esta razón, el sistema de distribución es la parte más compleja del sistema de potencia.

La definición clásica de un sistema de distribución, desde el punto de vista de la ingeniería eléctrica, incluye lo siguiente;

- a) Subestación principal de potencia,
- b) Sistema de subtransmisión,
- c) Subestación de distribución,
- d) Alimentadores primarios,
- e) Transformadores de distribución,
- f) Redes secundarias y servicios.

Estos elementos son válidos para cualquier tipo de cargas, tanto en redes aéreas como en las subterráneas.

La figura 1.1 muestra los componentes principales del sistema de potencia y del sistema de distribución.

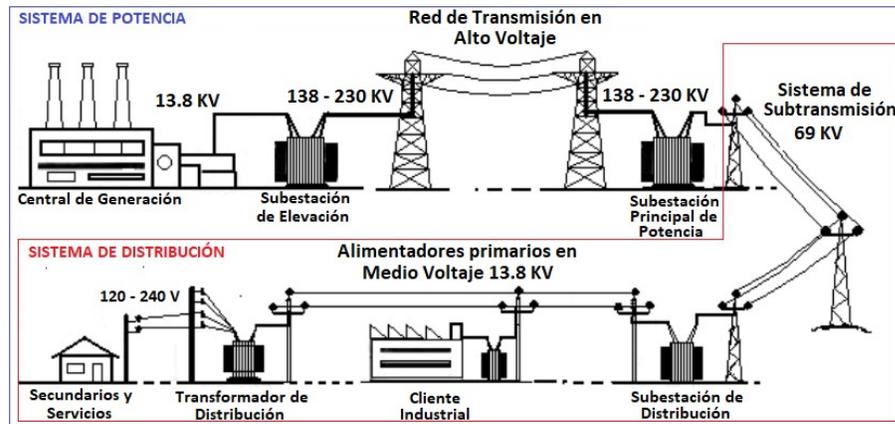


Figura 1.1: Componentes principales del sistema de distribución

Las funciones de los elementos de un sistema de distribución, a los cuales se les conoce en su conjunto como infraestructura eléctrica, son:

a) **Subestación principal de potencia.** Ésta recibe la potencia de la Red de transmisión y la transforma al voltaje de subtransmisión. Los voltajes de transmisión pueden ser de 230 KV y mayores, pero actualmente en el Ecuador se lleva a cabo la construcción de un sistema de transmisión de 500 KV por lo que existen subestaciones de distribución que se están adecuando a ese nivel de voltaje adicional a las existentes de 230 KV. La potencia de la subestación principal es normalmente de cientos de MW.

b) **Sistema de subtransmisión.** Son las líneas que salen de la subestación (SE) principal para alimentar a las SE de distribución. Las tensiones de subtransmisión en el Sistema Eléctrico ecuatoriano son de 69 KV y menos, aunque ya 138 KV puede considerarse también como subtransmisión. El sistema de subtransmisión tiene normalmente potencias de cientos de megawatts.

c) **Subestación de distribución.** Se encarga de recibir la potencia de los circuitos de subtransmisión y de transformarla al voltaje de los alimentadores primarios. Sus niveles de voltaje en el lado primario van desde 69 KV hasta 138 KV. Maneja potencias de decenas de MW, por ejemplo, bancos de transformadores de 60 o 75 MVA.

d) **Alimentador primario.** Son los circuitos que salen de las SE de distribución y llevan el flujo de potencia hasta los transformadores de distribución. La potencia de los alimentadores depende del voltaje de distribución (2.4 a 34.5 KV), pero puede ser entre 2 y 8 MW.

e) **Transformador de distribución.** Reduce el voltaje del alimentador primario al voltaje de utilización del usuario. Los voltajes de utilización comunes son de 440 V y de 220 V entre fases. Los transformadores de distribución para poste tienen potencias normalizadas de hasta 300 KVA y los de redes de subterráneas de hasta 750 KVA; en edificios grandes existen transformadores del orden de 2000 KVA.

f) **Redes Secundarias y servicios.** Distribuyen la energía del secundario del transformador de distribución a los usuarios o servicios. Las potencias van desde 5 hasta 300 KVA en redes aéreas y hasta 750 KVA y más en redes subterráneas.

Como se explicará en el numeral 1.3.2, el mantenimiento del sistema eléctrico ecuatoriano se gestiona por parte de dos grandes grupos de empresas estatales. CELEC EP - TRANSELECTRIC es la principal empresa encargada en el ámbito de la Generación y Transmisión y en lo referente a la Distribución y comercialización, en el mercado eléctrico ecuatoriano existen 9 empresas siendo la principal empresa la Corporación Nacional de Electricidad Empresa Pública CNEL EP.

Tabla 1.1 Empresas Eléctricas de Distribución y Comercialización

Empresa de Distribución y comercialización	Naturaleza Jurídica
CNEL EP	Pública
E. E. Regional Centro Sur	Sociedad Anónima
E. E. Regional Norte	Sociedad Anónima
E. E. Regional Sur	Sociedad Anónima
E. E. Ambato Regional Centro Norte	Sociedad Anónima
E. E. Azogues	Sociedad Anónima
E. E. Provincial Cotopaxi	Sociedad Anónima
E. E. Quito	Sociedad Anónima
E. E. Riobamba	Sociedad Anónima

Fuente: Informe Anual 2017 – Operador Nacional de Electricidad - CENACE

En el presente trabajo, uno de los parámetros que se ha usado para escoger que Empresa de Distribución del Ecuador se va a analizar, es la cantidad de actividades de mantenimiento que ejecutan dentro de su PMA. En este sentido, es importante indicar que de acuerdo con los datos proporcionados dentro del Informe Anual 2017 del CENACE, se reportaron 814 mantenimientos ejecutados en la totalidad del sistema de Distribución eléctrico ecuatoriano, esto es, en las nueve (9) empresas de Distribución, de los cuales 652 (80,10%) corresponden a la CNEL EP y el restante 19,90% a los otros participantes.

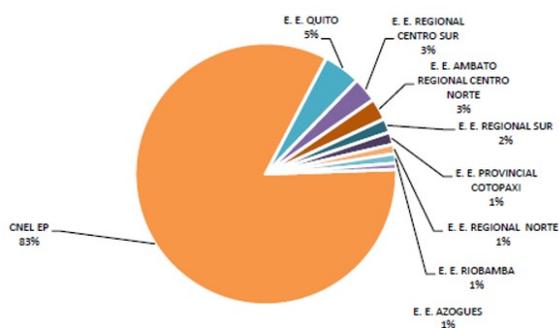


Figura 1.2: Frecuencia de Mantenimientos por Empresa de Distribución. Año 2017

De acuerdo con estos datos, en una primera instancia se realizará la descripción del sistema eléctrico de distribución de la CNEL EP.

1.3.1.1 Sistema Eléctrico de Distribución de CNEL EP

En el año 2018, el área de prestación de servicio asignada a la Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP abarca una superficie de 115.877,60 km², equivalente al 44,50% de los 256.423 km² del área total del Ecuador.

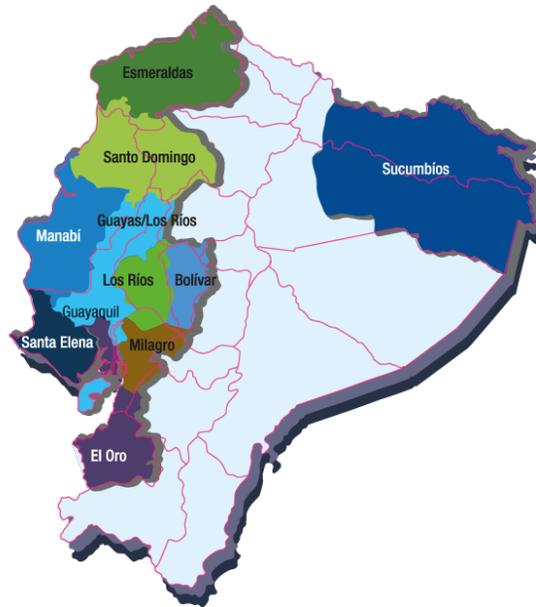


Figura 1.3: Área de concesión a cargo de CNEL EP

La CNEL EP está conformada por once unidades de Negocio: Bolívar, El Oro, Esmeraldas, Guayaquil, Guayas – Los Ríos, Los Ríos, Manabí, Milagro, Santa Elena, Santo Domingo y Sucumbíos. Cada Unidad de Negocio (UN) tiene un sistema Eléctrico de Distribución regional cuyas actividades de operación y mantenimiento son planificadas y ejecutadas de forma independiente de las otras, a través de las Direcciones de Distribución de cada una de ellas, pero siguiendo directrices generales emitidas desde una Gerencia de Distribución ubicada en las oficinas centrales de CNEL EP en la ciudad de Guayaquil.

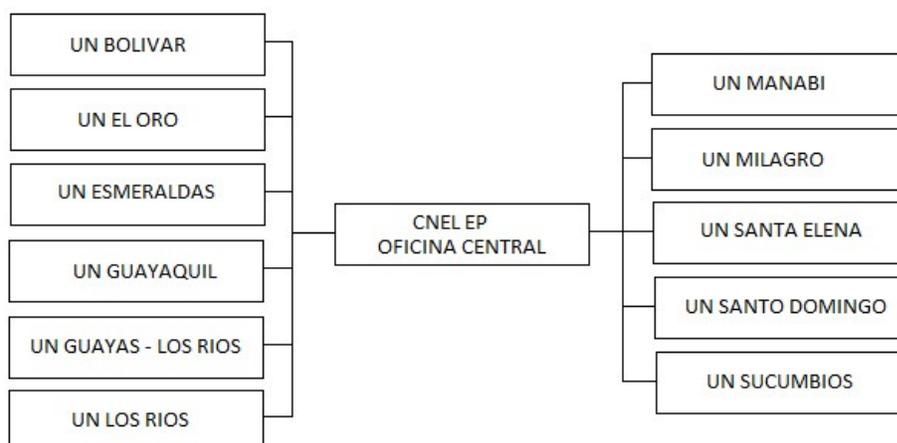


Figura 1.4: Unidades de Negocio (UN) que conforman CNEL EP

En la tabla 1.2 se indica en detalle, las provincias de Ecuador a las que da servicio cada Unidad de Negocio de CNEL EP:

Tabla 1.2 Provincias del Ecuador donde CNEL EP brinda el Servicio

UNIDAD DE NEGOCIO	Provincias servidas
UN Bolívar	Guayas (0,02%), Los Ríos (2,4%), Bolívar (96,92%), Cotopaxi (0,37%), Chimborazo (1,74%), Tungurahua (3,00%)
UN El Oro	El Oro (97,29%), guayas (4,34%), Azuay (5,13%), Loja (0,96%)
UN Esmeraldas	Esmeraldas (93,16%), Manabí (0,2%), Carchi (0,08%), Pichincha (2,0%), Zona no delimitada (42,30%)
UN Guayaquil	Guayas (8,71%)
UN Guayas Los Ríos	Guayas (43,67%), Los Ríos (37,04%), Manabí (4,03%), Cotopaxi (0,38%), Santo Domingo de los Tsáchilas (0,024%), Zona no delimitada (43,3%), Santa Elena (0,0005%).
UN Los Ríos	Los Ríos (52,09%), Guayas (0,86%), Bolívar (0,64%), Cotopaxi (0,28%)
UN Manabí	Guayas (1,95%), Manabí (59,33%), Santa Elena (0,014)
UN Milagro	Guayas (27,43%), Los Ríos (2,22%), Azuay (0,34%), Bolívar (1,74%), Cañar (3,01%), Chimborazo (0,30%), Zona no delimitada (47,87%)
UN Santa Elena	Guayas (11,61%), Manabí (0,008%), Santa Elena (99,88%)
UN Santo Domingo	Esmeraldas (5,52%), Los Ríos (5,07%), Manabí (36,52%), Cotopaxi (4,65%), Pichincha (9,89%), Santo Domingo (99,98%), Zona no delimitada (73,9%)
UN Sucumbíos	Orellana (95,4%), Sucumbíos (84,5%), Napo (15%), Pastaza (0,12%)

Fuente: Informe Rendición de Cuentas 2018 – CNEL EP

La CNEL EP al cierre del año 2018 contaba con 2'545.304 clientes, lo que representa el 49,20% del total de clientes de las empresas distribuidoras a nivel nacional.

Tabla 1.3 Clientes por Unidad de Negocio – CNEL EP

UNIDAD DE NEGOCIO	CLIENTES	%
UN Bolívar	65.514	2,57%
UN El Oro	255.233	10,03%
UN Esmeraldas	132.563	5,21%
UN Guayaquil	702.588	27,60%
UN Guayas Los Ríos	344.547	13,54%
UN Los Ríos	126.367	4,96%
UN Manabí	317.252	12,46%
UN Milagro	144.390	5,67%
UN Santa Elena	121.477	4,77%
UN Santo Domingo	239.802	9,42%
UN Sucumbíos	95.571	3,75%

Fuente: Informe Rendición de Cuentas 2018 – CNEL EP

La infraestructura eléctrica del Sistema Eléctrico de Distribución de la CNEL EP se detalla en la tabla 1.4:

Tabla 1.4 Detalle de Principal infraestructura eléctrica de CNEL EP

ETAPA FUNCIONAL	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA
SUBTRANSMISION	213 subestaciones 69/13,8 kV
	3.464 km de líneas de 69 kV.
DISTRIBUCION	800 alimentadores primarios
	55.530 km de redes de distribución de media tensión
	186.402 transformadores de distribución
	38.679 km de redes de baja tensión
COMERCIALIZACION	731.998 luminarias de alumbrado público
	2'536.456 medidores: convencionales 2'392.238 e inteligentes 144.218
	2'187.910 acometidas

Fuente: Informe Rendición de Cuentas 2018 – CNEL EP



Figura 1.5: Principal Infraestructura eléctrica de CNEL EP

Como se indicó en párrafos anteriores, cada Unidad de Negocio que conforma la CNEL EP planifica y ejecuta actividades de operación y mantenimiento de manera individual, lo que significa que cada una de estas unidades cuenta con un Plan de Mantenimiento Anual (PMA) para su particular infraestructura eléctrica. Por tanto, se hace necesario enmarcar el presente trabajo en la infraestructura eléctrica de una de estas Unidades.

Similar al criterio por el que se ha escogido describir de manera general el sistema eléctrico de distribución de la CNEL EP, dentro del Informe Anual 2017 del CENACE, se establece que la Unidad de Negocio Guayas Los Ríos de la CNEL EP registra el mayor número de mantenimientos: 33,13% (216).



Figura 1.6: Frecuencia de Mantenimientos por cada Unidad de Negocio de la CNEL EP. Año 2017

De acuerdo con estos datos, a continuación se realizará la descripción del sistema eléctrico de distribución de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos.

1.3.1.2 Sistema Eléctrico de Distribución de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos

Como se muestra en la Tabla 1.3, la Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos (UN GLR) es la segunda con más clientes dentro de la CNEL EP, superada solo por la Unidad de Negocio Guayaquil (UN GYE). A nivel de la demanda de Energía Eléctrica del Ecuador, se ubica en la tercera posición, luego de la UN GYE y de la Empresa Eléctrica Quito.

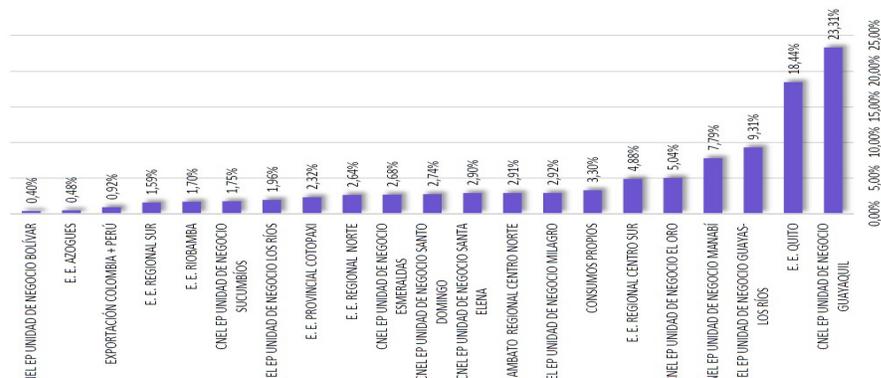


Figura 1.7: Participación de las Empresas distribuidoras, consumos propios y exportaciones en la Demanda de Energía. Año 2017

Tabla 1.5 Detalle de Principal infraestructura eléctrica de CNEL EP UN GLR

ETAPA FUNCIONAL	INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA
SUBTRANSMISION	33 subestaciones 69/13,8 kV
	390,7 km de líneas en 69 kV.
DISTRIBUCION	116 alimentadores primarios
	7.626 km de redes de distribución de media tensión
	28.473 transformadores de distribución
	12.792 km de redes de baja tensión
	94.220 luminarias de alumbrado público
	319.232 acometidas

Fuente: Informe Rendición de Cuentas 2018 – CNEL EP

Por su extensión, la infraestructura eléctrica de CNEL EP UN GLR se divide en tres Sistemas eléctricos, con cierto grado de autonomía administrativa y operativa, pero con directrices técnicas emitidas desde la Dirección de Distribución de la Unidad, cuyas oficinas están ubicadas en el Cantón Durán de la Provincia del Guayas.

Los sistemas son: Durán, Daule y Quevedo. Cada sistema se divide en cinco distritos con el fin de optimizar los recursos disponibles como mano de obra, materiales, herramientas, equipos, etc. Los responsables de cada distrito, que en su mayoría son profesionales de ingeniería, generan un Plan de Mantenimiento Anual considerando estos recursos disponibles.

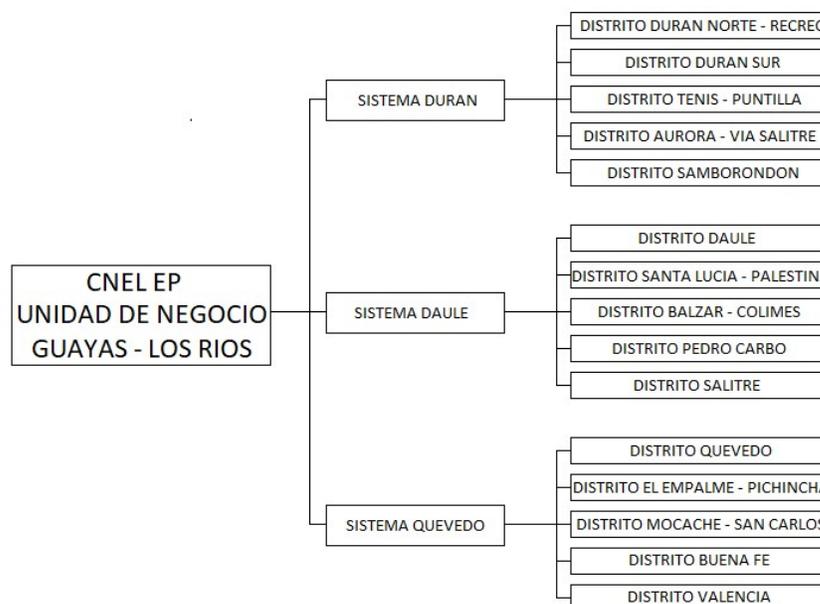


Figura 1.8: División de la Infraestructura Eléctrica de CNEL EP UN GLR en Sistemas y Distritos. Año 2018

Tabla 1.6 Clientes por Sistema – CNEL EP UN GLR

SISTEMA	CLIENTES	%
Durán	134.783	39,12
Daule	96.625	28,04
Quevedo	113.137	32,84

Fuente: Informe Rendición de Cuentas 2018 – CNEL EP

Es necesario indicar que dentro de la Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos, el sistema Durán es el que presenta la mayor cantidad de clientes, por lo cual a continuación se describirá la infraestructura eléctrica de este sistema.

En la tabla 1.7 se detallan las 16 subestaciones de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos en el sistema Durán:

Tabla 1.7 Detalle de Subestaciones de CNEL EP UN GLR – Sistema Durán

Item	Subestación	Potencia Instalada (MVA)	Tipos de Enfriamiento	Número de Transformadores de Potencia
1	Durán Sur	16/20 + 18/24	ONAN/ONAF	2
2	Durán Norte	18/24	ONAN/ONAF	1
3	Saibaba	10/12,5	ONAN/ONAF	1
4	Santa Martha	10/12,5	ONAN/ONAF	1
5	El Recreo	18/24 + 18/24	ONAN/ONAF	2
6	Empacreci	5	ONAN	1
7	La Martina	5/6,25	ONAN/ONAF	1
8	Tennis club	16/20/24 + 10/12,5	ONAN/ONAF/OFAP	2
9	Los Arcos	18/24	ONAN/ONAF	1
10	Manglero	10/12,5	ONAN/ONAF	1
11	Lagos de Batán	12/16	ONAN/ONAF	1
12	Mocolí	10/12,5	ONAN/ONAF	1
13	Ciudad Celeste	16/20	ONAN/ONAF	1
14	Villa Club	24/30	ONAN/ONAF	1
15	Samborondón	10/12,5	ONAN/ONAF	1
16	Cataluña	16/20 + 10/12,5	ONAN/ONAF	2

En la tabla 1.8 se detallan las Líneas de subtransmisión y derivaciones (denominados TAP) que se encuentran dentro del sistema eléctrico Durán de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos.

Como se indicó en párrafos anteriores, el sistema Durán está dividido en cinco distritos. Estos distritos se encuentran delimitados por Subestaciones y alimentadores, por lo que en las tablas siguientes se realiza un detalle general de la conformación de cada distrito del Sistema Durán.

**Tabla 1.8 Detalle de Líneas de Subtransmisión de CNEL EP UN GLR –
Sistema Durán**

ITEM	LÍNEA DE SUBTRANSMISIÓN	km DE RED	TIPO DE CONDUCTOR	NÚMERO DE ESTRUCTURAS
1	LT1	13,62	ACSR 477	213
2	LT2	22,05	ACSR 266,8	166
3	LT3	25,50	ACSR 477	253
4	LT4	19,78	ACSR 477	144
5	DURAN SUR - OMARSA	3,78	ACSR 477	58
6	EL RECREO - SUR PAPEL	7,10	ACSR 477	92
7	TAP VIA TANASA	1,28	ACSR 2/0	20
8	TAP PARQUE DEL ESTE	3,25	ACSR 266,8	42
9	TAP VILLA CLUB	1,21	ACSR 477	18
10	LINEA MILAGRO	40,28	ACSR 477	280
11	LINEA QUINTO GUAYAS	14,74	ACSR 477	131
12	LINEA PASCUALES - DAULE	24,71	ACSR 336,4	211

**Tabla 1.9 Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR: Sistema Durán
Distrito Durán Sur**

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR PRIMARIO	km DE RED	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (TRONCAL)(MW)
DURAN SUR	FERIAS	0,19	12,4
	VIA A TANASA	9,16	12,4
	INDUSTRIAS	5,07	12,4
	COMEDORES	22,55	12,4
	CENTRO DURAN	8,61	12,4
	PRIMAVERA 2	6,59	12,4
SAIBABA	BEAUTYK	0,005	12,4
	CARVAJAL EMPAQUES	0,125	12,4
SANTA MARTHA	TECNOCALIDAD	0,20	7,52
	SANTA MARTHA	16,65	7,52
EMPACRECI	EMPACRECI	0,26	7,52
	PARQUES DEL ESTE	5,72	7,52

**Tabla 1.10 Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR: Sistema Durán
Distrito Durán Norte – El Recreo**

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR PRIMARIO	km DE RED	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (TRONCAL)(MW)
DURAN NORTE	PEÑON DEL RIO	11,59	8,53
	PRIMAVERA 1	8,24	7,52
	FRENO SEGURO	6,40	8,53
	ORAMAS GONZALES	7,99	12,4
EL RECREO	CERRO REDONDO	5,47	12,4
	RECREO 1 - 2	8,94	12,4
	PANORAMA	11,63	12,4
	RECREO 3 - 5	2,59	12,4
	VIA A YAGUACHI	3,06	12,4
	UNA SOLA FUERZA	9,77	7,52
	28 DE AGOSTO	18,63	7,52

**Tabla 1.11_a: Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR: Sistema
Durán Distrito Tennis – Puntilla**

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR PRIMARIO	km DE RED	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (TRONCAL)(MW)
TENIS CLUB	LA PUNTILLA	10,28	12,4
	ENTRE RIOS	5,82	12,4
	LAS RIBERAS	5,82	12,4
	PORTICO DEL RIO	6,53	12,4
	DOS CERRITOS	11,10	12,4
	PUNTILLA MALL	9,71	12,4
	LOS LAGOS	9,23	12,4
LOS ARCOS	LAS TERRAZAS	4,65	12,4
MANGLERO	MANGLERO 2	3,41	8,53
	RIVER PARK	25,42	8,53
	GUAYAQUIL TENNIS	2,65	8,53
	SAN ISIDRO	6,24	8,53
LAGOS DE BATAN	PLAZA LAGO	8,40	12,4
	EL BATAN	0,05	12,4
	LA LAGUNA	12,75	12,4
	MATICES	19,64	12,4
	AIRES DEL BATAN	5,78	12,4

Tabla 1.11_b: Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR: Sistema Durán Distrito Tennis – Puntilla

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR PRIMARIO	km DE RED	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (TRONCAL)(MW)
MOCOLI	PUERTO MOCOLI	0,35	12,4
	BLUE RAY	6,92	12,4
	MOCOLI GOLF CLUB	2,97	12,4
	LINEA AEREA SUR	2,60	12,4
	VISTA INTERIOR	2,60	12,4
	LINEA AEREA NORTE	2,60	12,4
CIUDAD CELESTE	LA MARINA	9,89	12,4
	EL CORTIJO	5,82	12,4

Tabla 1.12 Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR: Sistema Durán Distrito Aurora – Vía Salitre

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR PRIMARIO	km DE RED	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (TRONCAL)(MW)
VILLA CLUB	VILLA CLUB	2,64	12,4
	LA JOYA	5,17	12,4
	COSMOS	13,79	12,4
	QUARZO	18,91	12,4
	VILLAS DEL REY	11,53	12,4
CATALUÑA	MILAN	4,34	12,4
	PALO DE IGUANA	10,46	12,4
	BONATERRA	22,70	12,4

Tabla 1.13 Detalle de Alimentadores CNEL EP UN GLR: Sistema Durán Distrito Samborondón

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR PRIMARIO	km DE RED	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR (TRONCAL)(MW)
SAMBORONDON	LA VIA	33,75	8,53
	LA VICTORIA	7,05	8,53
	SAMBORONDON	4,31	8,53

Dentro del capítulo 2 se realizará un análisis de las interrupciones de servicio con información correspondiente a los eventos de fallas

presentadas en el Sistema Eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos, Sistema Durán.

A continuación se describirá en detalle, la infraestructura eléctrica del Distrito Aurora – Vía Salitre del Sistema Durán de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos.

1.3.1.3 Sistema Eléctrico de Distribución de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos. Distrito Aurora – Vía Salitre

El distrito Aurora – Vía Salitre del Sistema Durán de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos esta delimitado por la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas y las subestaciones Villa Club y Cataluña. Hay una subestación particular construida por los promotores de la Urb. Villas del Rey, denominada S/E Villas del REY, la cual se encuentra en trámites de traspaso para ser transferida a los activos de CNEL EP. Los correspondientes alimentadores de estas subestaciones también se encuentran dentro del distrito.

A continuación se describe cada uno de estos elementos del sistema eléctrico de distribución del Distrito Aurora – Vía Salitre.

1.3.1.3.1 Descripción de las Líneas de Subtransmisión de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos. Distrito Aurora – Vía Salitre

El nivel voltaje de Subtransmisión presente en el Sistema Eléctrico de CNEL EP UN GLR (Distrito Aurora – Vía Salitre) es de 69 KV.

Dentro del distrito Aurora – Vía Salitre se cuenta con la línea de Subtransmisión Quinto Guayas y sus derivaciones hacia las Subestaciones Villas del Rey, Villa Club, Cataluña y El Dorado (Privada). La línea de Subtransmisión Quinto Guayas parte de la

Subestación PASCUALES perteneciente a CELEC TRANSELECTRIC.



Figura 1.9: Diagrama Unifilar de las líneas de Subtransmisión del Distrito Aurora – Vía Salitre

Tabla 1.14: Característica de L S/T del Distrito Aurora – Vía Salitre

Línea de Subtransmisión	Longitud de línea (Km)	Estructuras	Subestación	Carga Estimada (MW)	Carga Total (MW)
Quinto Guayas	14,74	131	Villas del Rey	6,68	41,12
			Villa Club	21,92	
			El Dorado	4,00	
			Cataluña	8,52	

La línea de Subtransmisión Quinto Guayas parte desde la Subestación PASCUALES, propiedad de CELEC - TRANSELECTRIC, la cual se encuentra ubicada en el Km 13.5 de la Vía a Daule, Cantón Guayaquil, pasa por la parroquia Pascuales hasta el puente Villa Italia Pascuales y recorre la Av. León Febres Cordero de la parroquia La Aurora del Cantón Daule hasta interconectarse con la salida LT1 de la Subestación DOS CERRITOS, también propiedad de CELEC - TRANSELECTRIC. El recorrido de la línea de Subtransmisión se muestra en la siguiente figura:

RECORRIDO LST QUINTO GUAYAS



19/8/2019 12:59:25

Líneas

-  Override 1
-  Override 2

Áreas

-  Override 1

1.3.1.3.2 Descripción de las Subestaciones de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos. Distrito Aurora – Vía Salitre

El nivel voltaje de operación de las subestaciones del distrito Aurora – Vía Salitre es de 69/13.8 KV.

Dentro del distrito Aurora – Vía Salitre se cuenta con dos Subestaciones a cargo de CNEL EP: Villa Club y Cataluña y una subestación construida por promotores de la Urbanización Villas del Rey que está en etapa de traspaso a la empresa de distribución, todas se energizan desde la línea de Subtransmisión Quinto Guayas. Existe también una subestación privada: EL DORADO que también se alimenta de la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas. A continuación, se muestran las características principales de las subestaciones propiedad de CNEL EP en el mencionado distrito:

Tabla 1.15_a: Característica de S/E del Distrito Aurora – Vía Salitre

Subestación	Marca	Origen	Serie	Año de Fabricación
Villa Club	TEKSA	CHINA	T130201-1	04/2013
Cataluña	TRAFO	BRASIL	XA2107A001	2009
	NINGBO	CHINA	229131201	02/2014
Villas del Rey	SHENDA	CHINA	CK130863	09/2013

Tabla 1.15_b: Característica de S/E del Distrito Aurora – Vía Salitre

Subestación	Potencia MVA	Voltaje	TAP	Conexión
Villa Club	24/30	69/13,8	3	Dyn1
Cataluña	10/12,5	69/13,8	3	Dyn1
	16/20	69/13,8	2	Dyn1
Villas del Rey	16/20	69/13,8	2	Dyn1

1.3.1.3.3 Descripción de los Alimentadores de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos. Distrito Aurora – Vía Salitre

El nivel voltaje de operación de los alimentadores del distrito Aurora – Vía Salitre es de 13.8 KV 3F / 7.96 KV 1F.

Dentro del distrito Aurora – Vía Salitre se cuenta con ocho alimentadores que parten de las subestaciones Villas del Rey, Villa Club y Cataluña. A continuación, se muestran las características principales de los alimentadores en el distrito Aurora – Vía Salitre:

Tabla 1.16: Característica de Alimentadores Distrito Aurora – Vía Salitre

Subestación	Transformador de Potencia	Alimentador	Estructuras	Km de Línea Trifásica	Carga Estimada (MW)	Carga Total (MW)
Villas del Rey	16/20 MVA	Plaza Tía	1.369	9,96	6,68	6,68
Villa Club	24/30 MVA	Villa Club	1.479	6,00	3,27	19,40
		La Joya	1.740	13,76	6,43	
		Quarzo	1.408	10,2	6,04	
		Cosmos	707	7,17	3,66	
		Villas del Rey	1.369	9,96	-	
Cataluña	10/12,5 MVA	Milán	650	4,27	0,87	8,52
		Bonaterria	2.905	30,69	6,22	
		Palo de Iguana	1.618	10,36	1,43	

Los alimentadores que parten de la Subestación Villa Club son cinco: Alimentador Villa Club, Alimentador La Joya, Alimentador Cosmos, Alimentador Quarzo y Alimentador Villa del Rey. Los alimentadores de las Subestación Cataluña son tres: alimentador Bonaterria, alimentador Milán y alimentador Palo de Iguana. El alimentador Plaza Tía de la Subestación Villas del Rey tiene el mismo recorrido e infraestructura que el alimentador Villas del Rey de la Subestación Villa Club. Estos alimentadores recorren en su mayoría zonas urbanas. Dentro del capítulo 2 se realizada un análisis de cargas y consumidores por cada alimentador. A continuación se muestran los recorridos de cada uno de estos alimentadores:

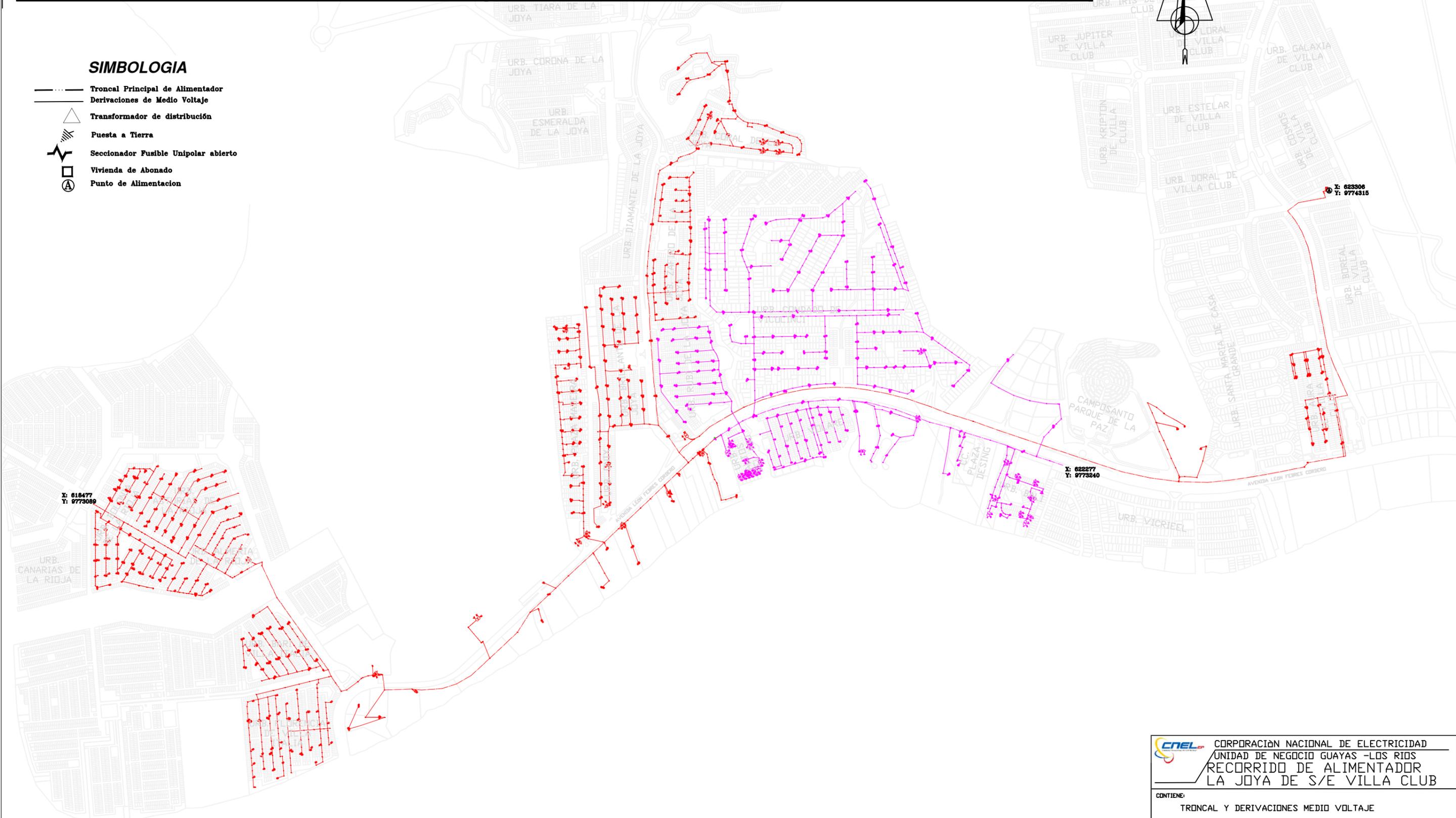


TRONCAL Y DERIVACIONES DE MEDIO VOLTAJE



SIMBOLOGIA

-  Troncal Principal de Alimentador
-  Derivaciones de Medio Voltaje
-  Transformador de distribución
-  Puesta a Tierra
-  Seccionador Fusible Unipolar abierto
-  Vivienda de Abonado
-  Punto de Alimentacion



 CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS RECORRIDO DE ALIMENTADOR LA JOYA DE S/E VILLA CLUB			
CONTIENE: TRONCAL Y DERIVACIONES MEDIO VOLTAJE			
SISTEMA: DURAN		DISTRITO: AURORA-VIA SALTIRE	
DISEÑO Y RESP. TÉCNICA	APROBACIÓN	ESCALA: 1:14.000	LAMINA: 1/1
Ing. Francisco Rodríguez	Ing. Gerardo Guevara	FECHA: JULIO/2019	DIBUJO: FXRV



CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP
UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS

PUNTO DE ALIMENTACIÓN
Reconector de cabecera en S/E VILLA CLUB

SISTEMA:
DURÁN

PLANO:
RECORRIDO DE ALIMENTADOR VILLA CLUB DE S/E VILLA CLUB

SUBESTACIÓN:
S/E VILLA CLUB

CAPACIDAD:
24/30 MVA

FECHA:
JULIO/2019

TRONCAL Y DERIVACIONES DE MEDIO VOLTAJE



SIMBOLOGIA

-  Troncal Principal de Alimentador
-  Derivaciones de Medio Voltaje
-  Transformador de distribución
-  Puesta a Tierra
-  Seccionador Fusible o tipo barra
-  Vivienda de Abonado
-  Punto de Alimentación

X: 621433
Y: 9775924

X: 623305
Y: 9774317



			
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS RECORRIDO DE ALIMENTADOR VILLA CLUB DE S/E VILLA CLUB			
CONTIENE: TRONCAL Y DERIVACIONES MEDIO VOLTAJE			
SISTEMA: DURAN		DISTRITO: AURORA-VIA SALITRE	
DISEÑO Y RESP. TÉCNICA: Ing. Francisco Rodríguez		APROBACIÓN: Ing. Gerardo Guevara	
ESCALA: 1:8.000		LAMINA: 1/1	
FECHA: JULIO/2019		DIBUJO: FXRV	



TRONCAL Y DERIVACIONES DE MEDIO VOLTAJE



SIMBOLOGIA

- Troncal Principal de Alimentador
- Derivaciones de Medio Voltaje
- Transformador de distribución
- Puesta a Tierra
- Seccionador Fusible Unipolar abierto
- Vivienda de Abonado
- Punto de Alimentacion

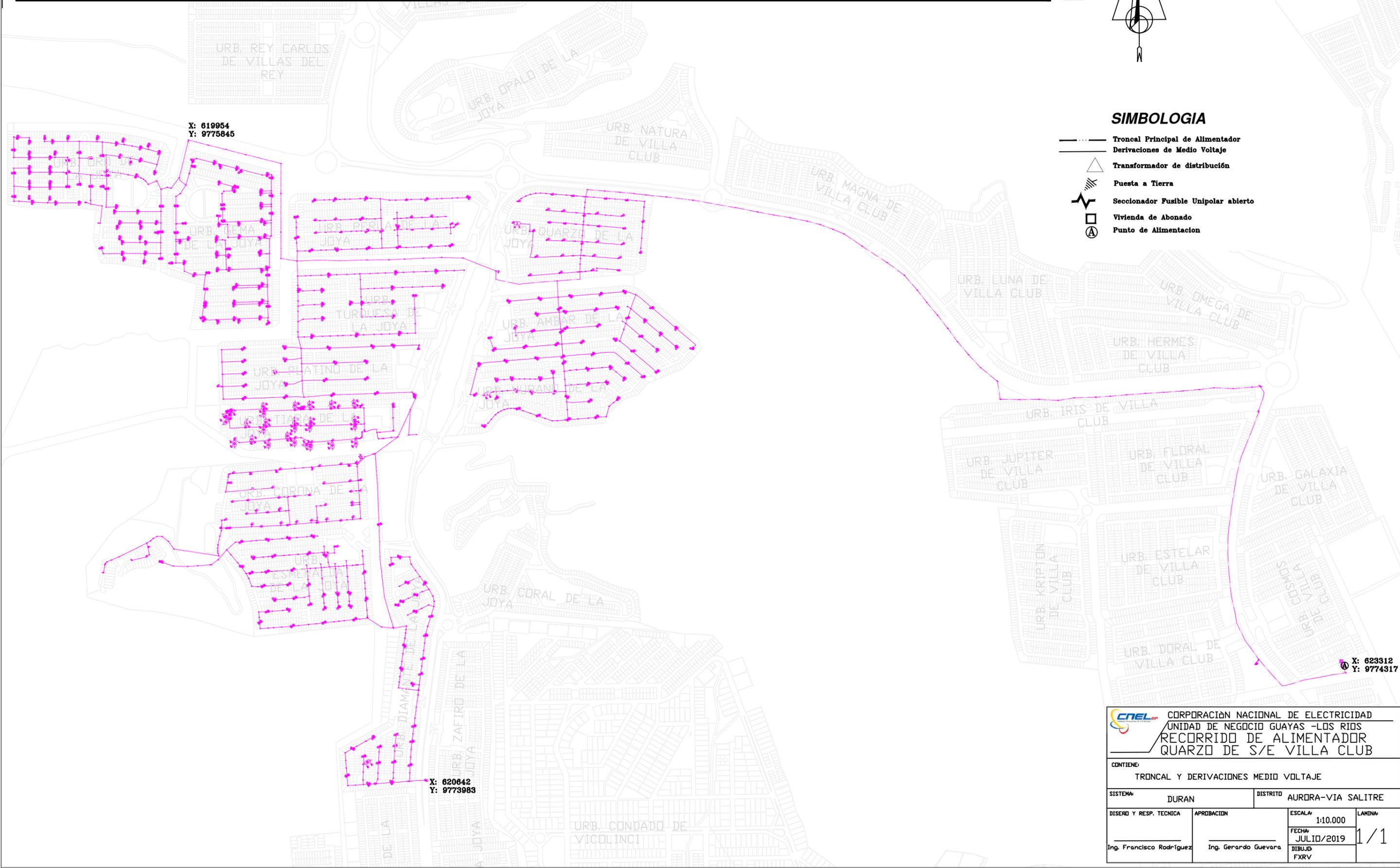
X: 619954
Y: 9775845

X: 623312
Y: 9774317

X: 620642
Y: 9773983

CNEL CORPORATION NACIONAL DE ELECTRICIDAD
UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS
RECORRIDO DE ALIMENTADOR
QUARZO DE S/E VILLA CLUB

CONTIENE: TRONCAL Y DERIVACIONES MEDIO VOLTAJE		SISTEMA: DURAN		DISTRITO AURORA-VIA SALITRE	
DISEÑO Y RESP. TECNICA Ing. Francisco Rodríguez	APROBACION Ing. Gerardo Guevara	ESCALA: 1:10.000	FECHA: JULIO/2019	LAMINA: 1 / 1	
		DIBUJÓ: FXRV			





TRONCAL Y DERIVACIONES DE MEDIO VOLTAJE



SIMBOLOGIA

-  Troncal Principal de Alimentador
-  Derivaciones de Medio Voltaje Aereas
-  Transformador de distribución
-  Puesta a Tierra
-  Seccionador Fusible Unipolar abierto
-  Vivienda de Abonado
-  Punto de Alimentacion



X: 625064
Y: 9772679

			
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS RECORRIDO DE ALIMENTADOR COSMOS DE S/E VILLA CLUB			
CONTIENE: TRONCAL Y DERIVACIONES MEDIO VOLTAJE			
SISTEMA: DURAN		DISTRITO AURORA-VIA SALITRE	
DISEÑO Y RESP. TÉCNICA	APROBACION	ESCALA: 1:10.000	LAMINA: 1/1
Ing. Francisco Rodríguez	Ing. Gerardo Guevara	FECHA: JULIO/2019	
		DIBUJÓ: FXRV	



CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP
UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS

PUNTO DE ALIMENTACIÓN
Reconector de cabecera en S/E VILLA CLUB

SISTEMA:
DURÁN

PLANO:
RECORRIDO DE ALIMENTADOR VILLAS DEL REY DE S/E VILLA CLUB

SUBESTACIÓN:
S/E VILLA CLUB

CAPACIDAD:
24/30 MVA

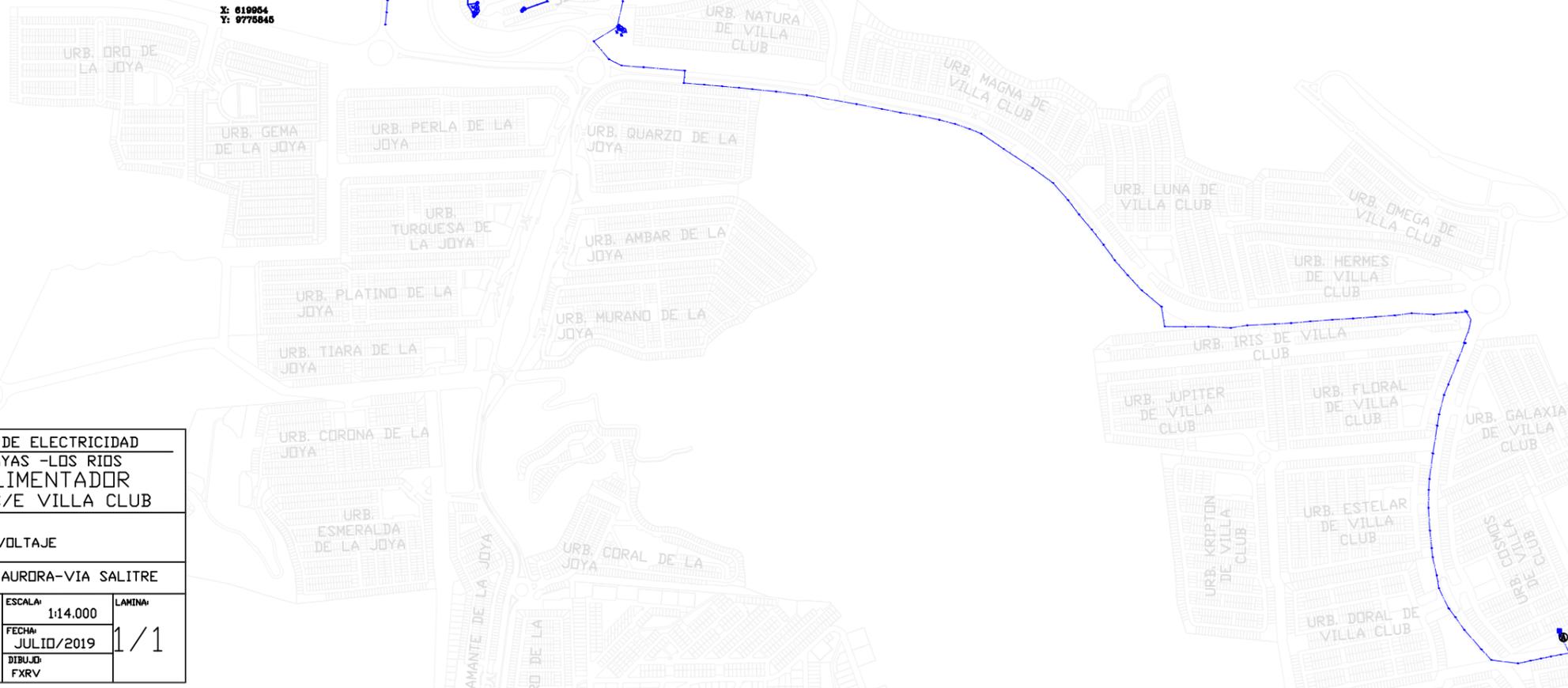
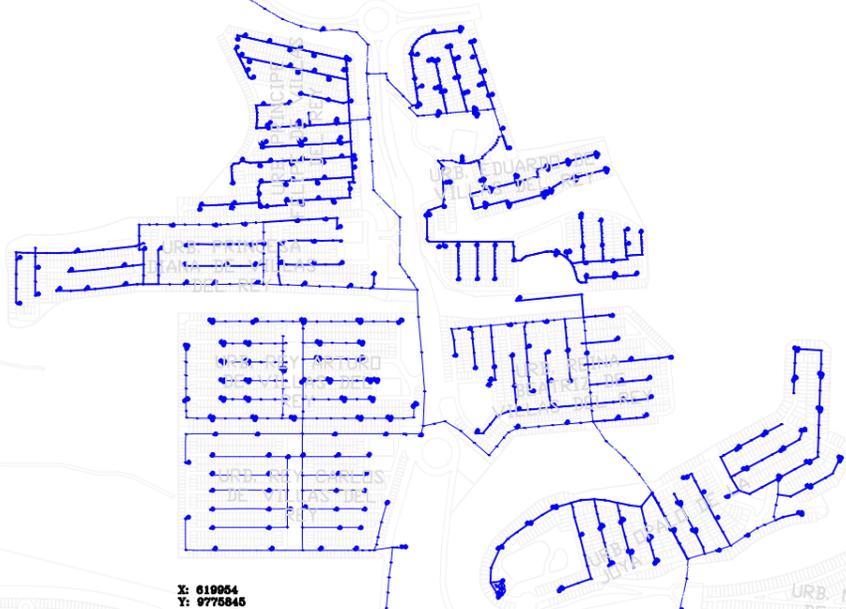
FECHA:
JULIO/2019

TRONCAL Y DERIVACIONES DE MEDIO VOLTAJE



SIMBOLOGIA

- Troncal Principal de Alimentador
- Derivaciones de Medio Voltaje
- Transformador de distribución
- Puesta a Tierra
- Seccionador Fusible o tipo barra
- Vivienda de Abonado
- Punto de Alimentación



CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS
**RECORRIDO DE ALIMENTADOR
VILLAS DEL REY DE S/E VILLA CLUB**

CONTIENE: TRONCAL Y DERIVACIONES MEDIO VOLTAJE			
SISTEMA: DURAN		DISTRITO: AURORA-VIA SALITRE	
DISEÑO Y RESP. TÉCNICA	APROBACIÓN	ESCALA: 1:14.000	LAMINA: 1/1
Ing. Francisco Rodríguez	Ing. Gerardo Guevara	FECHA: JULIO/2019	
		DIBUJO: FXRV	



CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP
UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS

PUNTO DE ALIMENTACIÓN
Reconector de cabecera en S/E CATALUNA

SISTEMA:
DURÁN

PLANO:
RECORRIDO DE ALIMENTADOR BONATERRA DE S/E CATALUNA

SUBESTACIÓN:
S/E CATALUNA

CAPACIDAD:
10/12.5 MVA

FECHA:
JULIO/2019

TRONCAL Y DERIVACIONES DE MEDIO VOLTAJE



SIMBOLOGIA

- Troncal Principal de Alimentador
- Derivaciones de Medio Voltaje
- Transformador de distribución
- Puesta a Tierra
- Seccionador Fusible o tipo barra
- Vivienda de Abonado
- Punto de Alimentación



CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS RECORRIDO DE ALIMENTADOR BONATERRA DE S/E CATALUNA			
CONTIENE: TRONCAL Y DERIVACIONES MEDIO VOLTAJE			
SISTEMA: DURAN		DISTRITO: AURORA-VIA SALITRE	
DISEÑO Y RESP. TÉCNICA Ing. Francisco Rodríguez	APROBACIÓN Ing. Gerardo Guevara	ESCALA: 1:25.000 FECHA: JULIO/2019 DIBUJO: FXRV	LAMINA: 1/1



CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP
UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS

PUNTO DE ALIMENTACIÓN
Reconector de cabecera en S/E CATALUNA

SISTEMA:
DURÁN

PLANO:

RECORRIDO DE ALIMENTADOR PALO DE IGUANA DE S/E CATALUNA

SUBESTACIÓN:
S/E CATALUNA

CAPACIDAD:
10/12.5 MVA

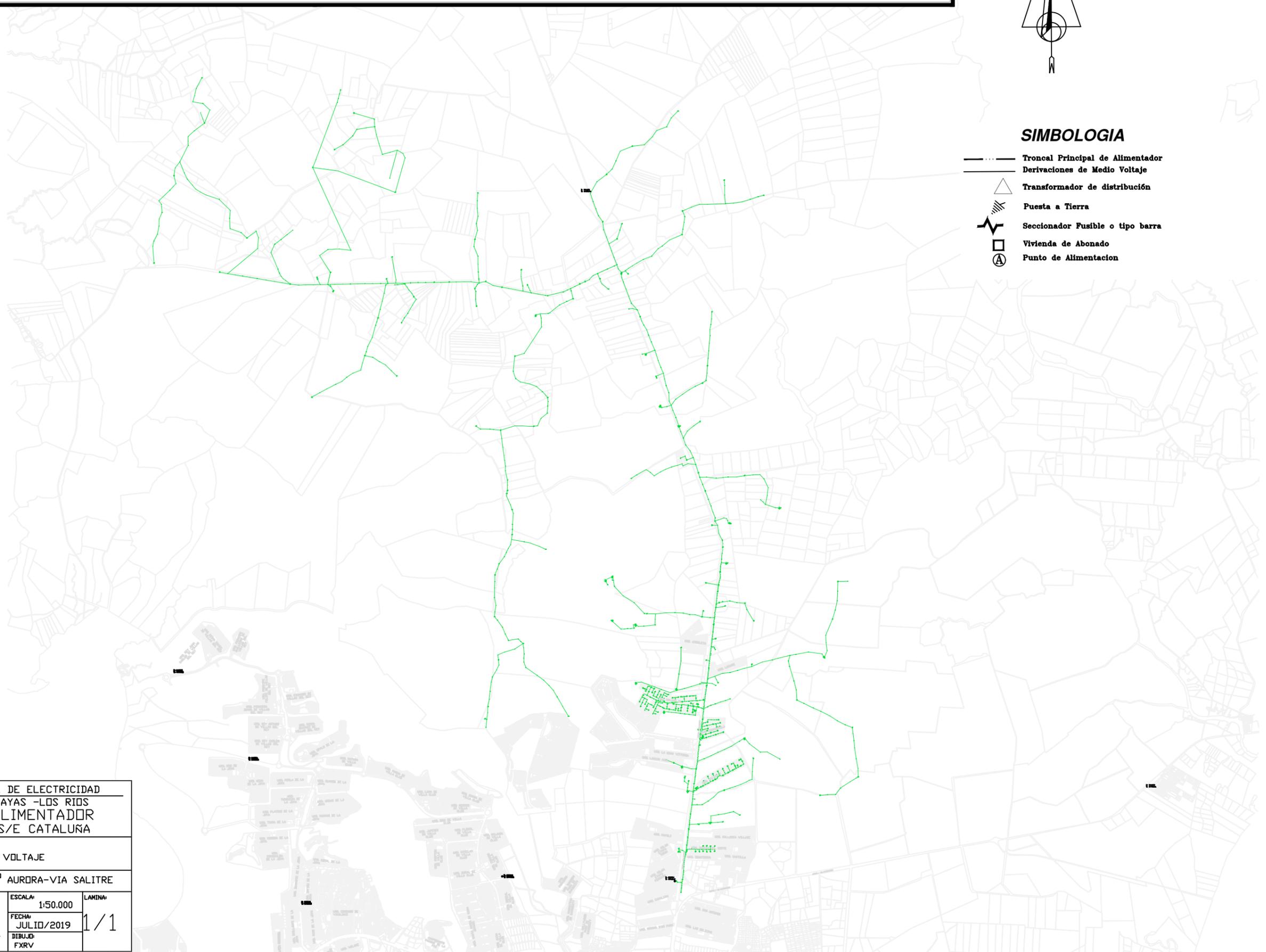
FECHA:
JULIO/2019

TRONCAL Y DERIVACIONES DE MEDIO VOLTAJE



SIMBOLOGIA

-  Troncal Principal de Alimentador
-  Derivaciones de Medio Voltaje
-  Transformador de distribución
-  Puesta a Tierra
-  Seccionador Fusible o tipo barra
-  Vivienda de Abonado
-  Punto de Alimentacion



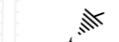
CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS
RECORRIDO DE ALIMENTADOR
PALO DE IGUANA DE S/E CATALUNA

CONTIENE: TRONCAL Y DERIVACIONES MEDIO VOLTAJE			
SISTEMA: DURAN		DISTRITO: AURORA-VIA SALITRE	
DISEÑO Y RESP. TÉCNICA	APROBACION	ESCALA: 1:50.000	LAMINA: 1/1
Ing. Francisco Rodríguez	Ing. Gerardo Guevara	FECHA: JULIO/2019	DIBUJO: FXRV

TRONCAL Y DERIVACIONES DE MEDIO VOLTAJE



SIMBOLOGIA

-  Troncal Principal de Alimentador
-  Derivaciones de Medio Voltaje
-  Transformador de distribución
-  Puesta a Tierra
-  Seccionador Fusible o tipo barra
-  Vivienda de Abonado
-  Punto de Alimentacion



X: 625624
Y: 9774247

<p>CNEL CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS RECORRIDO DE ALIMENTADOR MILAN DE S/E CATALUÑA</p>			
CONTIENE:			
TRONCAL Y DERIVACIONES MEDIO VOLTAJE			
SISTEMA: DURAN		DISTRITO: AURORA-VIA SALITRE	
DISEÑO Y RESP. TÉCNICA:	APROBACIÓN:	ESCALA: 1:5.000	LAMINA: 1/1
Ing. Francisco Rodríguez	Ing. Gerardo Guevara	FECHA: JULIO/2019	DIBUJO: FXRV



CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD CNEL EP
UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS

PUNTO DE ALIMENTACIÓN
Reconector de cabecera en S/E VILLA CLUB

SISTEMA:
DURÁN

PLANO:
RECORRIDO DE ALIMENTADOR VILLAS DEL REY DE S/E VILLA CLUB

SUBESTACIÓN:
S/E VILLA CLUB

CAPACIDAD:
24/30 MVA

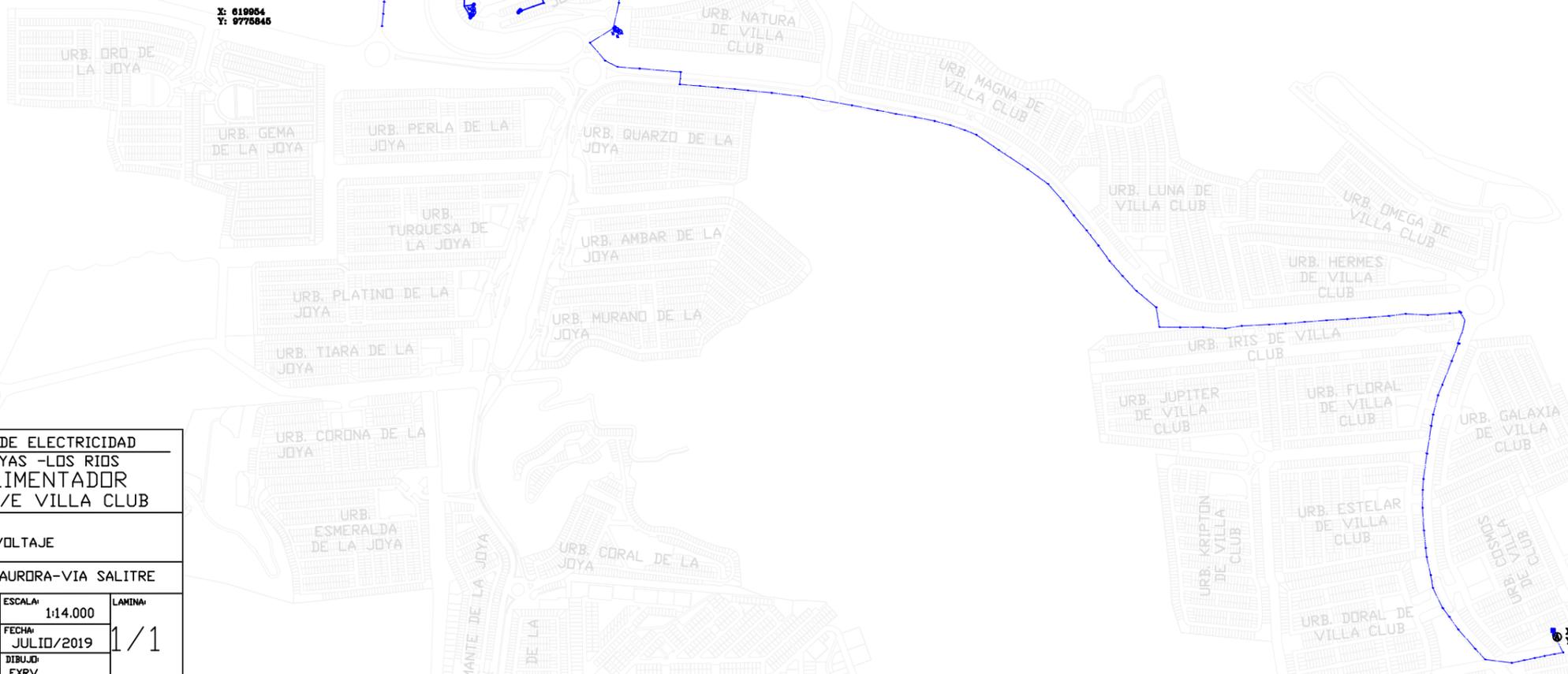
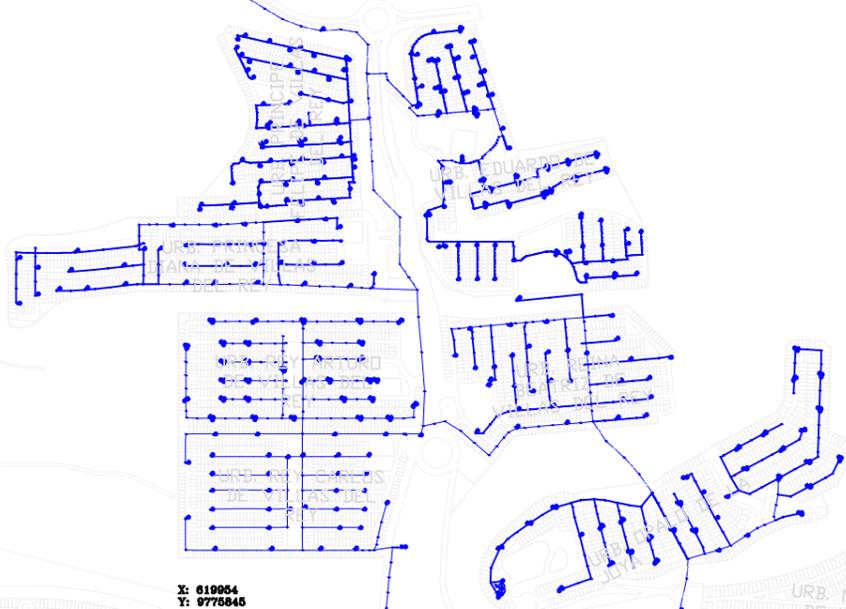
FECHA:
JULIO/2019

TRONCAL Y DERIVACIONES DE MEDIO VOLTAJE



SIMBOLOGIA

- Troncal Principal de Alimentador
- Derivaciones de Medio Voltaje
- Transformador de distribución
- Puesta a Tierra
- Seccionador Fusible o tipo barra
- Vivienda de Abonado
- Punto de Alimentación



CORPORACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD
UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS - LOS RÍOS
**RECORRIDO DE ALIMENTADOR
VILLAS DEL REY DE S/E VILLA CLUB**

CONTIENE: TRONCAL Y DERIVACIONES MEDIO VOLTAJE			
SISTEMA: DURAN		DISTRITO: AURORA-VIA SALITRE	
DISEÑO Y RESP. TÉCNICA	APROBACIÓN	ESCALA: 1:14.000	LAMINA: 1/1
Ing. Francisco Rodríguez	Ing. Gerardo Guevara	FECHA: JULIO/2019	DIBUJO: FXRV

X: 625312
Y: 9777041

1.3.2 Mantenimiento en Sistemas Eléctricos de Distribución

La Real Academia Española define mantenimiento como “el conjunto de operaciones y cuidados necesarios para que instalaciones, edificios, industrias, etc., puedan seguir funcionando adecuadamente”.

La principal función del mantenimiento es sostener la funcionalidad de los equipos y el buen estado de los elementos de un sistema a través del tiempo. Estos equipos y elementos pueden entenderse como los objetos que genera la ingeniería en sus diferentes ramas. Por ejemplo, la ingeniería mecánica con las máquinas, la ingeniería civil con las edificaciones; la ingeniería eléctrica con sus sistemas de generación, transmisión y distribución eléctrica; la ingeniería electrónica con aparatos electrónicos, etc.

En el caso particular de un Sistema Eléctrico de Distribución, se puede inferir que el mantenimiento corresponde a sostener la funcionalidad de las líneas de Subtransmisión, Subestaciones de Distribución, alimentadores primarios, transformadores de distribución, redes secundarias y servicios (acometidas y medidores), en los niveles de calidad y confiabilidad establecidos por los entes reguladores.

Algunos autores, como Luis Mora [1], han realizado trabajos de investigación desde la perspectiva de que el mantenimiento cumple con las condiciones para ser considerado como una ciencia, lo cual les ha permitido un tratamiento profundo de diversos conceptos y conocimientos derivados de la práctica.

Este autor, realiza un enfoque del mantenimiento, al que denomina enfoque sistémico kantiano del mantenimiento, donde establece que un sistema está compuesto originalmente por tres elementos: personas, artefactos y entornos. Para un sistema eléctrico de distribución, una analogía a este enfoque establece que estos tres elementos son la infraestructura eléctrica, el mantenimiento y la operación.

Bajo este enfoque, el autor mencionado plantea cuatro niveles o categorías al jerarquizar los diferentes tópicos que maneja el mantenimiento:



Figura 1.20: Niveles y categorías del mantenimiento bajo enfoque sistémico

- **NIVEL INSTRUMENTAL:**
El nivel instrumental comprende todos los elementos necesarios para que exista un sistema de gestión y operación de mantenimiento, incluye: la información, los equipos, las herramientas, los repuestos, los utensilios, las materias primas e insumos propios de mantenimiento, las técnicas, los registros históricos de fallas y reparaciones, las inversiones, los inventarios, las refacciones, las modificaciones, los trabajadores, las personas, el entrenamiento y la capacitación de los funcionarios, entre otros.
- **NIVEL OPERACIONAL:**
El nivel operacional comprende todas las posibles acciones a realizar en el mantenimiento de equipos por parte del oferente, a partir de las necesidades y deseos de los demandantes. Acciones correctivas, preventivas, predictivas y modificativas.

- NIVEL TÁCTICO:

El nivel táctico contempla el conjunto de acciones de mantenimiento que se aplican a un caso específico (un equipo o conjunto de ellos), es el grupo de tareas de mantenimiento que realizan con el objetivo de alcanzar un fin; al seguir las normas y reglas para ello establecido. Aparecen en este nivel el TPM (Mantenimiento Productivo Total), RCM (Mantenimiento centrado en la Confiabilidad), TPM & RCM combinadas, PMO (Optimización de Mantenimiento Planeado), reactiva, proactiva, clase mundial, RCM Scorecard (RCM alineado a los objetivos estratégicos), entre otros.

- NIVEL ESTRATÉGICO:

El campo estratégico está compuesto por las metodologías que se desarrollan con el fin de evaluar el grado de éxito alcanzado con las tácticas desarrolladas; esto implica el establecimiento de índices, rendimientos e indicadores que permitan medir el caso particular con otros de diferentes industrias locales, nacionales o internacionales. Es la guía que permite alcanzar el estado de éxito propuesto y deseado. Se alcanza mediante el LCC (Costo del Ciclo de Vida), el CMD (Análisis de Confiabilidad, Mantenibilidad y Disponibilidad), los costos, la Terotecnología, etc.

Si se realiza un análisis comparativo de estos conceptos con la actual estructura del mantenimiento del sistema eléctrico de distribución en CNEL EP, se podría indicar que en la actualidad se encuentra en el nivel 2. Dentro del capítulo 2 se realizará el análisis de la estructura del mantenimiento en el Distrito Aurora Vía Salitre de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos y en los capítulos 3 y 4 se realizará la propuesta de aplicación de la técnica RCM (Mantenimiento Centrado en la confiabilidad) para alcanzar los niveles 3 y 4 de las categorías del mantenimiento bajo el enfoque sistémico.

Al analizar el sistema de Distribución eléctrico ecuatoriano, es importante indicar que las actividades de operación y mantenimiento se pueden dividir entre la CELEC EP (Corporación Eléctrica del Ecuador) y las nueve (9) empresas de distribución (ver tabla 1.1).

La CELEC EP se encarga de la programación y ejecución de los mantenimientos en las Subestaciones de Potencia de donde se alimentan las líneas de Subtransmisión. Las empresas de distribución programan y ejecutan las actividades de mantenimiento en estas líneas de Subtransmisión, sin embargo, no tienen libre la operación de estas, necesitando autorización del CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) para realizar maniobras como transferencias, desconexiones, etc.

Antes de introducir la técnica RCM (Reliability Centered Maintenance) en el presente estudio, se tratarán algunos de los conceptos y enfoques que la teoría acerca del mantenimiento ofrece, con el fin de sentar las bases para la consecución de los objetivos propuestos.

Como primera referencia, se debe observar tres conceptos fundamentales: la CONFIABILIDAD, la MANTENIBILIDAD y la DISPONIBILIDAD. Si se realiza una analogía con el enfoque sistémico que se describió anteriormente, donde un sistema puede ser explicado mediante tres elementos, que para un sistema eléctrico de distribución son: la infraestructura eléctrica, el mantenimiento y la operación, se puede indicar que la Confiabilidad se relaciona con la Operación, la Mantenibilidad con el Mantenimiento y la infraestructura eléctrica con la Disponibilidad.

La Confiabilidad se define como la probabilidad de que un equipo cumpla su función en un periodo definido, la Mantenibilidad se define como la facilidad de que un artefacto sea restablecido a una condición normal de operación, en un tiempo y con unos recursos ya determinados y la Disponibilidad se define como la probabilidad de que un equipo se

encuentre en condiciones normales de operación para realizar su función cuando es requerido, en un tiempo y con unos recursos ya determinados

A continuación se realizará la descripción de los diferentes tipos de mantenimiento y los enfoques en la planeación de este, dentro de los sistemas eléctricos de distribución.

1.3.2.1 Tipos de Actividades de Mantenimiento

En el presente trabajo se va a definir cuatro tipos de actividades de mantenimiento, aplicables a los sistemas eléctricos de distribución.

Los tres tipos más conocidos son el mantenimiento correctivo, el mantenimiento preventivo y el mantenimiento predictivo. El cuarto tipo a tratar en el presente estudio es el mantenimiento modificativo, concepto que se relaciona directamente con el incremento de confiabilidad de un sistema.

Estos tipos de mantenimiento se circunscriben en el dominio del tiempo, en dos grandes categorías, los mantenimientos planificados y los no planificados.



Figura 1.21: Tipos de Actividades de Mantenimiento

Debido a la naturaleza de un sistema eléctrico de distribución, el cual en su mayor parte está compuesto por redes aéreas (al aire libre), y

ante el hecho de que ningún sistema es cien por ciento confiable, no es posible eliminar las actividades de mantenimiento no planificadas.

A continuación se describen cada uno de los tipos de mantenimiento.

1.3.2.1.1 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Incluye las tareas de mantenimiento de equipos o componentes averiados los cuales solo se realizan cuando el equipo o componente se encuentra fuera de operación.

1.3.2.1.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO:

Dentro de las tareas se incluyen los ajustes parciales que generalmente es necesario realizar a distintos intervalos de tiempo, para corregir fallas o prevenir daños mayores derivados del desgaste por el tiempo de uso, efectos del clima o la intensidad de la operación de los equipos y elementos del sistema. Este se lleva a cabo antes de que el bien deje de desarrollar eficientemente las funciones para las cuales fue diseñado y puede implicar costos significativos al reponer parcialmente el bien. Esta actividad se caracteriza por estar dentro de las asignaciones presupuestales. También se le conoce como Mantenimiento Programado.

En esta categoría, se tienen cuatro aspectos básicos a tomarse en cuenta en la programación de actividades:

- **Tiempo de Operación:** Se toma en cuenta el número de operaciones de un equipo, tiempo que se encuentra operativo y los cambios que se le han realizado.
- **Búsqueda de fallas no visibles:** Se refiere a la identificación de fallas en equipos y elementos del sistema que no son evidentes

cuando se encuentran operativos (fallas ocultas). Usualmente abarcan equipos de protección.

- Condición de Operación: Toma en cuenta si la condición del equipo o elemento del sistema está por llegar a su límite operativo, ya sea por el cumplimiento de su vida útil o por otra circunstancia, o cuando la condición de operación satisfactoria del mismo ya no puede ser asegurada. Esto ayuda a prevenir que una falla probable se convierta en una falla real.
- Reemplazo: Se aplica cuando las tareas de mantenimiento preventivo sean más costosas que reemplazar el equipo.

1.3.2.1.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO (MONITOREO DE CONDICIONES)

Es un tipo de mantenimiento que relaciona una variable física con el desgaste o estado de una instalación o equipo. El mantenimiento predictivo se basa en la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y condiciones operativas de un equipo o instalación. A tal efecto, se definen y gestionan valores de pre-alarma y de actuación de todos aquellos parámetros que se considera necesario medir y gestionar.

En esta categoría se encuentran actividades como las inspecciones visuales o con equipos especializados que permiten monitorear la condición del sistema de distribución y decidir qué solución se puede dar cuando existe una novedad en dicho sistema que pueda afectar su operatividad.

A continuación, se detallan actividades que se relacionan con el mantenimiento predictivo:

- **INSPECCIONES VISUALES**

Son actividades generalmente de menor costo, que se ejecutan periódicamente en intervalos de tiempos determinados por la experiencia de los grupos de trabajo y consiste en verificar

visualmente la existencia de novedades en el sistema, que puedan afectar la operación normal del mismo.

- **INSPECCIONES CON EQUIPOS ESPECIALES PARA DETECCIÓN DE PARAMETROS**

Son actividades que se ejecutan mediante procesos similares a la inspección visual, pero con equipos especiales para medir parámetros no determinables a simple vista, como temperatura, ruido, vibración, entre otros. Algunos de estos equipos son de alto costo, por lo que las inspecciones deben ser realizadas por personal capacitado. Entre los equipos se tiene cámaras termográficas, cámaras de efecto corona, pistolas de ultrasonido, etc.

1.3.2.1.4 MANTENIMIENTO MODIFICATIVO

Con este nombre se conocen las actividades que llevan a cabo los profesionales de mantenimiento, con el fin de modificar las características de las instalaciones o equipos, para lograr de esta forma una mayor confiabilidad o mantenibilidad de estos. Este mantenimiento puede aparecer en tres épocas de la vida de los componentes de un sistema:

- La primera oportunidad es cuando se pone en funcionamiento por primera vez. Las instalaciones, sistemas y equipos, en ocasiones, necesitan ser adaptados a las necesidades propias de la empresa ya sea por razones del servicio que se ofrece o bien por ajustar el costo o posibilidades de mantenimiento. Una instalación que tenga durante su diseño un análisis desde el punto de vista de mantenimiento evitará problemas posteriores que, en ocasiones, pueden ser difíciles de solucionar.
- La segunda época en la que puede aparecer es durante su vida útil. Se trata de modificar las instalaciones, sistemas o equipos

para eliminar las causas más frecuentes que producen fallas. El análisis de las causas de las averías es el origen de este tipo de mantenimiento y supone la eliminación total de ciertas fallas.

- Por último, este mantenimiento se utiliza cuando los componentes del sistema entran en el periodo final de su vida útil. Se trata de reconstruir parte del sistema con el fin de asegurar una utilización durante un intervalo de tiempo posterior a su vida útil. Es en este momento cuando se introducen todas las mejoras posibles tanto para operación como para mantenimiento.

A continuación, se detallan actividades que se relacionan con el mantenimiento modificativo:

- **ACTIVIDADES DE REHABILITACIÓN O AMPLIACIÓN**

Son las acciones y trabajos tendientes a refaccionar las obras físicas, equipos y maquinaria mejorando su capacidad y funcionamiento original extendiendo su vida útil. La rehabilitación deberá ser de característica definitiva (no temporal).

- **ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO DE EQUIPOS Y ELEMENTOS CON LÍNEAS ENERGIZADAS**

La técnica del mantenimiento en Líneas Energizadas ofrece ventajas altamente rentables para la industria eléctrica, una de ellas "es que no interrumpe la continuidad del servicio eléctrico, aumentando como consecuencia la disponibilidad de energía y la confiabilidad de un Sistema Eléctrico".

Con esta técnica de mantenimiento se permite reducir los tiempos fuera de servicio de subestaciones y redes de distribución por mantenimiento, lo que incrementa los ingresos por venta de energía (caso de Empresas de Distribución en su zona de concesión), mejorando su imagen y logrando cumplir las

exigencias del mercado actual en la industria, comercio y residencia referente a la continuidad del servicio eléctrico, así como, la “Regulación 05/001 Calidad del Servicio Eléctrico” emitida por el ARCONEL (Agencia de Regulación y Control de Electricidad) donde se indica el cumplimiento de límites relacionados a la “Duración de desconexiones y Frecuencia de desconexiones”.

Este mantenimiento también tiene como objetivo el de realizar una reforma parcial en los componentes del sistema con el fin de obtener un mejor rendimiento de acuerdo con los requerimientos del tipo de trabajo que se desea realizar, o bien para obtener un beneficio en la rapidez de reparación.

Cabe destacar que este tipo de mantenimiento va de la mano con la confiabilidad del sistema, ya que cuando se realiza la mejora, se está buscando que los componentes del sistema sean más confiables y se adapten a las condiciones de operación que realizan.

El mantenimiento modificativo debe ser regulado y adaptado a las características propias del área en que opera el sistema, con el fin de poder identificar el área de prioridad de atención.

Uno de los motivos por el cual no es muy común de encontrar este tipo de mantenimiento es por los costos y el tiempo que demanda realizar trabajos de esta naturaleza, ya que se está rediseñando de alguna forma el sistema, con la complejidad que esto implica.

Una vez descritos los tipos de mantenimiento aplicables a un sistema de distribución, a continuación se detallan las principales actividades de mantenimiento que se realizan en las Líneas de

Subtransmisión, Subestaciones de distribución y alimentadores de medio voltaje.

1.3.2.2 Actividades de Mantenimiento en Líneas de Subtransmisión

Las principales actividades de mantenimiento que se realizan en líneas de Subtransmisión son las siguientes:

- **DESBROCE:**
Consiste en podar la vegetación que se encuentra cercana a las líneas de Subtransmisión y que presenten un riesgo de contacto por dicha cercanía, provocando condiciones anormales en el servicio eléctrico.

- **LIMPIEZA DE AISLADORES:**
Consiste en despejar los aisladores de todas las impurezas producto de la contaminación ambiental que puedan provocar corrientes de fuga o fallas en el aislamiento por humedad.

- **CAMBIO DE AISLADORES:**
Consiste en reemplazar cadenas de aisladores o line post que ya han cumplido su periodo de vida útil, con el fin de evitar fallas por pérdida de aislamiento en la línea.

- **AJUSTES DE CONECTORES Y CAMBIO DE PUENTES:**
Consiste en mejorar el contacto entre seccionamientos de líneas unidos por conectores ajustables con el fin de evitar o eliminar puntos calientes.

- **AJUSTE DE TENSORES**
Consiste en retemplar los tensores que se han aflojado producto del paso del tiempo y/o condiciones climáticas, y que provoquen que la línea de Subtransmisión incremente su catenaria.

- **REUBICACIÓN DE LÍNEA**

Consiste en cambiar el eje o altura de la línea de Subtransmisión cuando se vea afectada la distancia mínima de seguridad.

1.3.2.3 Actividades de Mantenimiento en Subestaciones

Las principales actividades de mantenimiento que se realizan en Subestaciones son las siguientes:

- **Mantenimiento de las obras civiles:**

Es necesario realizar la limpieza de las subestaciones en general, para evitar que se acumule basura, malezas y vegetación en forma desordenada. Se debe realizar el mantenimiento adecuado a la caseta de control, al cerramiento exterior, sistemas de drenaje, cunetas, bordillos y demás obras civiles, de forma que permanezcan siempre en condiciones óptimas de funcionamiento.

- **Mantenimiento de las estructuras metálicas:**

Las estructuras metálicas serán revisadas para determinar que no exista oxidación en sus elementos, verificar su verticalidad y verificación del estado de galvanizado. En caso de fallas que se presenten en las estructuras, estas deben ser corregidas inmediatamente por el personal de mantenimiento, para precautelar la integridad y garantizar su vida útil.

- **Mantenimiento de aisladores:**

Durante la etapa de mantenimiento se debe realizar la inspección visual del estado de los aisladores para prevenir los flameos inversos. Igualmente se deberá revisar el estado del galvanizado de las partes metálicas de los aisladores y de todos los herrajes. En caso de que se acumule polvo en los aisladores, estos serán

sometidos a un proceso de limpieza o lavado, con lo que se evitará fallas y por consiguiente ayudará a mantener la continuidad del servicio.

- **Mantenimiento de equipos:**

Los equipos a ser instalados requieren mantenimiento mínimo, mismo que debe ser efectuado de acuerdo a lo establecido en los manuales que proporciona el fabricante. Como mantenimiento de rutina, es necesario realizar limpieza de estos elementos y ajuste de los conectores para asegurar un buen contacto.

1.3.2.4 Actividades de Mantenimiento en Alimentadores

Las principales actividades de mantenimiento que se realizan en alimentadores son las siguientes:

- **DESBROCE:**

Consiste en podar la vegetación que se encuentra cercana a las líneas de media tensión, y que presenten un riesgo de contacto por dicha cercanía, provocando condiciones anormales en el servicio eléctrico.

- **CAMBIO DE POSTES EN MAL ESTADO:**

Consiste en el reemplazo de postes que han cumplido su vida útil, por lo que no prestan las condiciones que permitan una operatividad normal del sistema Eléctrico.

- **APLOMADO DE POSTES:**

Consiste en enderezar los postes que, a consecuencia de efectos del invierno o condiciones externas, presentan un grado de inclinación que acarrea riesgos de falla en el sistema eléctrico.

- **CAMBIO DE AISLADORES Y ELEMENTOS EN MAL ESTADO:**
 Consiste en el reemplazo de aisladores y elementos como conectores, estribos, grapas de línea viva, entre otros, que ya han cumplido su vida útil, por lo que no prestan las condiciones que permitan una operatividad normal del sistema Eléctrico de distribución.
- **INSTALACIÓN DE ESTRIBOS EN DERIVACIONES EN ALIMENTADORES**
 Consiste en colocar puentes de aluminio en los arranques o alimentaciones eléctricas de derivaciones, con el fin de que el conductor de la troncal principal no tenga ningún tipo de contacto directo con dichas alimentaciones.
- **INSTALACION DE SECCIONADORES PORTAFUSIBLES EN DERIVACIONES EN ALIMENTADORES.**
 Consiste en colocar seccionadores portafusibles en los puntos de arranque de las alimentaciones eléctricas de derivaciones, con el fin de que, en caso de ocurrir algún evento de falla en dichos puntos, no se vea afectada la troncal principal del alimentador.
- **CAMBIO DE CRUCETAS EN MAL ESTADO:**
 Consiste en reemplazar las crucetas que han cumplido su vida útil y que no presentan las condiciones para continuar soportando líneas energizadas.
- **INSTALACION DE BARRAS MONOPOLARES EN PUNTOS DE TRANSFERENCIA E INTERCONEXIÓN:**
 Consiste en la colocación de barras monopolares en los puntos de transferencia, de manera que se facilite la transferencia de carga entre alimentadores.

- **INSTALACIÓN DE RECONECTADORES EN PUNTO INTERMEDIO DE ALIMENTADOR.**

Consiste en instalar este equipo de protección con el fin de seccionar el alimentador en caso de ocurrir algún evento de falla en puntos finales del alimentador.

- **REUBICACIÓN DE TRAMOS DE LÍNEAS**

Consiste en cambiar el eje de las líneas que se encuentran muy cerca de estructuras, lo que acarrea riesgos de falla.

- **BALANCE DE ALIMENTADORES.**

Consiste en distribuir la carga de manera equitativa entre las fases de un alimentador, cambiando los puntos de conexión de las derivaciones.

Se debe tener en cuenta que las actividades de mantenimiento que se describen en los numerales anteriores son las ejecutadas dentro de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos en el distrito Aurora Vía Salitre. En el capítulo 2 se realizará un análisis del efecto de estas actividades en la confiabilidad del sistema.

1.3.3 Enfoques en la Planeación del Mantenimiento

Con el fin de realizar un análisis del estado del área de mantenimiento de cualquier empresa, es necesario conocer su grado de desarrollo, para de esta manera considerar que mejoras se podrían ejecutar.

1.3.3.1 Enfoques hacia las acciones de Mantenimiento

Dentro de este enfoque se pueden definir dos primeras etapas del mantenimiento:

- ETAPA I

En las primeras etapas de desarrollo, el mantenimiento busca devolver la funcionalidad del sistema después que se ha presentado alguna falla en algún elemento de este. Esta acción es de tipo correctiva, ya que se intervienen los elementos del sistema cuando han perdido completamente su función.

La etapa I es donde aparecen todos los instrumentos de mantenimiento, es el momento donde se contrata o se entrena al personal para la ejecución de actividades de mantenimiento correctivo.

Es este tipo de mantenimiento (correctivo) el que se practica en esta etapa, en donde los elementos del sistema son llevados al límite de su vida útil, hasta fallar. Con las actividades de mantenimiento ejecutadas en esta etapa, se busca que los elementos fallados recuperen su función inicial, reemplazándolos sin realizar ningún análisis sobre la causa que provocó el problema en el elemento.

Aparecen los elementos iniciales requeridos para sostener el sistema: Ordenes de trabajo, herramientas, utensilios, bodegas y materiales para mantenimiento.

Surgen las primeras informaciones que luego se constituyen en las bases de datos y luego en el sistema de información. Se desarrollan las técnicas y tecnologías propias de la empresa en particular, etc. En general se dan las bases para que el mantenimiento funcione; en la etapa I la prioridad es mantener el sistema operativo.

Las fallas imprevistas se convierten en el mayor problema de la operación, pues impiden el desarrollo normal de su actividad.

Como consecuencia de esto sucede la aparición de la etapa 2 del mantenimiento.

- ETAPA II:

El auge de los equipos electrónicos para uso industrial, comercial y residencial, que se ven afectados significativamente ante la interrupción imprevista del servicio eléctrico, provoca que se empiecen a desarrollar acciones de prevención o predicción de fallas.

En esta etapa empiezan a utilizarse técnicas y metodologías propias de las acciones planeadas de mantenimiento, y la empresa adquiere el conocimiento y la destreza para diferenciar las acciones propias del mantenimiento, antes y después de la falla. Se inicia la utilización de las técnicas y tecnologías propias de la prevención y predicción, tales como rutinas de inspecciones, planes preventivos, mediciones técnicas, valoración de condición de estado de los equipos, ensayos no destructivos, registro de datos técnicos, monitoreo de equipos, reposición de elementos antes de que entren en estado de falla, Control de la vida útil de los elementos, medición de la funcionalidad de los dispositivos, análisis de vibraciones, etc. Y nace el control operativo y de sus elementos.

La etapa 2 permite distinguir entre las acciones correctivas, modificativas, preventivas y predictivas. Las dos primeras son posteriores a la falla y las dos últimas son previas al estado de no funcionalidad del equipo.

En esta etapa 2 se identifican los equipos, se determinan las tareas para las intervenciones planeadas o programadas (instrucción de mantenimiento). Se definen las recomendaciones de seguridad, se establecen los planes de mantenimiento

(programa maestro). Se delimitan o se generan las Ordenes de Trabajo (OT) programadas (planeadas) y no programadas (no planeadas). Se deciden y se implementan los mecanismos de manejo y recolección de datos de una forma sencilla, completa y eficiente, que posteriormente se convierten en el sistema de información. Se relaciona los equipos con los respectivos repuestos específicos y genéricos, a la vez que se concretan los parámetros de subcontratación y administración de proveedores.

Para cada elemento del sistema se definen las acciones de mantenimiento más adecuadas y prioritarias. Se preparan las rutas para recolectar datos (o mediciones). Se identifican los equipos a los que se les toman los datos (con software propio o comercial). Se fundamenta el sistema de gestión para recibir estas informaciones y generar las OT apropiadas.

1.3.3.2 Enfoques hacia la Organización Táctica del Mantenimiento

Luego que una empresa ha alcanzado las dos primeras etapas definidas dentro del enfoque hacia las acciones de mantenimiento, puede aspirar a ingresar a la organización táctica del mantenimiento, donde se puede definir la siguiente etapa:

- **ETAPA III:**

Esta etapa se logra cuando la empresa consolida un plan de trabajo que conjuga las actividades de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo y busca el desarrollo en la parte administrativa del mantenimiento, con el fin de adoptar un sistema organizado para el manejo de los recursos del área.

Una vez las empresas alcanza la madurez para el manejo real y conceptual de las acciones posibles de mantenimiento, empiezan a adoptar una estructura para el desarrollo secuencial, lógico y organizado del conjunto de acciones de mantenimiento que

aplican. Con el fin de gestar y operar el mantenimiento bajo un sistema organizado en esta fase 3 adoptan una táctica de mantenimiento, entre las que se destacan: TPM (Mantenimiento Productivo Total) especialmente enfocada a mejorar la operación, RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad), TPM y RCM combinados, PMO (Optimización de Mantenimiento Planeado) Proactivo, Reactivo, WCM (World Class Manufacturing), mantenimiento centrado en el Riesgo, centrado en objetivos y resultados, RCM ScoreCard, PMO, Mantenimiento centrado en habilidades y competencias, etc., en orden secuencial e histórico.

Es importante aclarar que no todas las empresas evolucionan históricamente al pasar por cada una de las tácticas en forma secuencial. Y que simplemente adoptan una propia que reúne las mejores prácticas de varias de ellas o toman una de ellas sin evolucionar en todas.

En esta fase 3, el mantenimiento se constituye como una unidad independiente, de apoyo logístico a operación, dado que es normal que, en las primeras fases, aun depende del área operativa en cuanto a nivel jerárquico.

1.3.3.3 Enfoque Integral Logístico de Creación de Una Estrategia de Mantenimiento

- **ETAPA IV:**

La etapa 4 se alcanza cuando las empresas desarrollan con suficiencia las etapas anteriores. En esta fase se interesan por medir resultados y pretenden saber que tan bien hacen su trabajo. Por eso empiezan a establecer sistemas de costeo propios de mantenimiento, como el LCC (Lyfe Cycle Costing). Implementan el registro histórico de fallas y reparaciones. Se establecen sistemas de medición bajo parámetros propios o internacionales. Empiezan a interpretar y a utilizar la curva de

Davies (o de la bañera), al involucrar sus deducciones en las labores propias del mantenimiento. Y se comparan con otras empresas similares o diferentes para establecer el nivel del éxito logrado tanto en operación como en mantenimiento y, en general, procuran controlar todas las acciones realizadas.

En este nivel, el área de producción pretende mejorar su competitividad y su mantenimiento. Por eso se establece las estrategias con las cuales puede llegar a controlar en forma integral y específica todas las actividades, los elementos, las acciones, la táctica y todos los quehaceres de mantenimiento, con lo cual se consolida la función de mantener.

En esta etapa 4, el resultado de aplicar el conjunto de gestiones y acciones de las etapas anteriores de una forma logística conduce al mantenimiento integral logístico.

El mantenimiento integral logístico se apoya en varias ciencias y en diversas áreas del conocimiento, como: la logística, la administración, las finanzas, las necesidades, los deseos y los requerimientos del usuario, la ingeniería, las características del diseño, los costos de fabricación y sostenimiento de equipos, los ciclos de vida de los equipos y de la tecnología, la construcción, etc. En especial se utiliza la logística, la ingeniería de fábricas y la gestión de tecnología a partir de que la competitividad se sustituye como parámetro primordial en los negocios por la innovación tecnológica.

En el nivel 4, se involucran los directivos y todas las demás áreas corporativas de la Empresa en un solo objetivo para obtener la mayor eficiencia productiva y la máxima reducción de costos. En este sistema se establecen metas alcanzables a todas las áreas involucradas, además de detectar las necesidades reales de

desarrollo de personal y capacitación, con el fin de que los miembros del área de mantenimiento alcancen niveles adecuados de calificación, para aplicar nuevas tecnologías en procesos de gestión.

Históricamente, se demuestra que las empresas, después de alcanzar el nivel 4, regresan a las fases anteriores para profundizar en algún tema especial de cualquiera de los primeros tres niveles.

1.3.3.4 Enfoque Hacia las habilidades y Competencias del Mantenimiento

- **ETAPA V:**

La etapa 5 se caracteriza por procurar el desarrollo de habilidades y competencias en todo su personal, y también profundizar en algunas de las etapas anteriores. En este nivel se consolida las realizaciones de FMECA (análisis de Modos de Fallas, Efectos y Criticidad), RCFA (Análisis de Causa – Raíz de Falla) y RPN (Número de Riesgos Prioritarios) y en General, la empresa se fortalece en el desarrollo de habilidades y competencia en todos o en algunos de los temas iniciados en las etapas anteriores. En la fase 5 se logra la consolidación del sistema de información de mantenimiento y operación.

También es probable que se realice una estrategia de mantenimiento integral basada en procesos, donde se analizan las actividades, los procesos y el macroproceso de mantenimiento, mediante la implementación de índice e indicadores sobre la calidad, el tiempo y los costos de cada acción de mantenimiento, al identificar el cliente y el demandante de cada tarea , a la vez que se deben medir todos los parámetros de proceso, ya sea por el método de Vital Signs – Performance (signos vitales del Quantum Performance) donde se establece un control total, detallado e interrelacionado del sistema de

mantenimiento en tiempo real, con participación de todos los empleados y trabajadores de la empresa. Últimamente se trabaja también con Balanced ScoreCard aplicado a mantenimiento bajo direccionamiento estratégico.

Durante la etapa 5 también se propende a utilizar la teoría de restricciones (TOC) y de los costos basados en actividad ABC.

En este momento de la evolución en el tiempo y cuando las organizaciones pasan por las etapas descritas anteriormente, las empresas alcanzan tal grado de conocimiento, experiencia, desarrollo de tecnologías propias y dominio de modernas técnicas de mantenimiento y operación, que empiezan estas dos áreas a trabajar en forma conjunta y alineada por encima de cualquier obstáculo propio. En aras de optimizar el bien común que las relaciona, que es la infraestructura eléctrica, pues deja de mirarla como un pasivo que hay que utilizar para operarla y mantenerla para que se pueda utilizar, y pasa a entenderla como un activo que genera ingresos para la organización.

1.3.3.5 Enfoque Hacia la Gestión de Activos

- **ETAPA VI:**

Se puede afirmar que cuando la organización desarrolla y alcanza una metodología capaz de integrar todos y cada uno de los niveles anteriores se alcanza la etapa 6, definida como gestión de activos, la cual permite integrar todo el conocimiento y las mejoras prácticas aprendidas, con el fin de manejar con flexibilidad y éxito sus activos (infraestructura eléctrica, equipos, etc.).

La evolución hacia la etapa VI de gestión de activos presenta diferentes y diversas formas de ser alcanzada, entre las cuales sobresalen: la inversión en Investigación y Desarrollo (I+D) y,

procurando disminuir los tiempos de reparación y los de mantenimiento planeados, los cuales se manifiestan con una reducción tangible de los tiempos (correctivos, modificativos, preventivos, predictivos, de espera o demora de recursos) que impiden la función principal de los equipos.

Lo anterior se realiza bajo el enfoque de rediseño de procesos al estudiar en forma detallada las acciones de mantenimiento, o mediante el análisis de los trabajos de mantenimiento, ya sea mediante la evaluación estadística de la información, o al desarrollar conocimiento científico pertinente para mejorar las actividades de reparación o intervención de mantenimiento.

La mejora de los índices CMD (Confiabilidad, Mantenibilidad, Disponibilidad) se alcanza mediante proyectos y, en especial, con todos aquellos estudios y acciones que conduzcan al aumento de la disponibilidad y del engrandecimiento del tiempo operacional sin fallas o sin reparaciones, medido a través de los índices CMD, MTBF (tiempo medio entre fallas), MTTF (Tiempo promedio para fallar) y en fin, con todas aquellas actividades que propendan hacia el aumento de la confiabilidad (probabilidad de que los equipos operen el mayor tiempo posible sin fallas o reparaciones), y de la mejora de la mantenibilidad (probabilidad de que un equipo que ha estado operando, y que, por ende, ha sufrido cierto desgaste o pérdida parcial o total de su funcionalidad o cierto ajuste, pueda ser restituido a su condición de referencia o trabajo).

En el capítulo 2, dentro del análisis de las actividades de mantenimiento, se determina que el mantenimiento de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos, se encuentra ubicado dentro de la etapa 2 descrita. Bajo esta premisa, el presente trabajo propone aplicar una técnica de mantenimiento denominada RCM

(Reliability Centered Maintenance), para alcanzar las siguientes etapas. A continuación se realiza la introducción a esta técnica de mantenimiento.

1.3.4 Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad es una técnica de mantenimiento enfocado en prevenir fallas que sean consideradas como de mayor impacto, y que en un sistema eléctrico pueden acarrear interrupciones de servicio programadas o no programadas.

Un concepto muy básico de la metodología RCM puede ser reducido en los siguientes cuatro puntos:

- Preservar las funciones del Sistema.
- Identificar las principales causas de falla del Sistema.
- Priorizar funciones necesarias de manera que el presupuesto pueda ser dirigido a preservar las funciones más importantes del sistema.
- Seleccionar solamente tareas aplicables y efectivas de mantenimiento.

Los beneficios esperados de la aplicación de esta técnica son:

- Reducir las tareas de mantenimiento correctivo.
- Eliminar innecesarias interrupciones de servicio y tareas de mantenimiento que proveen pequeños resultados en la confiabilidad del sistema.
- Optimizar la frecuencia de las interrupciones de servicio requeridas para el mantenimiento programado.
- Incrementar el uso de tecnología para realizar tareas de mantenimiento predictivo.
- Reducir la programación de tareas de mantenimiento que por su alta frecuencia puedan inducir fallas a algunos equipos.
- Mejorar el índice costo-eficiencia de las tareas de mantenimiento.

- Crear una base de documentos técnicos que sirvan en la programación de mantenimientos futuros.
- Facilitar la implementación de prácticas de mantenimiento con efectividad comprobada.

1.3.4.1 Propuesta Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

Para establecer un programa de mantenimiento, el proceso RCM requiere de un punto de direccionamiento. La siguiente figura muestra un esquema básico con diferentes estrategias para un programa de mantenimiento óptimo:

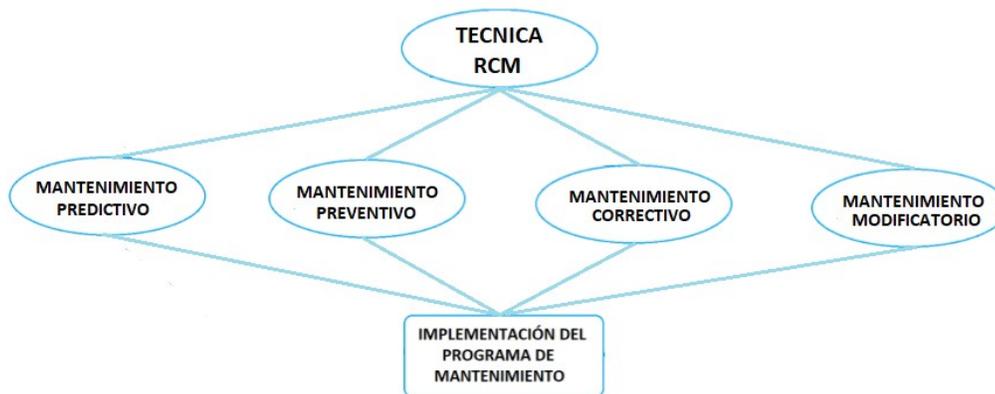


Figura 1.22: Técnica RCM

El proceso básico del RCM involucra identificar el sistema a ser estudiado, sus funciones, sus deficiencias, sus condiciones, las causas que pueden provocar fallas, y las tareas de mantenimiento seleccionadas.

Las partes más críticas del sistema, que puedan afectar el funcionamiento de este, deben ser identificadas. En otras palabras, se debe identificar los equipos y elementos que produzcan severas consecuencias en el sistema si se producen fallas en ellos.

También se requiere identificar a los clientes críticos (que no pueden estar sin servicio) y a los que puedan afectar directamente al sistema eléctrico en

caso de que salgan de operación de manera imprevista. Se requiere conocer las necesidades de estos clientes críticos, especialmente en términos de confiabilidad, seguridad, calidad, costos, entre otros datos relevantes, de manera que una interrupción de servicio programada afecte en la menor medida posible a este tipo de clientes.

El proceso RCM se puede generalizar en cinco etapas que son:

Etapa 1: Detallar los componentes críticos del sistema y definir sus funciones.

Etapa 2: los tipos de fallas más frecuentes para cada componente crítico y luego priorizar estos tipos según sus consecuencias en el sistema.

Etapa 3: Determinar las actividades de mantenimiento para los tipos de fallas identificados.

Etapa 4: Formular el programa de mantenimiento obtenido con la metodología RCM

Etapa 5: Evaluar el programa RCM obtenido incluyendo un análisis de costos.

En el capítulo 2 se va a realizar el análisis de las causas y la frecuencia de las fallas de todas las líneas de Subtransmisión, Subestaciones y alimentadores de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos del Distrito Aurora- Vía Salitre. Se puede adelantar, para propósitos del presente estudio, que en el Distrito Aurora – Vía Salitre se encuentran algunos de los puntos más críticos del Sistema Eléctrico de dicha Unidad de Negocio, por la cantidad y duración de las fallas que se presentan.

Los elementos que se van a analizar se indican a continuación:

Tabla 1.17: Principales elementos Distrito Aurora – Vía Salitre

Subsistema	Descripción	Elementos
Línea de Subtransmisión	Quinto Guayas	a. Poste
		b. Aisladores
		c. Herrajes
		d. Tensores
		e. Conductor
		f. Puesta a tierra
		g. Estructura
		h. Equipos de seccionamiento
Subestaciones	Villas Club Cataluña Villas del Rey	a. Transformadores de Potencia
		b. Puesta a tierra
		c. Pórtico de 69 KV
		d. Conductor
		e. Disyuntor 69 KV
		f. Seccionador 69 KV
		g. Disyuntor 13.8 KV
		h. Equipos de Seccionamiento 13.8 KV
		i. Patio 13.8 KV
		j. Aisladores
		k. Puesta a Tierra
Alimentadores	Villa Club La Joya Cosmos Quarzo Villas del Rey Bonaterra Milán Palo de Iguana Plaza Tía	l. Pararrayos
		a. Poste
		b. Aisladores
		c. Herrajes
		d. Estructura
		e. Tensores
		f. Conductor
		g. Puesta a Tierra
		h. Equipos de seccionamiento y protección
i. Pararrayos		

El proceso que se aplica es el siguiente:

ETAPA 1:

Recolección de datos relevantes que permitan obtener parámetros de decisión para priorizar las actividades de mantenimiento. Entre las fuentes

de esta información se tienen los registros de interrupciones, informes de mantenimiento, ordenes de trabajo, entre otros.

Con la ayuda de los datos recopilados, se realiza la priorización de los subsistemas (Líneas de subtransmisión, subestaciones y alimentadores) considerando los costos de interrupción. Esto se realiza con el fin de que las actividades de mantenimiento dentro de la técnica RCM se ajusten a atender los elementos del sistema que resulten más críticos.

Las ecuaciones que se utilizarán para esta priorización son:

$$CTIS^i = \sum_k CTIS_k^i = \sum_k (CTIS_k^{iCNEL} + CTIS_k^{iClientes}) \quad (1.1)$$

$$CTIS_k^{iCNEL} = CPI_{CNEL} \times \lambda^i \quad (1.2)$$

$$CTIS_k^{iClientes} = CPI_{Clientes} \times \lambda^i \quad (1.3)$$

$$CPI_{CNEL} = CMC \times PIP \quad (1.4)$$

Donde:

$CTIS^i$: Costo Total de interrupción de servicio por subsistema i

$CTIS_k^{iCNEL}$: Costo de interrupción por subsistema i para CNEL EP UN GLR

$CTIS_k^{iClientes}$: Costo de interrupción por subsistema para los clientes

λ^i : Tasa de falla por subsistema i

CPI_{CNEL} : Costo promedio de interrupción por evento para CNEL EP UN GLR

$CPIE_{Clientes}$: Costo de interrupción por evento para los clientes.

CMC : Costo promedio de actividades de Mantenimiento Correctivo por evento

PIP : Pérdidas de Ingresos promedio debido a la interrupción por evento

k : Causa de interrupción k

$$B_k^i = \eta_k \times CTIS_k^i \quad (1.5)$$

B_k^i : Beneficio estimado por mitigar la causa de interrupción k asociado a la actividad de Mantenimiento del subsistema i.

$CTIS_k^i$: Costo de interrupción debido a la causa de interrupción k en el subsistema i.

η_k : Tasa de Eficacia de la actividad de Mantenimiento usada para mitigar la causa de interrupción k.

ETAPA 2

En esta etapa se definen los límites dentro del área de concesión de cada subsistema (Líneas de subtransmisión, subestaciones y alimentadores). Se hace uso de los diagramas unifilares y de mapas geográficos. Con el uso de estos diagramas y mapas se busca mostrar en sentido generalizado, la cantidad de elementos y su ubicación dentro de los subsistemas determinados como críticos. En esta etapa se especifican las funciones primarias de cada elemento.

ETAPA 3

Con la especificación de las funciones primarias de cada elemento, se determinan las fallas que puedan afectar esa función primaria. Se mide el efecto de las fallas en términos del Costo Total de interrupción de servicio.

ETAPA 4

En esta etapa, se seleccionan las actividades de mantenimiento con las cuales se puede lograr mejorar la confiabilidad del servicio, es decir las actividades de mantenimiento que solucionen o prevengan las fallas que afecten la función primaria de los elementos del sistema. Se analiza la reducción en los costos de interrupción de servicio de cada una de las actividades de mantenimiento seleccionadas y el costo de mantenimiento que significa ejecutar cada una de estas actividades.

Se realiza luego un análisis de costo/beneficio entre los costos de interrupción y los costos de mantenimiento. Luego de este análisis se escogen las actividades de mantenimiento que presenten el mayor impacto en la reducción de costos de interrupción, pero optimizando el costo del mantenimiento.

Estas actividades formarán parte del programa de mantenimiento resultante para el Distrito Aurora Vía Salitre.

ETAPA 5

En esta etapa, luego de ejecutar algunas de las actividades propuestas en el programa de mantenimiento obtenido con la técnica RCM, se realiza la evaluación de los resultados.

En los capítulos 3 y 4 se realizará en detalle la ejecución de esta metodología RCM para la determinación de un Plan de Mantenimiento en el distrito Aurora – Vía Salitre centrado en la confiabilidad.

1.3.5 Propuesta de enfoque Integrado de Mantenimiento

La función principal del mantenimiento es sostener la funcionalidad de los equipos y el buen estado de los elementos del Sistema Eléctrico a través del tiempo.

En el presente trabajo se busca que el papel del mantenimiento también sea incrementar la confiabilidad del Sistema Eléctrico al realizar actividades, tales como planeación, organización, control y ejecución de métodos de conservación de los elementos del sistema, y llevando su función más allá de las reparaciones. El valor se aprecia en la medida en que éstas (reparaciones) disminuyan como resultado de un trabajo planificado y sistemático con apoyo y recursos de una política integral de los directivos.

Las estrategias para optimizar el área de mantenimiento deben estar alineadas con la visión y misión de la Empresa, lo que significa que una propuesta válida que incluya un análisis RCM para obtener un plan de mantenimiento de la Infraestructura eléctrica del Distrito Aurora Vía Salitre basado en esta técnica, debe estar reflejado en la misión y visión de CNEL EP UN Guayas Los Ríos.

Los directivos son una parte fundamental para que el plan de mantenimiento sea cumplido, ya que las actividades a ejecutar dependen de los recursos que se tengan disponible y que se hayan gestionado previamente por la planta directiva de la Empresa.

Un enfoque integrado de Mantenimiento debe verse como la gestión que realizan los directivos para contar con los recursos que se requieren para llevar adelante con éxito el plan de mantenimiento.

Esta gestión debe desarrollarse en diferentes ámbitos, los cuales básicamente se indican a continuación:

- Gestión de la Infraestructura eléctrica
- Gestión de Personal
- Gestión de Vehículos
- Gestión de Herramientas
- Gestión de Equipos
- Gestión de Oficinas
- Gestión de Inventarios
- Gestión de Ordenes de Trabajo
- Gestión de Adquisiciones
- Gestión de Presupuesto
- Gestión de Capacitación
- Gestión de Homologación

Es necesario indicar que los directivos de un área o departamento de Mantenimiento deberían realizar el seguimiento necesario para que las gestiones de cada uno de los recursos arriba detallados se realicen, con el fin de que los planes de mantenimiento definidos para un año específico, puedan ser ejecutados a cabalidad.

En el presente trabajo solo se realiza una breve introducción a diferentes gestiones de los recursos básicos que debe ejecutar un área de mantenimiento, dentro de una propuesta de enfoque integrado del Mantenimiento, con el fin de que puedan cumplirse las actividades dentro del Plan de Mantenimiento para sistemas eléctricos de Distribución centrado en la confiabilidad.

1.3.5.1 Gestión de la Infraestructura Eléctrica

Desde la perspectiva del Mantenimiento, el objetivo primordial de este tipo de gestión es el de contar con un registro **detallado** de todos los elementos de la infraestructura eléctrica de un sistema, con el fin poder determinar provisionalmente, cuáles son las actividades de mantenimiento que deberían ser ejecutadas en dichos elementos. El registro debe ser con la mayor cantidad de información posible. Desde la ubicación, hasta el tiempo de operación. Mientras más información se tengan de los elementos del sistema, mayor será la exactitud con la que puedan detallarse las actividades de mantenimiento a ejecutarse. El registro debe estar siempre en constante actualización.

1.3.5.2 Gestión del personal

El personal para actividades de mantenimiento es un recurso escaso toda vez que las empresas tienen limitantes en la contratación, por tanto, la gestión debe enfocarse en optimizar este recurso. Es primordial contar con un registro del valor promedio de la hora de trabajo de cada personal, experiencia, entre otros datos que permitan cuantificar cual es el valor de

ejecución de una actividad de mantenimiento. Cabe indicar que el personal con que cuenta la empresa puede ser tanto de planta como contratado.

1.3.5.3 Gestión de vehículos

Los vehículos son un recurso fundamental para las actividades de mantenimiento. Este recurso puede ser propio de la empresa o contratado. Se debe definir la cantidad de vehículos requeridos según la cantidad del personal existente para las actividades de mantenimiento. Cabe indicar que la gestión para los vehículos de planta debe incluir el mantenimiento de estos, por lo que se debe tener un registro de los recorridos, fechas de cambio de repuestos, etc., que permitan determinar un adecuado uso.

1.3.5.4 Gestión de Herramientas

El personal para actividades de mantenimiento debe contar con herramientas adecuadas para los trabajos programados. Las principales son las herramientas para trabajos en altura. Al igual que los vehículos, se debe tener un registro del uso de las herramientas, de manera que se les de mantenimiento o se les reemplace en un periodo de tiempo acorde a su uso.

1.3.5.5 Gestión de Equipos

Entre los equipos se encuentran computadores, impresoras, equipos de geoposicionamiento global, equipos de comunicación, cámaras termográficas, entre otros, que permitan llevar a cabo actividades de mantenimiento, planificarlas, ejecutarlas, y evaluarlas. Como todos los recursos, estos equipos son limitados, por lo que se debe optimizar su uso y procurar su mantenimiento y/o reemplazo en un periodo adecuado de tiempo.

1.3.5.6 . Gestión de Oficinas

Es de suma relevancia para el mantenimiento, tener un área donde se pueda planificar la programación de actividades, adicional a la que debe existir para la custodia de los demás recursos como vehículos, herramientas, equipos, materiales (bodega), etc. La gestión de este recurso debe incluir también el mantenimiento de áreas, como pintura, recolección de basura, pago de servicios básicos, etc. La ubicación debe optimizarse, de manera que la distancia a los puntos donde se realicen las actividades de mantenimiento no sea un impedimento para cumplir con los tiempos de programación.

1.3.5.7 Gestión de Inventarios

Otro de los recursos críticos son los materiales que se utilizan para las actividades de mantenimiento. La gestión consiste en tener un stock de materiales que permita cumplir con el plan de mantenimiento anual, y también cubrir emergencias atendidas como actividades de mantenimiento correctivo. Es adecuado llevar un registro mensual del uso de estos materiales, así como del stock disponible.

1.3.5.8 Gestión de Ordenes de trabajo

La gestión de este recurso es primordial para la planificación de las actividades de mantenimiento. Una orden de trabajo es un documento donde se declara el trabajo de mantenimiento que se va a ejecutar en la infraestructura eléctrica, el personal que se requiere, vehículos, herramientas, materiales, el periodo de programación, entre otros datos. Tener un registro de todas las ordenes de trabajo permite realizar el análisis de cumplimiento del plan de mantenimiento en sí.

1.3.5.9 Gestión de Adquisiciones

Todos los recursos que se requieren para el mantenimiento deben contar con un plan de adquisiciones, que se constituye en el cronograma de

reemplazo o de compras de materiales, equipos, herramientas, etc., que permitan cumplir con el plan anual de mantenimiento. Detrás de esta gestión debe existir un estudio técnico que describa la necesidad de contar con cada recurso. En esta gestión se determina el costo de ejecutar actividades de mantenimiento y de los recursos necesarios mediante un análisis de precios.

1.3.5.10 Gestión de Presupuesto

Corresponde a la gestión del recurso económico necesario para la ejecución de las actividades de mantenimiento, así como para la gestión de las adquisiciones, y al igual que esta, debe contar con un estudio técnico. Es importante indicar que el área de mantenimiento debe tener una relación directa con el área financiera de una empresa, con el fin de que la gestión del presupuesto puede ser llevada a cabo de manera exitosa.

1.3.5.11 Gestión de Capacitación

El personal campo debe contar con un plan de capacitación que le permita conocer a cabalidad el trabajo que se ejecuta, acorde al cumplimiento de normativas técnicas, de seguridad, entre otras. Los mandos intermedios del área de mantenimiento deben conocer el avance tecnológico en el campo del mantenimiento, nuevas técnicas de trabajo, adicionalmente, deben desenvolverse en el manejo de las diferentes gestiones dentro del enfoque integrado del mantenimiento. Esta gestión debe iniciar con un análisis de las capacidades del personal, por tanto, debe tener estrecha relación con el área de Talento Humano de la Empresa.

1.3.5.12 Gestión de Homologación

Finalmente, todas las actividades de mantenimiento deben ejecutarse bajo normas, procesos, técnicas, etc., que deben ser analizadas y evaluadas, y aplicadas por todos los grupos de trabajo. Esta gestión debe iniciarse con la realización de un manual de operación y mantenimiento, el cual debe ser

de uso obligatorio para el personal de dichas áreas. Es importante que todos los procesos que se realicen en el área de mantenimiento se registren y se ajusten a uno solo por cada caso.

Las diferentes gestiones que se detallan anteriormente son necesarias para ejecutar el Plan de Mantenimiento para sistemas eléctricos de Distribución centrado en la confiabilidad que se plantea obtener en el presente trabajo.

CAPITULO II

2. Análisis del Sistema Eléctrico y Actividades de mantenimiento

Como se indicó en el capítulo 1, el distrito Aurora – Vía Salitre de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos, está compuesto por una línea de Subtransmisión a 69 KV, tres subestaciones 69 / 13,8 KV y nueve alimentadores 13,8 KV.

El Sistema Eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre da servicio a parte de los cantones Daule (Parroquia La Aurora) y Samborondón de la Provincia del Guayas. El sector de servicio se caracteriza por una topología mixta, es decir las redes eléctricas recorren tanto áreas urbanas como rurales, además se tiene un crecimiento comercial e industrial importante.

En la figura 2.1 se muestra un diagrama de la cobertura del Distrito Aurora Vía Salitre dentro del área de concesión de CNEL EP.

A continuación se realizarán diferentes análisis para determinar el estado de desempeño del sistema eléctrico en las condiciones actuales. La información utilizada para la realización de estos análisis corresponde a los años 2017 y 2018, obtenida de los registros de las áreas de mantenimiento, operaciones y tecnologías de la operación de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos.

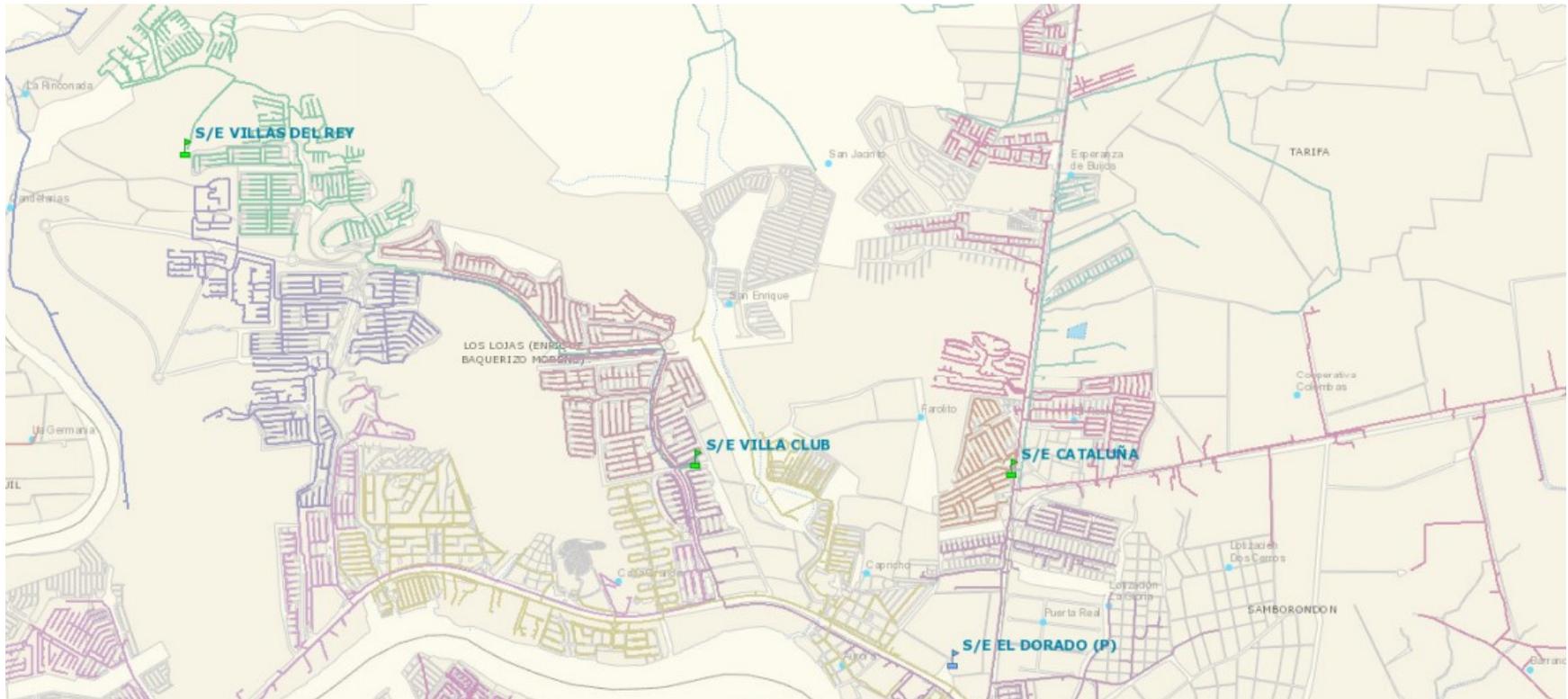


Fig. 2.1: Cobertura del Distrito Aurora – Vía Salitre

2.1 Cálculo de Caída de Voltaje

Los objetivos del estudio de caída de voltaje son:

- Determinar si existen niveles de variación de voltaje que afecten la calidad de servicio de los clientes de CNEL EP en el Distrito Aurora Vía Salitre.
- En caso de que los niveles de voltajes ofrecidos por CNEL EP produzcan afectación a la calidad de servicio de los clientes en el Distrito Aurora Vía Salitre, se determina la causa y se proponen alternativas de solución.

Los Niveles de voltaje definidos en la Regulación No. ARCONEL – 005/18 CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION son los siguientes:

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

Las variaciones de voltaje admitidas son las siguientes:

Tabla 2.1: Límites para el índice de nivel de voltaje

Nivel de Voltaje	Rango admisible
Alto Voltaje (Grupo 1 y Grupo 2)	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 6,0 %
Bajo Voltaje	± 8,0 %

Fuente: Regulación ARCONEL 005/18

Cabe indicar que esta regulación esta vigente desde el 28 de diciembre del 2018, por lo que es necesario conocer los niveles de

variaciones de voltaje declaradas en la regulación CONELEC 004/01 que estuvo vigente antes de esa fecha.

Las variaciones de voltaje admitidas en la anterior regulación son las siguientes:

Tabla 2.2: Límites para el índice de nivel de voltaje

Nivel de Voltaje	SUBETAPA 1	SUBETAPA 2
Alto Voltaje	± 7,0 %	± 5,0 %
Medio Voltaje	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje, Urbanas	± 10,0 %	± 8,0 %
Bajo Voltaje, Rurales	± 13,0 %	± 10,0 %

Fuente: Regulación CONELEC 004/01

El estudio desarrollado a continuación se basa en las mediciones de Voltaje y Potencia Activa obtenidas a través de los medidores iones del principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club, dentro del periodo comprendido entre enero del 2018 y diciembre del 2018.

Con las mediciones obtenidas, se determinan las curvas de voltaje vs tiempo y demanda vs tiempo de los meses del mencionado periodo.

En las curvas de voltaje vs tiempo se determinan los valores críticos de sobrevoltaje y bajo-voltaje con fecha, hora y la causa por la que se producen estos valores críticos.

Se realiza finalmente un análisis gráfico comparativo entre las curvas de voltaje vs tiempo y curvas de demanda vs. tiempo, para el día donde se presente la mayor caída de voltaje en el mes, bajo condiciones operativas normales, donde se determina si CNEL EP en el Distrito Aurora Vía Salitre cumple con los límites de fluctuación de voltaje establecidas en la regulación No. ARCONEL – 005/18

CALIDAD DEL SERVICIO ELECTRICO DE DISTRIBUCION, que a nivel de medio voltaje es de + - 6%.

Con los resultados observados, se determinan posibles soluciones para corregir las fluctuaciones de voltajes.

2.1.1 Curvas de Demanda y Voltaje Subestación Villa Club

La Subestación Villa Club tiene cinco alimentadores a 13,8 KV asociados que son: alimentador La Joya, alimentador Villa Club, alimentador Quarzo, Alimentador Cosmos y alimentador Villas del Rey.

A continuación, se realiza el análisis de la demanda y voltaje del principal a 13.8 KV y de estos alimentadores.

2.1.1.1 Curva de Demanda y Voltaje Principal S/E Villa Club

El análisis de la demanda del principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos desde los medidores ION disponibles en el sistema eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos durante el año 2018.

De dichas curvas, se determinó que durante el año 2018, los niveles de variación de voltaje en el principal a medio voltaje de la Subestación Villa Club han estado dentro de los límites acordados a la regulación CONELEC 004/01 vigente hasta el 28 de diciembre del 2018. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 2.3: Demanda Máxima, Voltajes Mínimos y Máximos en Principal
13,8 KV S/E Villa Club. Año 2018**

MES	Demanda máxima (MW)	Voltaje Mínimo (KV)	Voltaje Maximo (KV)	Límite Inferior de Voltaje Base 13,2 KV (- 8%)	Limite Superior de Voltaje Base 13,2 KV (+ 8%)
ENERO	23,36	13,13	13,88	- 0,53 %	+ 5,15 %
FEBRERO	21,62	13,05	14,04	- 1,14 %	+ 6,36 %
MARZO	24,71	13,06	14,11	- 1,06 %	+ 6,89 %
ABRIL	25,59	13,08	13,80	- 0,90 %	+ 4,55 %
MAYO	23,98	13,02	13,86	- 1,36 %	+ 5,00 %
JUNIO	19,56	13,21	13,95	+ 0,08 %	+ 5,68 %
JULIO	18,29	13,24	14,21	+ 0,30 %	+ 7,65 %
AGOSTO	18,06	13,33	14,12	+ 0,98 %	+ 6,97 %
SEPTIEMBRE	21,97	13,24	14,10	+ 0,30 %	+ 6,82 %
OCTUBRE	17,68	13,37	14,27	+ 1,29 %	+ 8,11 %
NOVIEMBRE	16,16	13,22	14,14	+ 0,15 %	+ 7,12 %
DICIEMBRE	19,10	13,08	14,05	- 0,91 %	+ 6,44 %

Un voltaje Máximo de 14,27 KV (+8,11) se presentó en el mes de octubre, mientras un voltaje minino de 13,02 KV (-1,36%) se presentó en el mes de mayo. Ambos se encuentran dentro de la regulación CONELEC 004/01 vigente hasta el año 2018.

Con el valor mínimo de voltaje, se realiza el análisis de caída de voltaje en cada alimentador de la Subestación Villa Club. Para dicho estudio de caída de voltaje, se toman los datos existentes en la base del Sistema de Información Georeferenciado (SIG) con que cuenta la CNEL EP. Por ejemplo, las características de algunos de los tipos de conductores existentes en los alimentadores de la Subestación Villa Club se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 2.4: Resistencia de Conductores Aluminio ACSR

Conductor (AWG/Kcmil)	Capacidad de conducción de corriente (A)	Resistencia (ohm/Km)	Designación equivalente en Cobre (AWG/Kcmil)
2	185	0,853	4
1/0	240	0,535	2
2/0	275	0,424	1/0
3/0	315	0,336	1/0
4/0	360	0,267	2/0
336,4	520	0,169	4/0

Estos datos se ingresan en el programa CYME (CYMDIST), el cual es un software para análisis de redes de distribución eléctricas, con licencia adquirida por la CNEL EP.

2.1.1.2 Cálculo de Caída de voltaje en Alimentador La Joya

Con el objetivo de realizar un estudio de caída de voltaje en el alimentador LA JOYA, se utilizó el programa CYME para simular un flujo de carga y un posterior estudio de balance, que permitieron obtener el perfil de voltaje en el punto más distante del alimentador LA JOYA a la Subestación Villa Club.

En la figura 2.2 se muestra el diagrama ingresado en el software CYME para realizar el estudio de caída de voltaje y balance en el alimentador LA JOYA de la Subestación Villa Club.

Con los datos de máxima demanda y considerando el valor mínimo de voltaje presentado en el año 2018 en el principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club de 13,02 KV, mediante la aplicación el programa CYME se obtiene el perfil de voltaje para el alimentador LA JOYA mostrado en la figura 2.4.

Tabla 2.5: Valores de Distancia y Voltajes por fase en Alimentador La Joya. Año 2018

Distancia desde la Subestación (km)	Voltaje LN en fase A (KV)	Voltaje LN en fase B (KV)	Voltaje LN en fase C (KV)	Porcentaje caída tensión acum. en fase A ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase B ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase C ((%))
0	7,5171005	7,5171005	7,5171005	1,36363636	1,36363636	1,36363636
0	7,5171005	7,5171005	7,5171005	1,36363636	1,36363636	1,36363636
0,010739	7,51664196	7,51644652	7,51634879	1,36965318	1,37221773	1,3735
0,010739	7,51664196	7,51644652	7,51634879	1,36965318	1,37221773	1,3735
0,010739	7,51664196	7,51644652	7,51634879	1,36965318	1,37221773	1,3735
1,918611	7,43755455	7,40307361	7,38690432	2,40740636	2,85985136	3,07201818
1,918611	7,43755455	7,40307361	7,38690432	2,40740636	2,85985136	3,07201818
2,760539	7,40508067	7,3555956	7,33205956	2,83351545	3,48283864	3,79166909
2,760539	7,40508067	7,3555956	7,33205956	2,83351545	3,48283864	3,79166909
2,760616	7,40508067	7,3555956	7,33205204	2,83351545	3,48283864	3,79176773
2,760616	7,40508067	7,3555956	7,33205204	2,83351545	3,48283864	3,79176773
3,689754	7,37041932	7,3042087	7,27339611	3,28832773	4,15711682	4,56142727
3,689754	7,37041932	7,3042087	7,27339611	3,28832773	4,15711682	4,56142727
3,922419	7,36194003	7,29151232	7,25902341	3,39958955	4,32371364	4,75002
3,922419	7,36194003	7,29151232	7,25902341	3,39958955	4,32371364	4,75002
4,001229	7,35915871	7,28716743	7,25421998	3,436085	4,38072545	4,81304864
4,001229	7,35915871	7,28716743	7,25421998	3,436085	4,38072545	4,81304864
4,077572	7,35851975	7,28643828	7,25290449	3,44446909	4,39029318	4,83031
4,077572	7,35851975	7,28643828	7,25290449	3,44446909	4,39029318	4,83031
4,078231	7,35851224	7,28643076	7,25289697	3,44456773	4,39039182	4,83040864
4,078231	7,35851224	7,28643076	7,25289697	3,44456773	4,39039182	4,83040864
4,135362	7,35803866	7,28589704	7,25190472	3,45078182	4,397395	4,84342864
4,135362	7,35803866	7,28589704	7,25190472	3,45078182	4,397395	4,84342864
4,25066	7,35755756	7,28511527	7,25069446	3,45709455	4,40765318	4,85930909
4,25066	7,35755756	7,28511527	7,25069446	3,45709455	4,40765318	4,85930909
4,468024	7,35662544	7,28365695	7,24843933	3,46932545	4,42678864	4,8889
4,468024	7,35662544	7,28365695	7,24843933	3,46932545	4,42678864	4,8889
4,654689	7,35583615	7,28243918	7,24648489	3,47968227	4,44276773	4,91454545
4,654689	7,35583615	7,28243918	7,24648489	3,47968227	4,44276773	4,91454545
4,722877	7,35567077	7,2822287	7,24625937	3,48185227	4,44552955	4,91750455
4,722877	7,35567077	7,2822287	7,24625937	3,48185227	4,44552955	4,91750455
4,723581	7,35567077	7,2822287	7,24625937	3,48185227	4,44552955	4,91750455
4,723581	7,35567077	7,2822287	7,24625937	3,48185227	4,44552955	4,91750455

Distancia desde la Subestación (km)	Voltaje LN en fase A (KV)	Voltaje LN en fase B (KV)	Voltaje LN en fase C (KV)	Porcentaje caída tensión acum. en fase A ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase B ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase C ((%))
4,760604	7,35557305	7,28211594	7,24613158	3,48313455	4,44700909	4,91918136
4,760604	7,35557305	7,28211594	7,24613158	3,48313455	4,44700909	4,91918136
4,818647	7,35542271	7,28193553	7,24593614	3,48510727	4,44937636	4,92174591
4,818647	7,35542271	7,28193553	7,24593614	3,48510727	4,44937636	4,92174591
4,925336	7,35515209	7,28159726	7,24558283	3,48865818	4,453815	4,92638182
4,925336	7,35515209	7,28159726	7,24558283	3,48865818	4,453815	4,92638182
5,025683	7,35489651	7,28129658	7,24523705	3,49201182	4,45776045	4,93091909
5,025683	7,35489651	7,28129658	7,24523705	3,49201182	4,45776045	4,93091909
5,123957	7,35464845	7,2809959	7,24489878	3,49526682	4,46170591	4,93535773
5,123957	7,35464845	7,2809959	7,24489878	3,49526682	4,46170591	4,93535773
5,139135	7,35461086	7,28095079	7,24484616	3,49576	4,46229773	4,93604818
5,139135	7,35461086	7,28095079	7,24484616	3,49576	4,46229773	4,93604818
5,188794	7,35448307	7,28080045	7,24468078	3,49743682	4,46427045	4,93821818
5,188794	7,35448307	7,28080045	7,24468078	3,49743682	4,46427045	4,93821818
5,216408	7,35441542	7,28072528	7,24458306	3,49832455	4,46525682	4,93950045
5,216408	7,35441542	7,28072528	7,24458306	3,49832455	4,46525682	4,93950045
5,229589	7,35438535	7,28068769	7,24453796	3,49871909	4,46575	4,94009227
5,229589	7,35438535	7,28068769	7,24453796	3,49871909	4,46575	4,94009227
5,238669	7,3543628	7,28065763	7,24450037	3,499015	4,46614455	4,94058545
5,238669	7,3543628	7,28065763	7,24450037	3,499015	4,46614455	4,94058545
5,275638	7,35427259	7,28055239	7,24437258	3,50019864	4,46752545	4,94226227
5,275638	7,35427259	7,28055239	7,24437258	3,50019864	4,46752545	4,94226227
5,313325	7,35418239	7,28043963	7,24423727	3,50138227	4,469005	4,94403773
5,313325	7,35418239	7,28043963	7,24423727	3,50138227	4,469005	4,94403773
5,326844	7,3541448	7,28040956	7,24419969	3,50187545	4,46939955	4,94453091
5,326844	7,3541448	7,28040956	7,24419969	3,50187545	4,46939955	4,94453091
5,358104	7,35412977	7,28026674	7,24413955	3,50207273	4,47127364	4,94532
5,358104	7,35412977	7,28026674	7,24413955	3,50207273	4,47127364	4,94532
5,387107	7,35411473	7,28013143	7,24408693	3,50227	4,47304909	4,94601045
5,387107	7,35411473	7,28013143	7,24408693	3,50227	4,47304909	4,94601045
5,42603	7,35407715	7,27996605	7,24404183	3,50276318	4,47521909	4,94660227
5,42603	7,35407715	7,27996605	7,24404183	3,50276318	4,47521909	4,94660227
5,464329	7,35404708	7,27980068	7,24398921	3,50315773	4,47738909	4,94729273

CAIDA DE VOLTAJE ALIMENTADOR LA JOYA

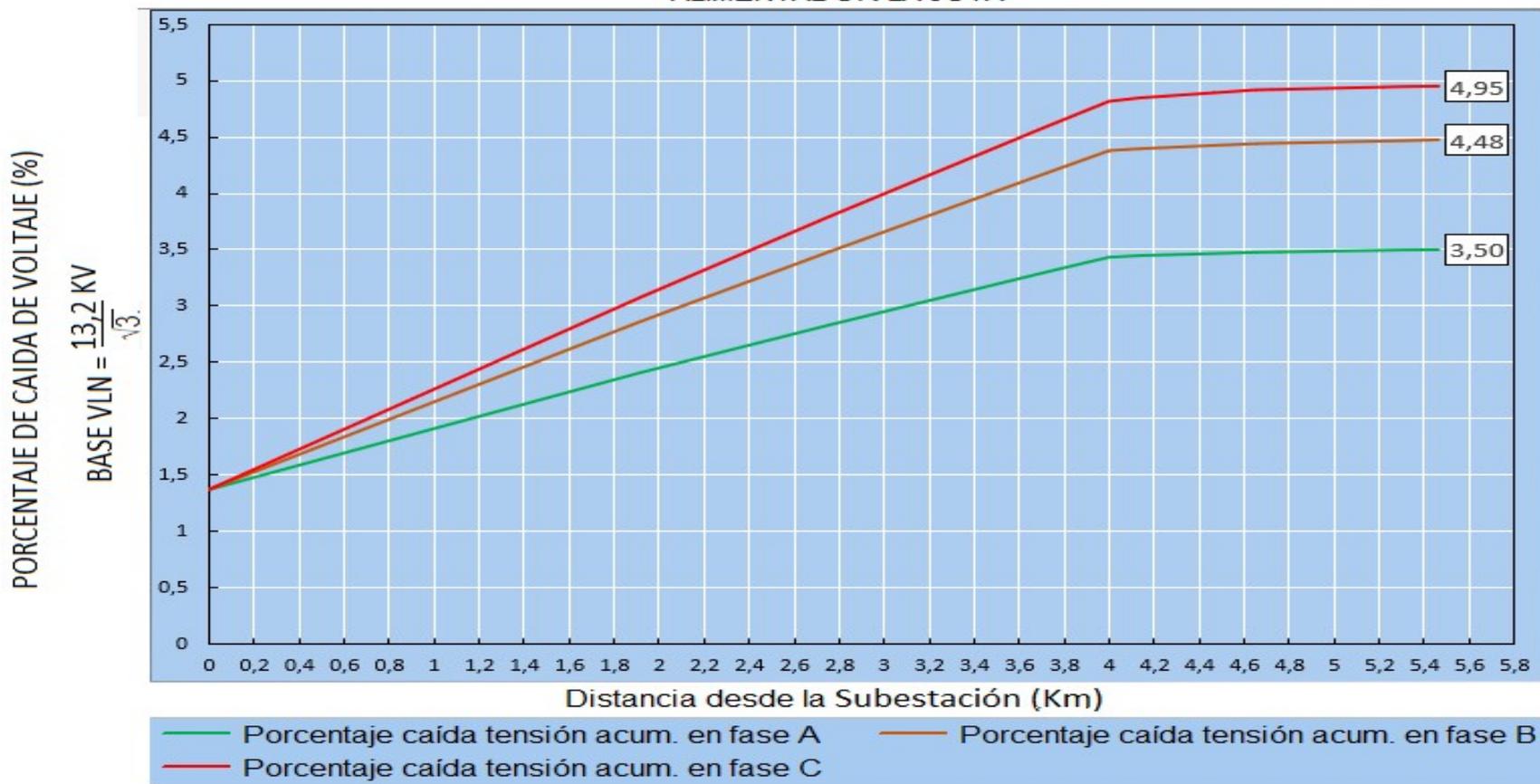


Fig. 2.3: Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador LAJOYA. Año 2018

Perfil de Voltaje ALIMENTADOR LA JOYA

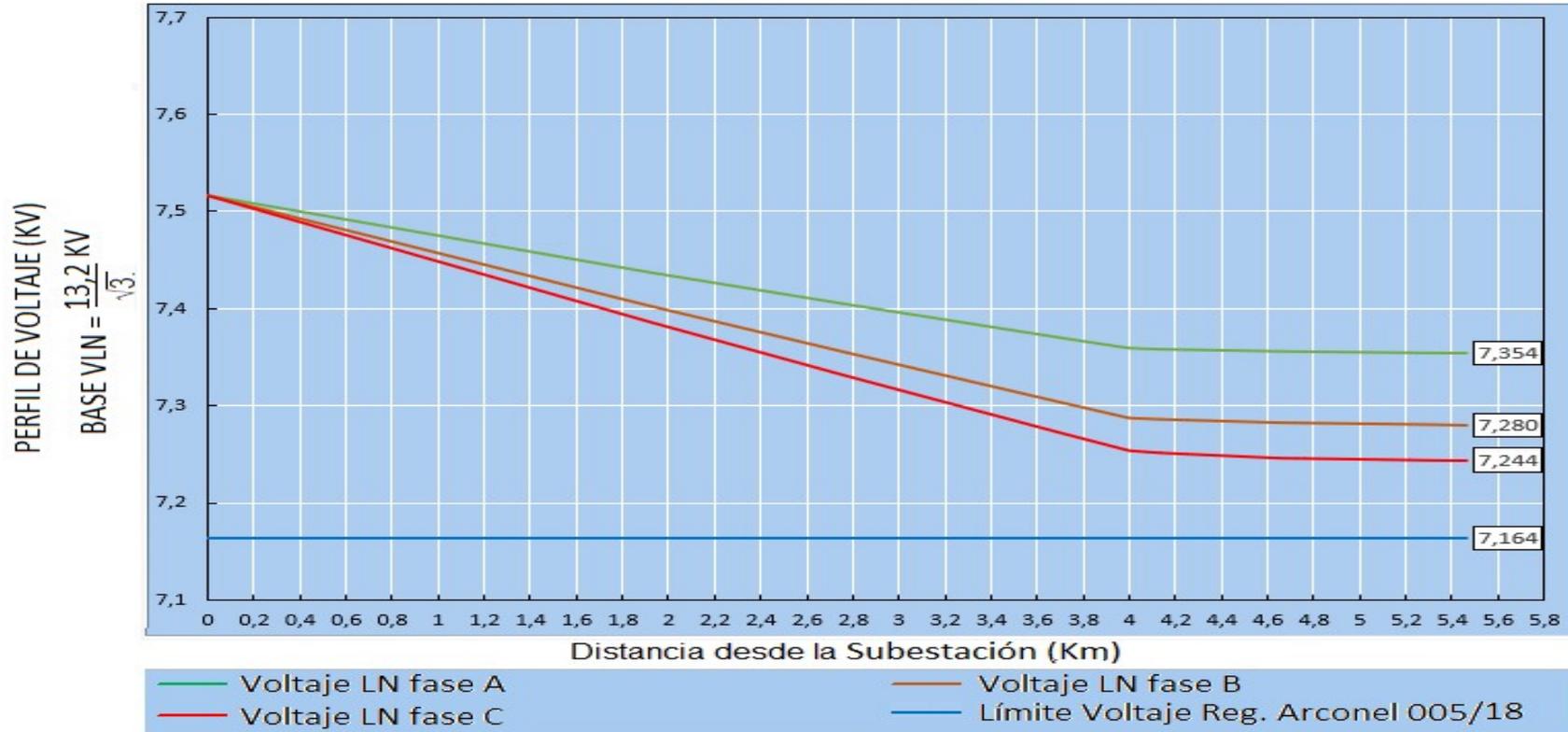


Fig. 2.4: Perfil de Voltaje por fase en Alimentador La Joya. Año 2018

Se determina que la mayor caída de voltaje en el alimentador LA JOYA de la Subestación Villa Club es de 4,95%, encontrándose dentro de los límites establecidos en la regulación CONELEC 004/01 y también dentro de los establecidos en la regulación ARCONEL 005/18.

2.1.1.3 Cálculo de Caída de voltaje en Alimentador Villa Club

Con el objetivo de realizar un estudio de caída de voltaje en el alimentador VILLA CLUB, se utilizó el programa CYME para simular un flujo de carga y un posterior estudio de balance, que permitieron obtener el perfil de voltaje en el punto más distante del alimentador VILLA CLUB a la Subestación Villa Club.

En la figura 2.5 se muestra el diagrama ingresado en el software CYME para realizar el estudio de caída de voltaje y balance en el alimentador VILLA CLUB de la Subestación Villa Club.

Con los datos de máxima demanda y considerando el valor mínimo de voltaje presentado en el año 2018 en el principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club de 13,02 KV, mediante la aplicación el programa CYME se obtiene el perfil de voltaje para el alimentador VILLA CLUB mostrado en la figura 2.7.

Se determina que la mayor caída de voltaje en el alimentador VILLA CLUB de la Subestación Villa Club es de 2,31%, encontrándose dentro de los límites establecidos en la regulación CONELEC 004/01 y también dentro de los establecidos en la regulación ARCONEL 005/18.

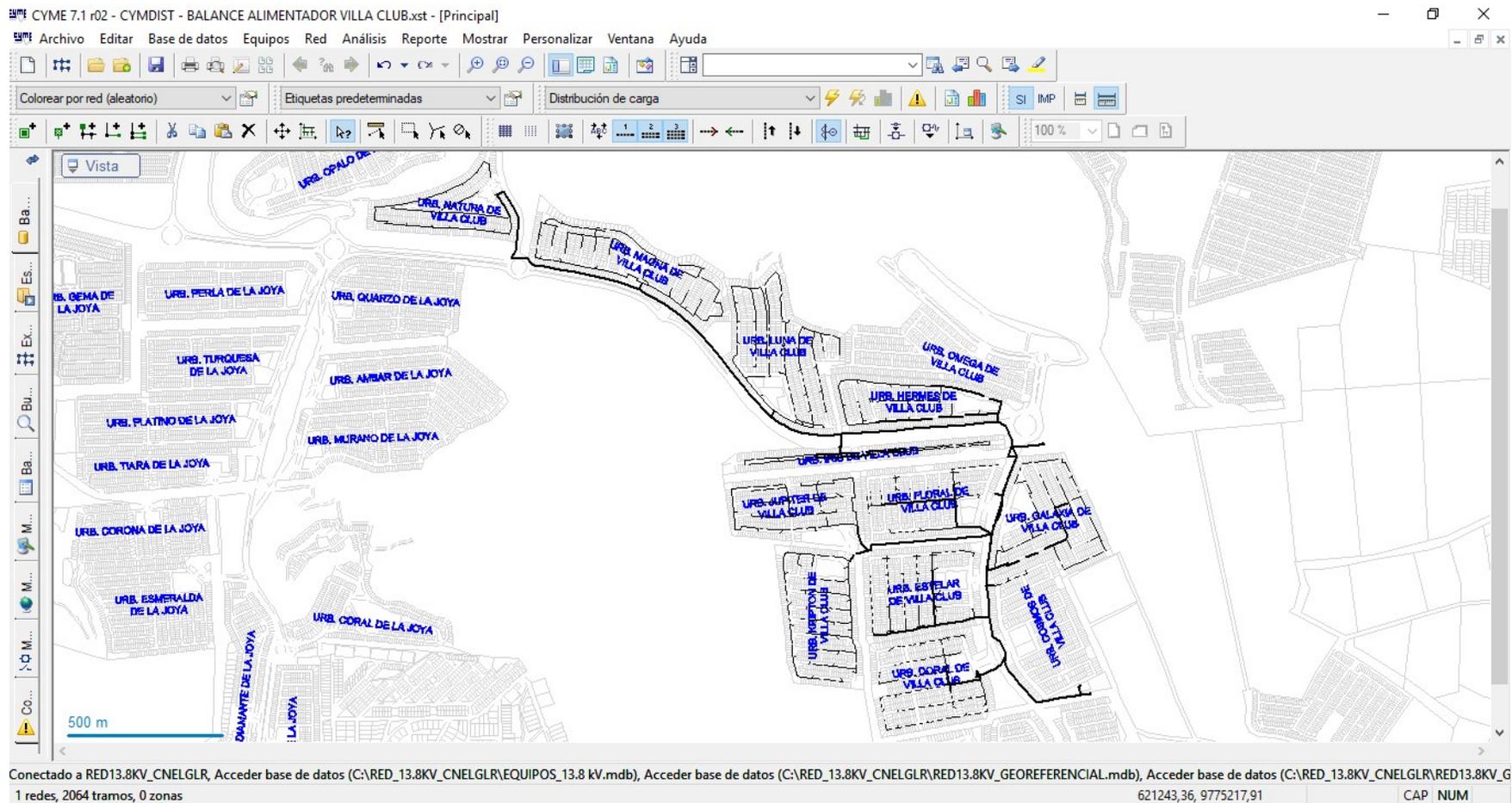


Fig. 2.5: Estudio de caída de voltaje y balance en alimentador Villa Club. Programa CYME.

Tabla 2.6: Valores de Distancia y Voltajes por fase de Alimentador Villa Club. Año 2018

Distancia desde la Subestación (km)	Voltaje LN en fase A (KV)	Voltaje LN en fase B (KV)	Voltaje LN en fase C (KV)	Porcentaje caída tensión acum. en fase A ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase B ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase C ((%))
0	7,5171005	7,5171005	7,5171005	1,36363636	1,36363636	1,36363636
0,011222	7,51652921	7,51658934	7,51643148	1,37113273	1,37034364	1,372415
0,037231	7,5152062	7,51540164	7,51488296	1,38849273	1,38592818	1,39273409
0,056005	7,51425152	7,51454469	7,51377043	1,40101955	1,39717273	1,40733227
0,085441	7,51276314	7,51321416	7,51202646	1,42054955	1,41463136	1,43021591
0,108748	7,51158295	7,51215425	7,51065083	1,43603545	1,42853909	1,44826636
0,143963	7,5098014	7,51056063	7,50856108	1,45941227	1,44945	1,47568727
0,184027	7,5077793	7,50874149	7,50619319	1,48594545	1,47332	1,50675773
0,261669	7,50386289	7,505231	7,50160776	1,537335	1,51938318	1,56692591
0,304059	7,50172803	7,50331414	7,49910457	1,56534773	1,54453545	1,59977182
0,351994	7,49931505	7,5011417	7,49627062	1,59701	1,57304136	1,63695773
0,382294	7,49778907	7,49977359	7,49448907	1,61703318	1,59099318	1,66033455
0,423975	7,4958647	7,49781162	7,49221139	1,64228409	1,61673727	1,69022136
0,453062	7,49452665	7,496436	7,49062528	1,65984136	1,63478773	1,711103364
0,515946	7,49163257	7,49348178	7,48718996	1,69781636	1,67355182	1,75611045
0,580853	7,48921958	7,49053507	7,48425829	1,72947864	1,71221727	1,79457864
0,604214	7,4883476	7,48947516	7,4832059	1,74092045	1,726125	1,80838773
0,60838	7,48799429	7,48909931	7,48280749	1,74555636	1,73105682	1,81361545
0,673967	7,48620522	7,48658859	7,48048471	1,76903182	1,76400136	1,84409409
0,716078	7,48505511	7,48497242	7,47898881	1,78412318	1,78520818	1,86372273
0,751337	7,48409292	7,48362686	7,47774097	1,79674864	1,80286409	1,88009636
0,780682	7,4832961	7,48249929	7,47670361	1,80720409	1,81765955	1,89370818
0,827425	7,48248426	7,48155214	7,47581659	1,81785682	1,83008773	1,90534727
0,886382	7,48146945	7,4803494	7,47471158	1,83117273	1,84586955	1,91984682
0,928895	7,48073277	7,47948493	7,47390725	1,84083909	1,85721273	1,93040091
0,984293	7,47977058	7,47836489	7,4728774	1,85346455	1,87190955	1,94391409
1,045215	7,47871067	7,47713208	7,47174232	1,86737227	1,88808591	1,95880818
1,074387	7,47732001	7,47559108	7,47020131	1,88562	1,90830636	1,97902864
1,108886	7,47568128	7,47376442	7,46838218	1,90712273	1,932275	2,00289864
1,129148	7,47471158	7,47268948	7,46730723	1,91984682	1,94638	2,01700364
1,153391	7,47356146	7,47141157	7,46602932	1,93493818	1,96314818	2,03377182
1,182444	7,47217831	7,46987056	7,46448832	1,95308727	1,98336864	2,05399227
1,210515	7,47084027	7,46838218	7,46300745	1,97064455	2,00289864	2,07342364

Distancia desde la Subestación (km)	Voltaje LN en fase A (KV)	Voltaje LN en fase B (KV)	Voltaje LN en fase C (KV)	Porcentaje caída tensión acum. en fase A ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase B ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase C ((%))
1,211005	7,47081772	7,46835963	7,4629849	1,97094045	2,00319455	2,07371955
1,255534	7,47006601	7,46757033	7,46228581	1,98080409	2,01355136	2,08289273
1,318637	7,4690061	7,46645028	7,46130107	1,99471182	2,02824818	2,09581409
1,374452	7,46807398	7,46546554	7,46042908	2,00694273	2,04116955	2,10725591
1,431385	7,46711179	7,46445825	7,45954207	2,01956818	2,05438682	2,118895
1,486063	7,46620973	7,46348103	7,45869263	2,03140455	2,06720955	2,13004091
1,541773	7,46527761	7,46249629	7,45782065	2,04363545	2,08013091	2,14148273
1,597136	7,46436053	7,46151155	7,4569637	2,05566909	2,09305227	2,15272727
1,656728	7,46337579	7,46045164	7,4560391	2,06859045	2,10696	2,16485955
1,718366	7,46235346	7,45936166	7,45507691	2,082005	2,12126227	2,177485
1,745446	7,46194754	7,4589407	7,45470857	2,08733136	2,12678591	2,18231818
1,773617	7,46151906	7,45850471	7,45433252	2,09295364	2,13250682	2,18734864
1,799049	7,46114321	7,4581063	7,45398693	2,09788545	2,13773455	2,19178727
1,825908	7,46073729	7,45769286	7,45361859	2,10321182	2,14315955	2,19662045
1,852451	7,46033888	7,45727942	7,45325777	2,10843955	2,14858455	2,201355
1,886587	7,45982772	7,45675322	7,45279171	2,11514682	2,15548909	2,20747045
1,912062	7,45944434	7,45635482	7,45244592	2,12017727	2,16071682	2,21200773
1,921718	7,45930152	7,45620447	7,45231813	2,12205136	2,16268955	2,21368455
1,948082	7,45890311	7,45579855	7,45196483	2,12727909	2,16801591	2,21832045
1,965574	7,45864001	7,45552793	7,4517318	2,13073136	2,17156682	2,22137818
2,059757	7,45772293	7,4545883	7,45105526	2,142765	2,18389636	2,23025545
2,10081	7,45732452	7,45418237	7,45076961	2,14799273	2,18922273	2,23400364
2,157131	7,45677577	7,45361859	7,45036369	2,15519318	2,19662045	2,23933
2,211108	7,45624958	7,45307736	7,44998031	2,16209773	2,20372227	2,24436045
2,244523	7,45166414	7,44858965	7,44589853	2,2226591	2,26260818	2,29792
2,297895	7,45149125	7,44841676	7,4457106	2,22453455	2,26487682	2,30038591
3,021386	7,45140856	7,44833407	7,4456204	2,22561955	2,26596182	2,30156955
3,053528	7,45130332	7,44822883	7,44550764	2,22700045	2,26734273	2,30304909
3,090667	7,45117553	7,44810104	7,44537233	2,22867727	2,26901955	2,30482455
3,125738	7,45106278	7,44798077	7,44524454	2,23015682	2,27059773	2,30650136
3,161512	7,4509425	7,44786049	7,44511675	2,231735	2,27217591	2,30817818
3,197202	7,45082223	7,44774022	7,44498896	2,23331318	2,27375409	2,309855
3,230393	7,45070947	7,44763498	7,44486869	2,23479273	2,275135	2,31143318

PERFIL DE CAIDA DE VOLTAJE ALIMENTADOR VILLA CLUB

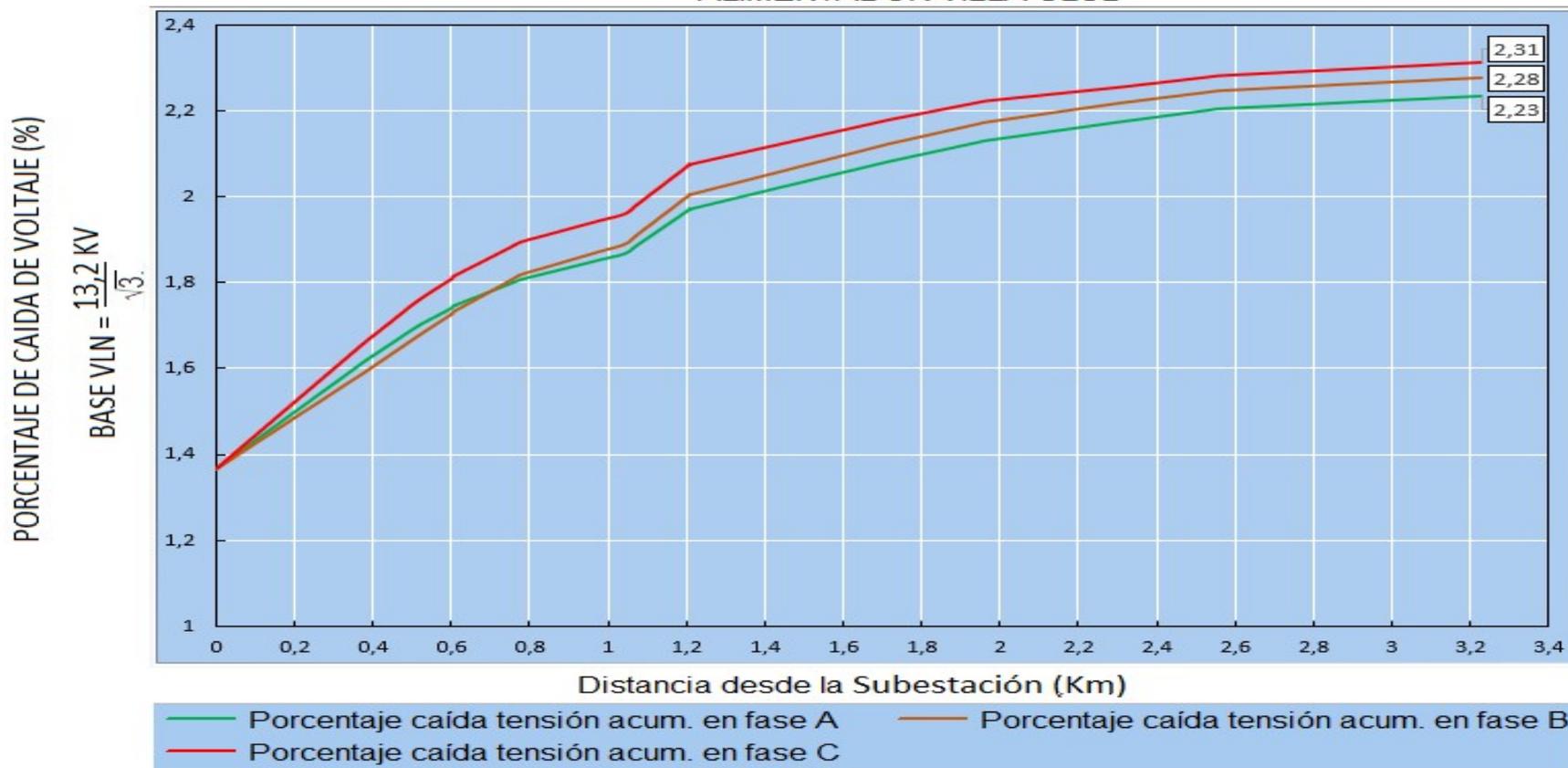


Fig. 2.6: Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador VILLA CLUB. Año 2018

PERFIL DE VOLTAJE ALIMENTADOR VILLA CLUB

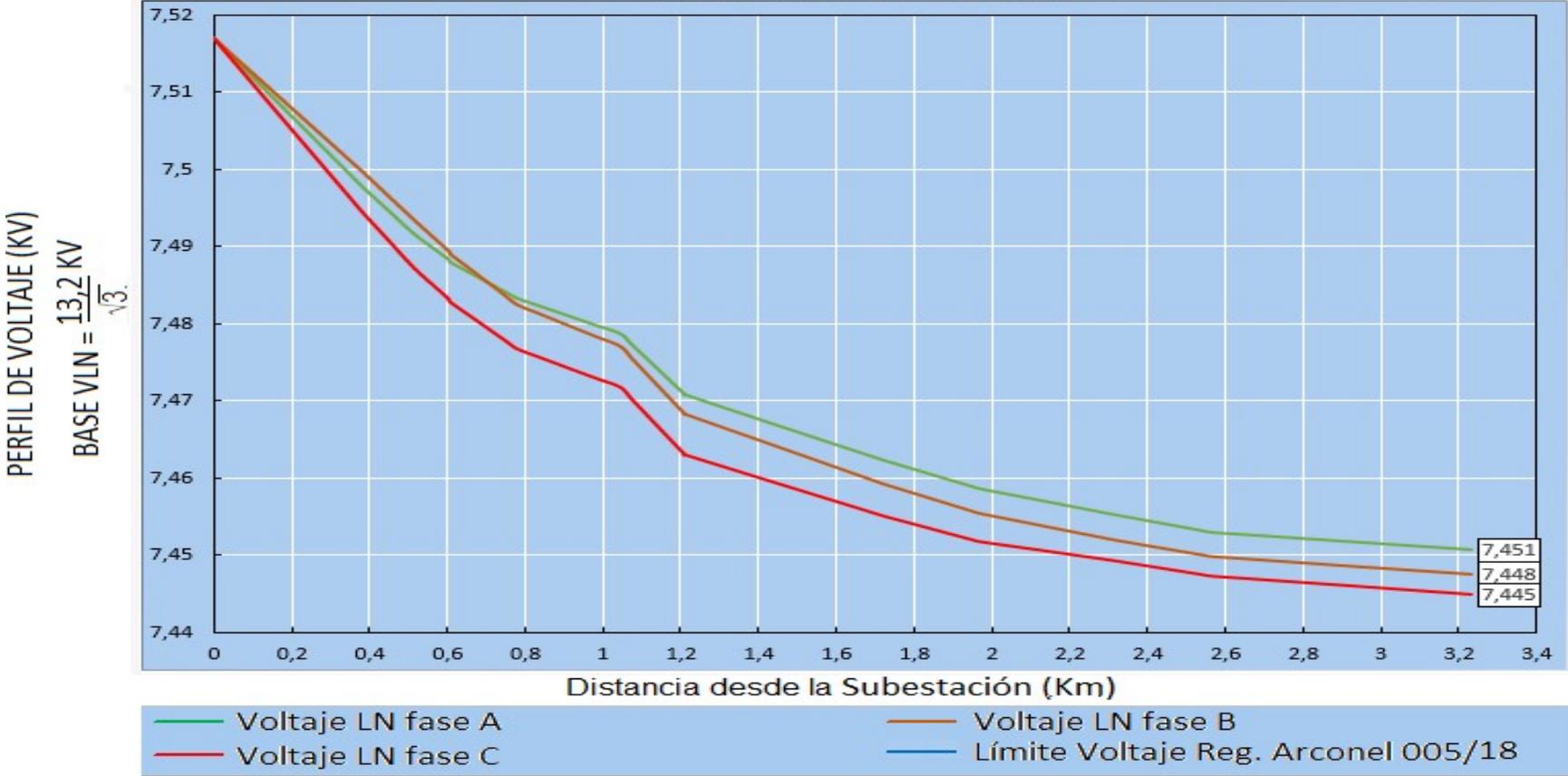


Fig. 2.7: Perfil de Voltaje por fase en Alimentador Villa Club. Año 2018

2.1.1.4 Cálculo de Caída de voltaje en Alimentador Quarzo

Con el objetivo de realizar un estudio de caída de voltaje en el alimentador QUARZO, se utilizó el programa CYME para simular un flujo de carga y un posterior estudio de balance, que permitieron obtener el perfil de voltaje en el punto más distante del alimentador QUARZO a la Subestación Villa Club.

En la figura 2.8 se muestra el diagrama ingresado en el software CYME para realizar el estudio de caída de voltaje y balance en el alimentador QUARZO de la Subestación Villa Club.

Con los datos de máxima demanda y considerando las condiciones de valor mínimo de voltaje 13,02 KV presentado en el año 2018 en el principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club, mediante la aplicación del programa CYME se obtiene el perfil de voltaje para el alimentador QUARZO mostrado en la figura 2.10.

Se determina que la mayor caída de voltaje en el alimentador QUARZO de la Subestación Villa Club es de 6,84%, encontrándose dentro de los límites establecidos en la regulación CONELEC 004/01 pero fuera de los establecidos en la regulación ARCONEL 005/18.

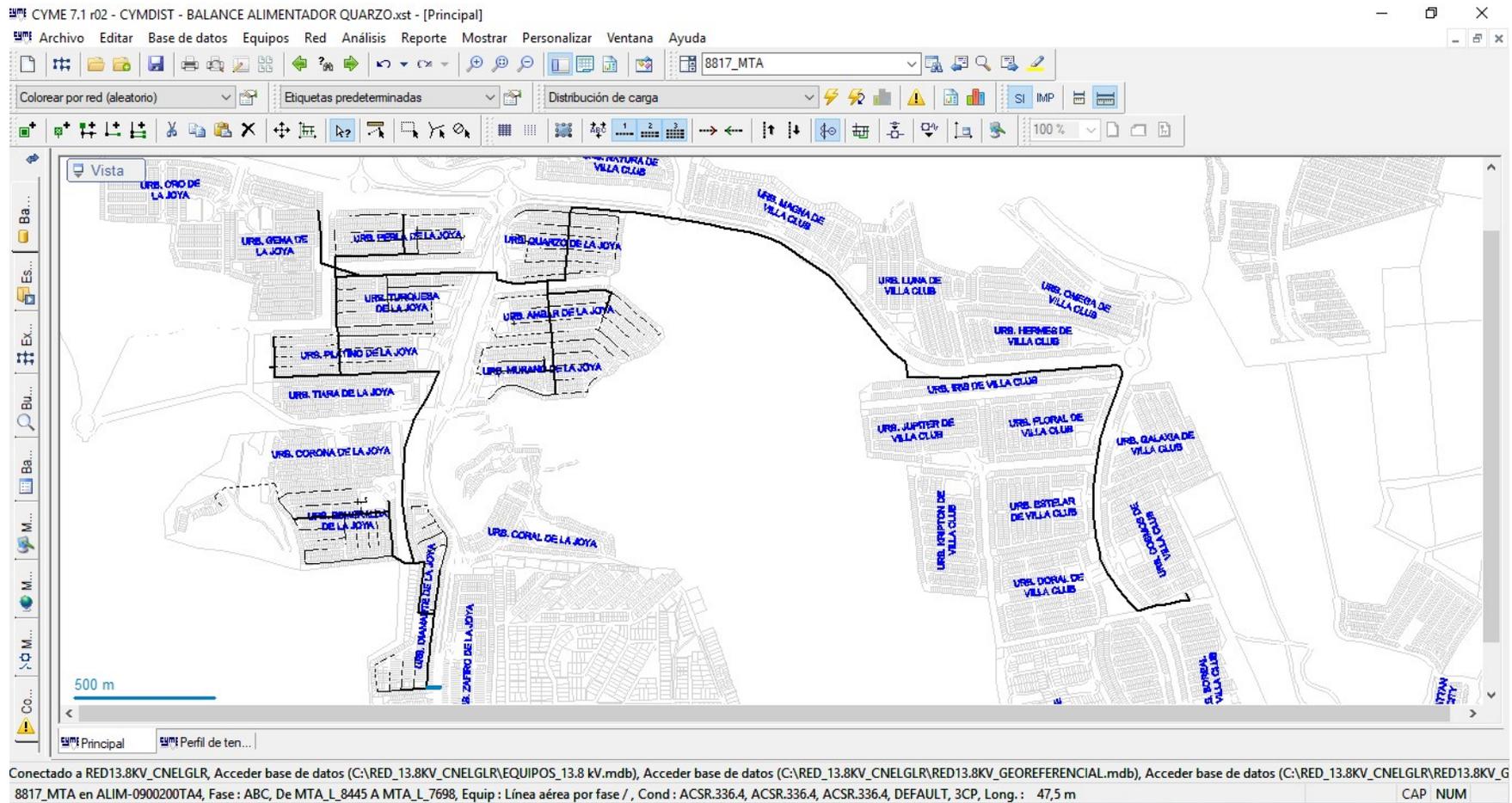


Fig. 2.8: Estudio de caída de voltaje y balance en alimentador Quarzo. Programa CYME. Año 2018.

Tabla 2.7: Valores de Distancia y Voltajes por fase de Alimentador QUARZO. Año 2018

Distancia desde la Subestación (km)	Voltaje LN en fase A (KV)	Voltaje LN en fase B (KV)	Voltaje LN en fase C (KV)	Porcentaje caída tensión acum. en fase A ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase B ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase C ((%))
0,000000	7,517101	7,517101	7,517101	1,363636	1,363636	1,363636
0,027800	7,515507	7,514236	7,517025	1,384547	1,401217	1,364623
1,073140	7,455678	7,407877	7,514522	2,169594	2,796823	1,397469
1,075269	7,455550	7,407652	7,514507	2,171271	2,799782	1,397666
1,158910	7,448958	7,387107	7,509193	2,257775	3,069355	1,467402
1,162064	7,448770	7,386777	7,509177	2,260241	3,073695	1,467599
1,188444	7,447259	7,384123	7,509117	2,280067	3,108514	1,468388
1,244073	7,444079	7,378545	7,508997	2,321790	3,181702	1,469966
1,292882	7,441283	7,373659	7,508892	2,358483	3,245815	1,471347
1,340231	7,438577	7,368923	7,508787	2,393992	3,307956	1,472728
1,388141	7,435833	7,364135	7,508681	2,429994	3,370788	1,474109
1,444093	7,432631	7,358557	7,508569	2,472013	3,443976	1,475589
1,492615	7,429857	7,353724	7,508463	2,508410	3,507399	1,476970
1,547850	7,426700	7,348221	7,508351	2,549837	3,579601	1,478449
1,596173	7,423934	7,343425	7,508245	2,586135	3,642531	1,479830
1,638152	7,421536	7,339253	7,508163	2,617600	3,697274	1,480915
1,700844	7,417950	7,333044	7,508035	2,664650	3,778748	1,482592
1,748261	7,415244	7,328346	7,507937	2,700159	3,840395	1,483874
4,508117	7,282086	7,120596	7,477470	4,447404	6,566409	1,883647
4,538776	7,281657	7,119889	7,476553	4,453026	6,575680	1,895681
4,553837	7,281447	7,119551	7,476102	4,455788	6,580119	1,901599
4,568958	7,281236	7,119220	7,475644	4,458550	6,584459	1,907616
4,598644	7,280831	7,118574	7,474734	4,463876	6,592942	1,919551
4,628767	7,280455	7,117890	7,473825	4,468808	6,601918	1,931486
4,643931	7,280267	7,117552	7,473366	4,471274	6,606356	1,937503
4,677891	7,279823	7,116890	7,472539	4,477093	6,615036	1,948353
4,706128	7,279462	7,116394	7,471893	4,481828	6,621546	1,956835
4,722701	7,279237	7,116101	7,471524	4,484787	6,625393	1,961669
4,744734	7,278959	7,115770	7,471006	4,488436	6,629733	1,968475
4,771573	7,278598	7,115372	7,470404	4,493171	6,634961	1,976365
4,820067	7,277936	7,114657	7,469427	4,501851	6,644331	1,989188
4,902972	7,276982	7,113613	7,467924	4,514378	6,658042	2,008915
5,030452	7,275538	7,112132	7,465526	4,533316	6,677473	2,040380

Distancia desde la Subestación (km)	Voltaje LN en fase A (KV)	Voltaje LN en fase B (KV)	Voltaje LN en fase C (KV)	Porcentaje caída tensión acum. en fase A ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase B ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase C ((%))
5,135823	7,274291	7,110952	7,463654	4,549690	6,692959	2,064941
5,165685	7,273892	7,110583	7,463083	4,554917	6,697792	2,072437
5,170457	7,273832	7,110531	7,462992	4,555706	6,698483	2,073621
5,584524	7,268405	7,105472	7,455099	4,626922	6,764865	2,177189
5,887151	7,264473	7,101848	7,449304	4,678509	6,812408	2,253238
5,887151	7,264473	7,101848	7,449304	4,678509	6,812408	2,253238
5,890160	7,264428	7,101811	7,449251	4,679100	6,812901	2,253928
5,928574	7,264090	7,101653	7,448996	4,683539	6,814972	2,257282
5,938879	7,264000	7,101608	7,448928	4,684723	6,815564	2,258170
5,949388	7,263902	7,101563	7,448860	4,686005	6,816156	2,259057
5,964371	7,263767	7,101503	7,448763	4,687780	6,816945	2,260340
5,964371	7,263767	7,101503	7,448763	4,687780	6,816945	2,260340
5,987347	7,263564	7,101405	7,448605	4,690444	6,818227	2,262411
6,010075	7,263368	7,101330	7,448447	4,693008	6,819214	2,264482
6,032504	7,263173	7,101262	7,448281	4,695573	6,820101	2,266652
6,055068	7,262985	7,101194	7,448116	4,698039	6,820989	2,268822
6,077392	7,262774	7,101127	7,447981	4,700800	6,821877	2,270598
6,093317	7,262632	7,101082	7,447876	4,702675	6,822469	2,271979
6,110115	7,262474	7,101037	7,447770	4,704746	6,823060	2,273360
6,130765	7,262286	7,100984	7,447642	4,707212	6,823751	2,275036
6,168830	7,261933	7,100879	7,447409	4,711848	6,825132	2,278094
6,181613	7,261880	7,100841	7,447372	4,712538	6,825625	2,278587
6,218379	7,261730	7,100728	7,447267	4,714511	6,827105	2,279968
6,249447	7,261602	7,100638	7,447184	4,716188	6,828288	2,281053
6,273053	7,261504	7,100570	7,447116	4,717470	6,829176	2,281941
6,295525	7,261399	7,100510	7,447079	4,718851	6,829965	2,282434
6,318213	7,261286	7,100450	7,447034	4,720330	6,830754	2,283026
6,341146	7,261203	7,100375	7,447004	4,721415	6,831740	2,283420
6,364032	7,261121	7,100300	7,446973	4,722500	6,832727	2,283815
6,386820	7,261038	7,100225	7,446943	4,723585	6,833713	2,284210
6,409640	7,260955	7,100172	7,446891	4,724670	6,834404	2,284900
6,433875	7,260880	7,100119	7,446838	4,725657	6,835094	2,285590
6,481398	7,260880	7,100119	7,446838	4,725657	6,835094	2,285590

PERFIL DE CAIDA DE VOLTAJE ALIMENTADOR QUARZO

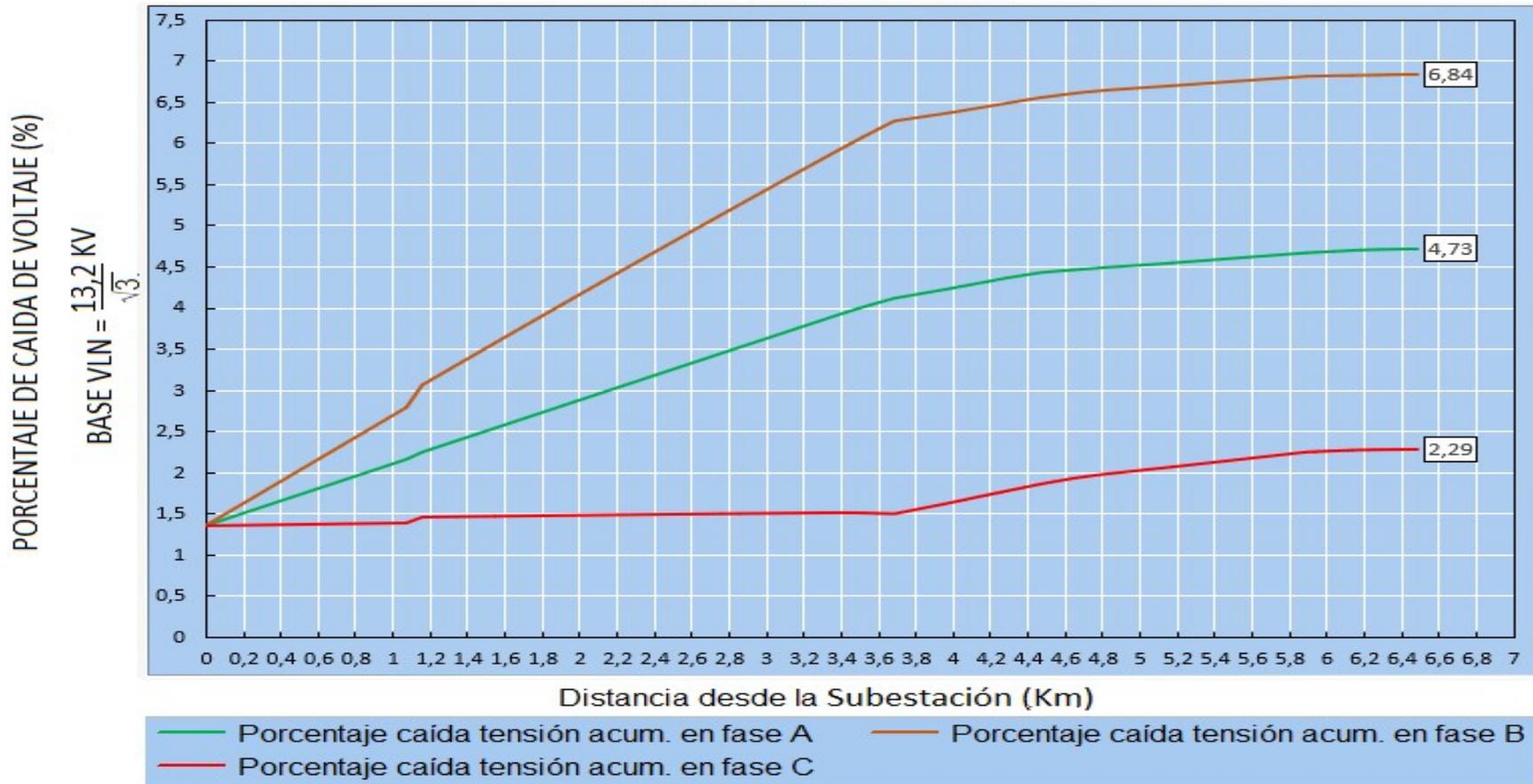


Fig. 2.9: Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador QUARZO. Año 2018

PERFIL DE VOLTAJE ALIMENTADOR QUARZO

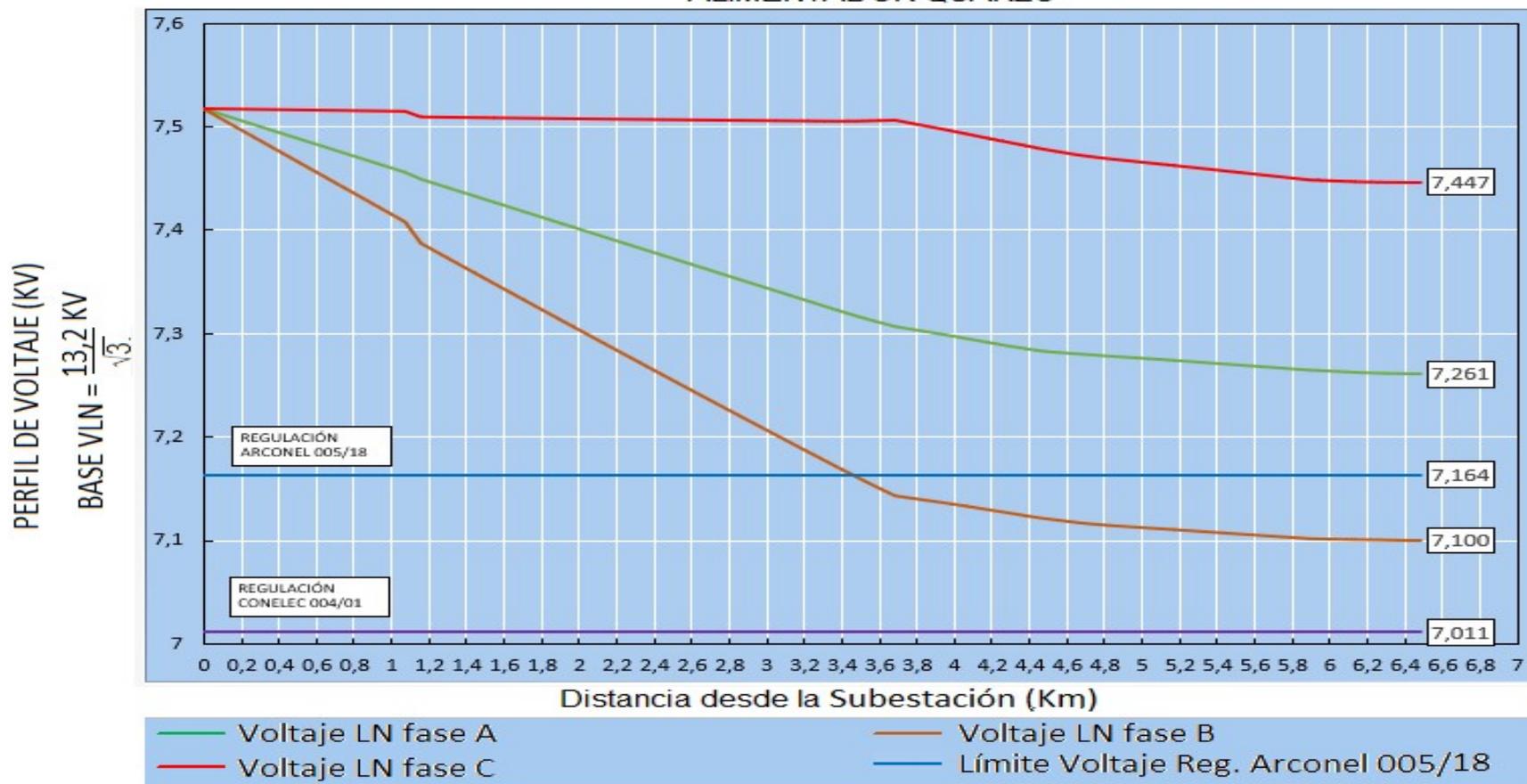


Fig. 2.10: Perfil de Voltaje por fase en Alimentador Quarzo. Año 2018.

2.1.1.5 Cálculo de Caída de voltaje en Alimentador Cosmos

Con el objetivo de realizar un estudio de caída de voltaje en el alimentador COSMOS, se utilizó el programa CYME para simular un flujo de carga y un posterior estudio de balance, que permitieron obtener el perfil de voltaje en el punto más distante del alimentador COSMOS a la Subestación Villa Club.

En la figura 2.11 se muestra el diagrama ingresado en el software CYME para realizar el estudio de caída de voltaje y balance en el alimentador COSMOS de la Subestación Villa Club.

Con los datos de máxima demanda y considerando el valor mínimo de voltaje presentado en el año 2018 en el principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club de 13,02 KV, mediante la aplicación el programa CYME se obtiene el perfil de voltaje para el alimentador COSMOS mostrado en la figura 2.13.

Se determina que la mayor caída de voltaje en el alimentador COSMOS de la Subestación Villa Club es de 2,24%, encontrándose dentro de los límites establecidos en la regulación CONELEC 004/01 y también dentro de los establecidos en la regulación ARCONEL 005/18.

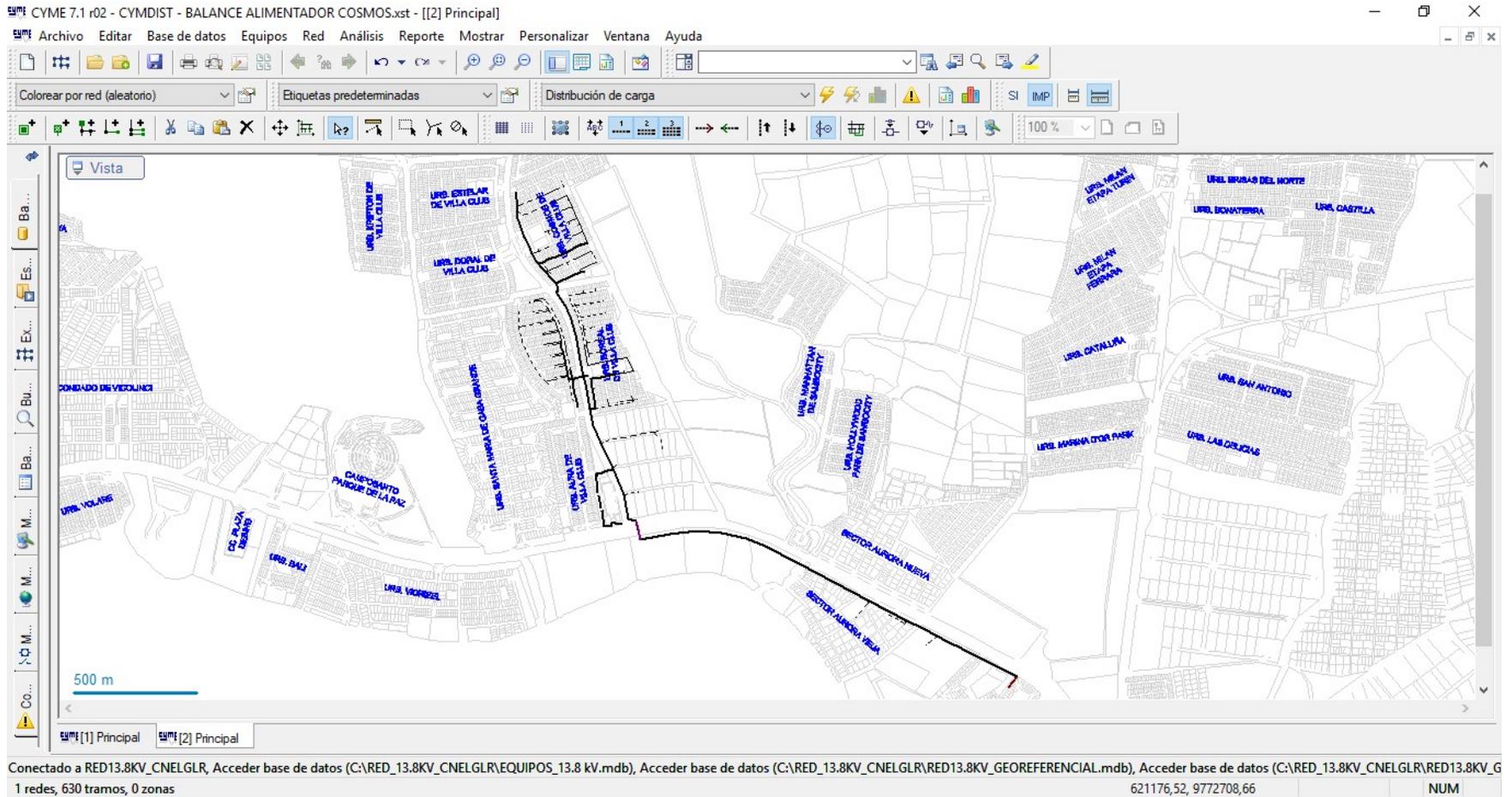


Fig. 2.11: Estudio de caída de voltaje y balance en alimentador Cosmos. Programa CYME. Año 2018.

Tabla 2.8: Valores de Distancia y Voltajes por fase de Alimentador COSMOS. Año 2018

Distancia desde la Subestación (km)	Voltaje LN en fase A (KV)	Voltaje LN en fase B (KV)	Voltaje LN en fase C (KV)	Porcentaje caída tensión acum. en fase A ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase B ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase C ((%))
0,000000	7,517101	7,517101	7,517101	1,363636	1,363636	1,363636
0,009939	7,516386	7,516319	7,516168	1,373007	1,373895	1,375867
0,064271	7,512004	7,511583	7,510531	1,430512	1,436035	1,449845
0,125772	7,507043	7,506223	7,504164	1,495612	1,506363	1,533390
0,135379	7,506524	7,505524	7,503607	1,502418	1,515536	1,540689
0,156887	7,505366	7,503961	7,502352	1,517608	1,536053	1,557161
0,161181	7,505133	7,503645	7,502104	1,520665	1,540195	1,560416
0,172906	7,504502	7,502795	7,501420	1,528951	1,551341	1,569392
0,267891	7,499383	7,495880	7,495902	1,596122	1,642087	1,641791
0,367198	7,494038	7,488663	7,490144	1,666253	1,736778	1,717346
0,467877	7,488671	7,481327	7,484326	1,736679	1,833047	1,793691
0,538562	7,484905	7,476177	7,480244	1,786096	1,900613	1,847250
0,571491	7,483183	7,474862	7,479056	1,808684	1,917874	1,862835
0,674478	7,477809	7,470758	7,475343	1,879209	1,971730	1,911561
0,675461	7,477756	7,470712	7,475305	1,879899	1,972321	1,912055
0,740043	7,476380	7,469427	7,474358	1,897950	1,989188	1,924483
0,819929	7,474682	7,467833	7,473178	1,920241	2,010099	1,939969
0,933882	7,472629	7,465353	7,471592	1,947169	2,042649	1,960781
1,048062	7,472118	7,464188	7,471434	1,953876	2,057938	1,962852
1,150650	7,472201	7,462842	7,471427	1,952791	2,075594	1,962951
1,180649	7,472246	7,462526	7,471374	1,952200	2,079736	1,963641
1,184008	7,472246	7,462466	7,471336	1,952200	2,080525	1,964135
1,259489	7,472253	7,461158	7,470382	1,952101	2,097688	1,976661
2,253735	7,473682	7,450702	7,468833	1,933360	2,234891	1,996980
2,425166	7,474073	7,449477	7,468247	1,928231	2,250969	2,004674
2,502057	7,474298	7,449131	7,467871	1,925272	2,255506	2,009606
2,567412	7,474486	7,448838	7,467555	1,922806	2,259353	2,013749
2,622040	7,474448	7,448680	7,467638	1,923299	2,261425	2,012664
2,665001	7,474418	7,448560	7,467706	1,923694	2,263003	2,011776
2,700784	7,474388	7,448454	7,467766	1,924088	2,264384	2,010987
2,909430	7,474366	7,448364	7,467818	1,924384	2,265567	2,010296
2,927470	7,474366	7,448364	7,467818	1,924384	2,265567	2,010296

PERFIL DE CAIDA DE VOLTAJE ALIMENTADOR COSMOS

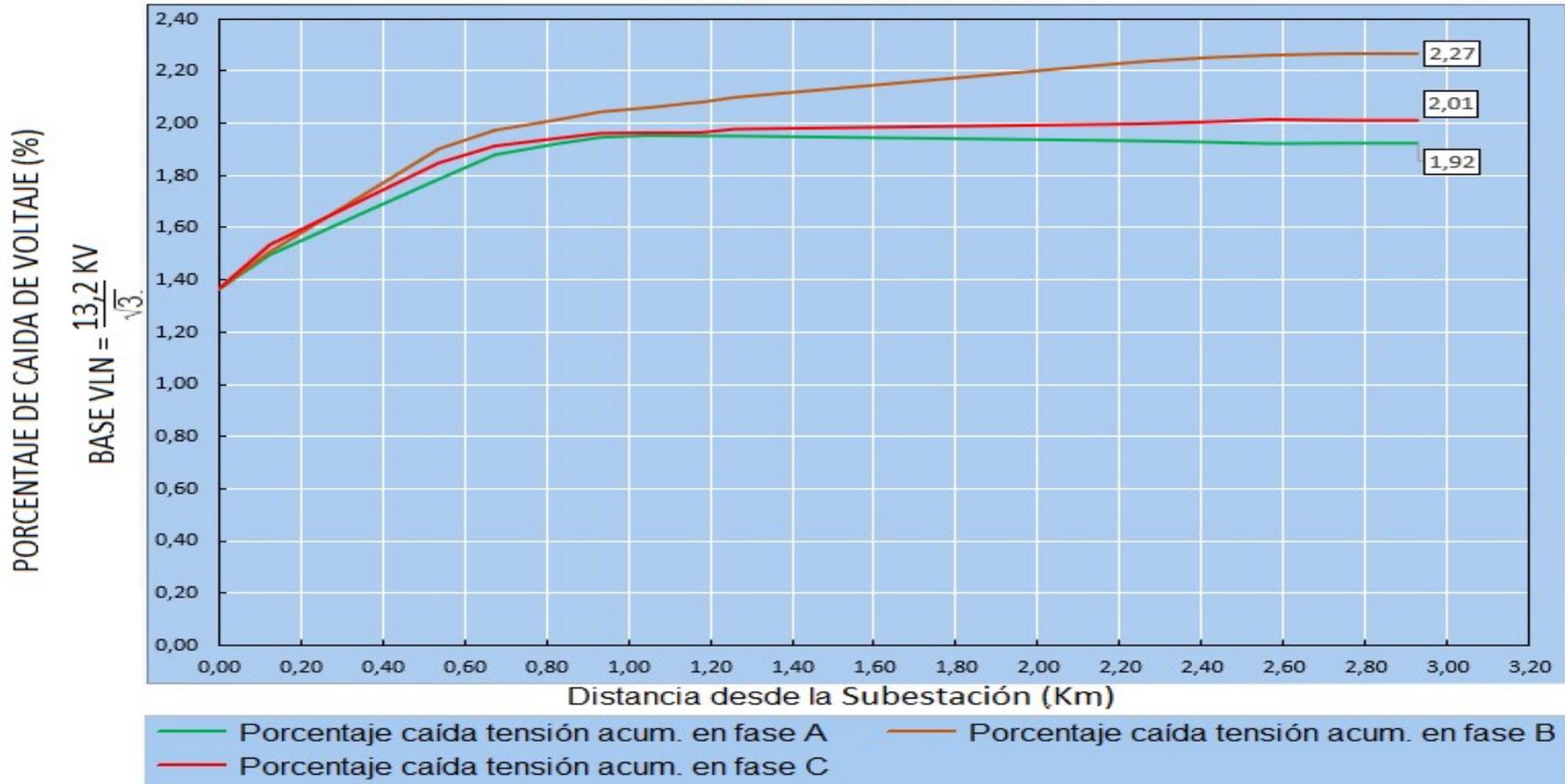


Fig. 2.12: Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador Cosmos. Año 2018

PERFIL DE VOLTAJE ALIMENTADOR COSMOS

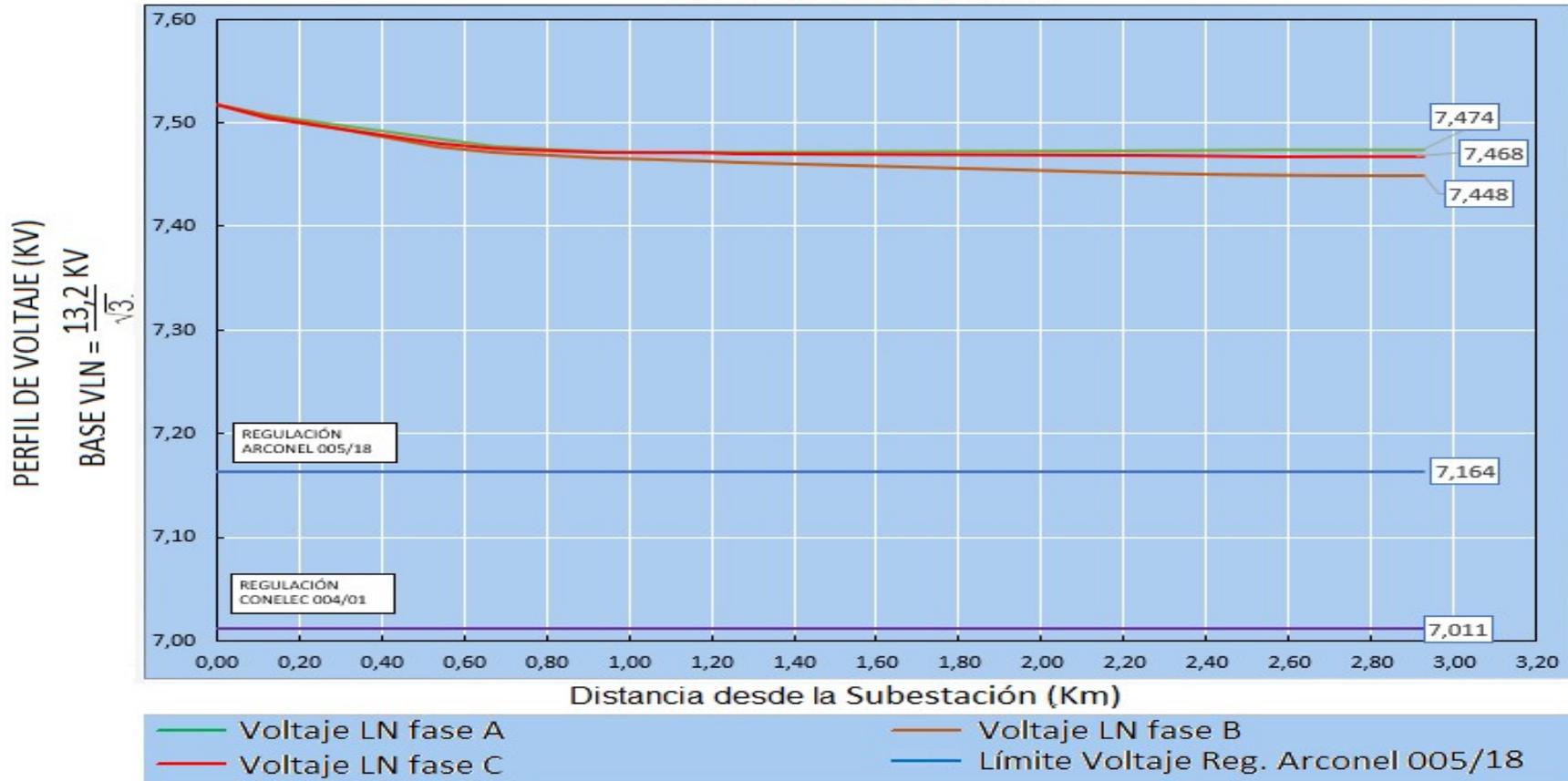


Fig. 2.13: Perfil de Voltaje por fase en Alimentador Cosmos. Año 2018.

2.1.1.6 Cálculo de Caída de voltaje en Alimentador Villas del Rey

Con el objetivo de realizar un estudio de caída de voltaje en el alimentador VILLAS DEL REY, se utilizó el programa CYME para simular un flujo de carga y un posterior estudio de balance, que permitieron obtener el perfil de voltaje en el punto más distante del alimentador VILLAS DEL REY a la Subestación Villa Club.

En la figura 2.14 se muestra el diagrama ingresado en el software CYME para realizar el estudio de caída de voltaje y balance en el alimentador VILLAS DEL REY de la Subestación Villa Club.

Con los datos de máxima demanda y considerando el valor mínimo de voltaje presentado en el año 2018 en el principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club de 13,02 KV, mediante la aplicación el programa CYME se obtiene el perfil de voltaje para el alimentador VILLAS DEL REY mostrado en la figura 2.16.

Se determina que la mayor caída de voltaje en el alimentador VILLAS DEL REY de la Subestación Villa Club es de 3,08%, encontrándose dentro de los límites establecidos en la regulación CONELEC 004/01 y también dentro de los establecidos en la regulación ARCONEL 005/18.

Tabla 2.9: Valores de Distancia y Voltajes por fase de Alimentador VILLAS DEL REY. Año 2018

Distancia desde la Subestación (km)	Voltaje LN en fase A (KV)	Voltaje LN en fase B (KV)	Voltaje LN en fase C (KV)	Porcentaje caída tensión acum. en fase A ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase B ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase C ((%))
0,000000	7,517101	7,517101	7,517101	1,363636	1,363636	1,363636
0,052433	7,515559	7,516747	7,516259	1,383857	1,368272	1,374684
0,075126	7,514890	7,516589	7,515890	1,392635	1,370344	1,379517
0,100203	7,514154	7,516424	7,515492	1,402302	1,372514	1,384745
0,125729	7,513402	7,516244	7,515078	1,412165	1,374881	1,390170
0,152722	7,512613	7,516063	7,514650	1,422522	1,377248	1,395792
0,184248	7,511688	7,515853	7,514139	1,434655	1,380010	1,402499
0,251381	7,509711	7,515394	7,513064	1,460596	1,386027	1,416604
0,287842	7,508644	7,515146	7,512477	1,474602	1,389282	1,424298
0,353079	7,506727	7,514703	7,511433	1,499755	1,395101	1,438008
0,392052	7,505584	7,514439	7,510801	1,514747	1,398554	1,446294
0,419452	7,504780	7,514259	7,510365	1,525301	1,400921	1,452015
0,476191	7,503111	7,513868	7,509456	1,547199	1,406050	1,463950
0,508653	7,502164	7,513650	7,508929	1,559627	1,408910	1,470854
0,555088	7,500803	7,513334	7,508185	1,577480	1,413053	1,480619
0,578295	7,500119	7,513177	7,507809	1,586456	1,415125	1,485551
0,622255	7,498834	7,512883	7,507103	1,603323	1,418971	1,494823
0,678997	7,497173	7,512500	7,506193	1,625121	1,424002	1,506758
0,723981	7,495850	7,512192	7,505472	1,642481	1,428046	1,516227
0,751452	7,495045	7,512011	7,505028	1,653035	1,430413	1,522046
0,816205	7,493151	7,511568	7,503991	1,677892	1,436233	1,535658
0,886359	7,491099	7,511094	7,502863	1,704820	1,442447	1,550454
0,914894	7,490264	7,510906	7,502405	1,715768	1,444913	1,556470
0,965141	7,488791	7,510561	7,501600	1,735101	1,449450	1,567025
0,993392	7,487964	7,510373	7,501142	1,745951	1,451916	1,573041
1,057951	7,486077	7,509937	7,500104	1,770709	1,457637	1,586653
1,104736	7,484709	7,509621	7,499353	1,788660	1,461780	1,596517
1,106846	7,484649	7,509606	7,499323	1,789450	1,461977	1,596911
1,198054	7,483063	7,509230	7,499262	1,810262	1,466909	1,597700
1,202214	7,482935	7,509200	7,499202	1,811939	1,467303	1,598490
1,230362	7,482116	7,509012	7,498744	1,822690	1,469769	1,604506
1,286130	7,480485	7,508636	7,497849	1,844094	1,474701	1,616244
1,334417	7,479071	7,508305	7,497067	1,862638	1,479041	1,626502

Distancia desde la Subestación (km)	Voltaje LN en fase A (KV)	Voltaje LN en fase B (KV)	Voltaje LN en fase C (KV)	Porcentaje caída tensión acum. en fase A ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase B ((%))	Porcentaje caída tensión acum. en fase C ((%))
1,429671	7,476283	7,507659	7,495534	1,899232	1,487524	1,646624
1,486460	7,474621	7,507276	7,494624	1,921030	1,492554	1,658559
1,534309	7,473223	7,506952	7,493850	1,939377	1,496795	1,668719
1,589637	7,471607	7,506577	7,492963	1,960584	1,501727	1,680358
1,637846	7,470201	7,506253	7,492181	1,979029	1,505969	1,690616
1,955410	7,460940	7,504103	7,487070	2,100549	1,534179	1,757689
2,006043	7,459467	7,503758	7,486258	2,119881	1,538716	1,768341
2,070409	7,457588	7,503329	7,485220	2,144540	1,544338	1,781953
2,121982	7,456084	7,502976	7,484386	2,164268	1,548974	1,792902
2,171616	7,454641	7,502645	7,483589	2,183206	1,553314	1,803357
2,482721	7,445590	7,500548	7,478583	2,301964	1,580834	1,869049
2,569828	7,443065	7,499962	7,477177	2,335106	1,588527	1,887494
2,637894	7,441088	7,499503	7,476080	2,361047	1,594544	1,901895
2,669363	7,440170	7,499285	7,475576	2,373081	1,597405	1,908504
2,708021	7,439050	7,499029	7,474952	2,387778	1,600758	1,916690
4,869149	7,387626	7,489633	7,447199	3,062549	1,724054	2,280856
4,963353	7,387228	7,489227	7,446883	3,067777	1,729380	2,284999
4,979724	7,387160	7,489152	7,446823	3,068665	1,730366	2,285788
5,007534	7,387055	7,489032	7,446733	3,070045	1,731945	2,286971
5,035345	7,386942	7,488919	7,446635	3,071525	1,733424	2,288254
5,063137	7,386837	7,488814	7,446537	3,072906	1,734805	2,289536
5,098409	7,386701	7,488671	7,446410	3,074681	1,736679	2,291213
5,126530	7,386589	7,488566	7,446319	3,076161	1,738060	2,292396
5,140554	7,386528	7,488513	7,446282	3,076950	1,738750	2,292890
5,174657	7,386438	7,488400	7,446162	3,078134	1,740230	2,294468
5,192256	7,386446	7,488363	7,446139	3,078035	1,740723	2,294764
5,220037	7,386438	7,488302	7,446117	3,078134	1,741512	2,295060
5,241337	7,386438	7,488257	7,446101	3,078134	1,742104	2,295257
5,276161	7,386438	7,488182	7,446071	3,078134	1,743090	2,295651
5,310982	7,386438	7,488130	7,446034	3,078134	1,743781	2,296145
5,332282	7,386438	7,488092	7,446011	3,078134	1,744274	2,296440
5,360433	7,386453	7,488039	7,445981	3,077936	1,744965	2,296835
5,382476	7,386468	7,488002	7,445959	3,077739	1,745458	2,297131

PERFIL DE CAIDA DE VOLTAJE ALIMENTADOR VILLAS DEL REY



Fig. 2.15: Perfil de Caída de Voltaje por fase en Alimentador VILLAS DEL REY. Año 2018.

PERFIL DE VOLTAJE ALIMENTADOR VILLAS DEL REY

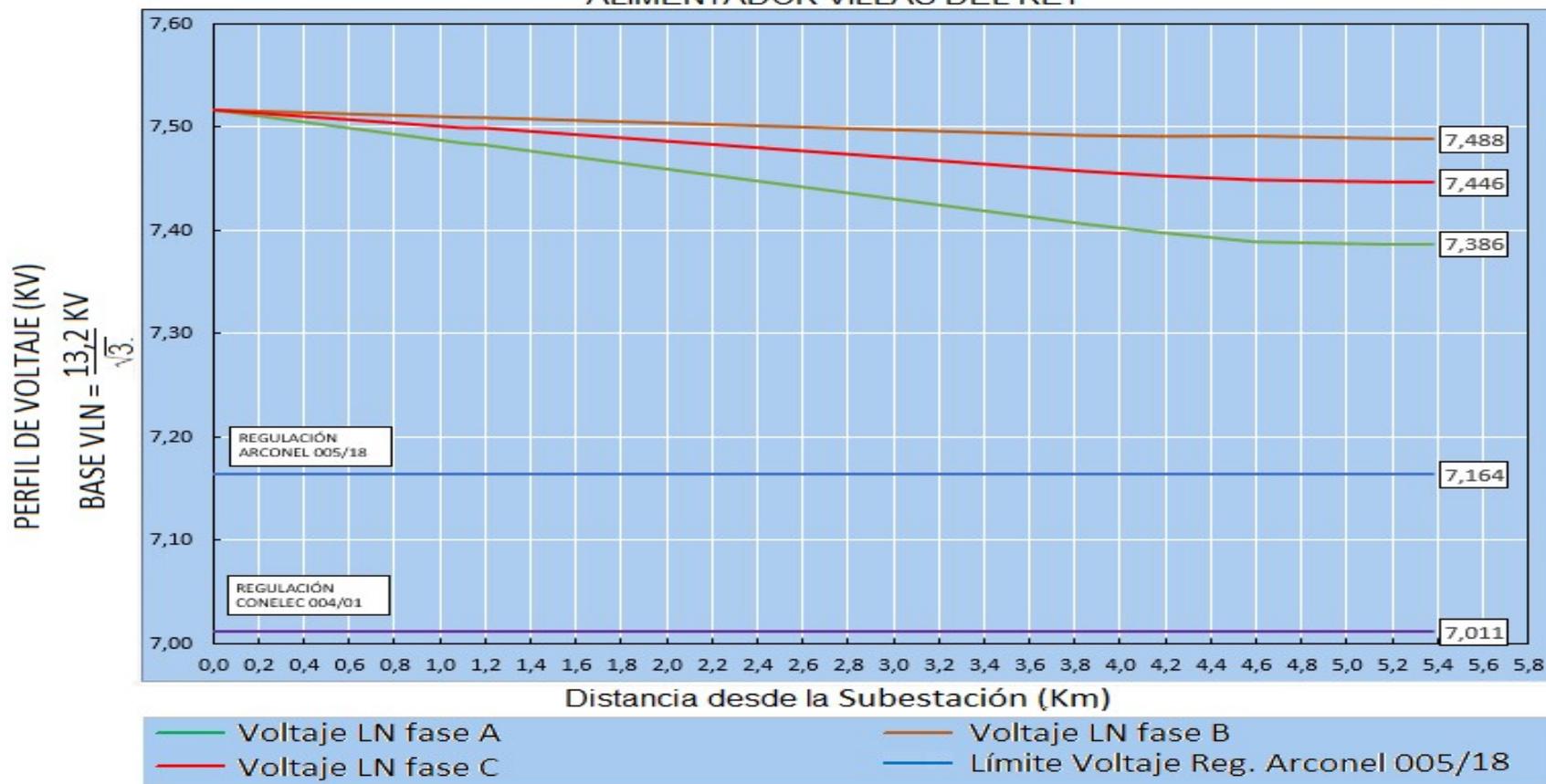


Fig. 2.16: Perfil de Voltaje por fase en Alimentador VILLAS DEL REY. Año 2018.

2.1.2 Resultados de Análisis de Caída de Voltaje en Subestación Villa Club

Luego de realizar el cálculo de caída de voltaje en el principal de la Subestación Villa Club y sus cinco alimentadores asociados se tienen los siguientes resultados:

Tabla 2.10: Porcentaje de caída de voltaje en S/E Villa Club. Año 2018

Descripción	Porcentaje de caída de voltaje calculado. Base 13.2 KV (%)	Rango admisible (regulación CONELEC 004/01)
Principal S/E Villa Club	- 1,36 %	± 8,0 %
Alimentador La Joya	- 4,95 %	± 8,0 %
Alimentador Villa Club	- 2,31 %	± 8,0 %
Alimentador Quarzo	- 6,84 %	± 8,0 %
Alimentador Cosmos	- 2,24 %	± 8,0 %
Alimentador Villas del Rey	- 3,08 %	± 8,0 %

Se determina que los niveles de caída de voltaje en el equipo Principal de Medio Voltaje de la Subestación Villa Club y de sus alimentadores asociados cumplían con los rangos de variación de voltaje establecidos en la regulación CONELEC 004/01 vigente hasta diciembre del 2018. Respecto a la nueva regulación ARCONEL 005/18, vigente a partir del año 2019, el alimentador QUARZO no cumpliría con los niveles de caída de voltaje vigentes en esta regulación.

2.2 Balance de Alimentadores

Los objetivos del estudio de balance en alimentadores son:

- Determinar si existen niveles de desbalance de corriente que afecten la calidad de servicio de los clientes de CNEL EP en el Distrito Aurora Vía Salitre.
- En caso de que los niveles de desbalance de corriente produzcan afectación a la calidad de servicio de los clientes en el Distrito Aurora Vía Salitre, se determina la causa y se proponen alternativas de solución.

El método usado para determinar el desbalance de voltajes y corrientes en el sistema de distribución es el del valor promedio entre las tres fases. En este método, el valor de desbalance de corrientes y voltajes es determinado como la razón máxima de desviación del valor de estas magnitudes en cada una de las fases con respecto al valor promedio.

Acorde a esta metodología, las formulas usadas para el cálculo de desbalance de voltajes y corrientes son:

$$V_{des}(\%) = 100 \times \frac{\text{(Máxima desviación respecto al voltaje promedio)}}{\text{Voltaje promedio}} \quad (2.1)$$

$$I_{des}(\%) = 100 \times \frac{\text{(Máxima desviación respecto a la corriente promedio)}}{\text{Corriente Promedio}} \quad (2.2)$$

Existen diferentes normativas que establecen límites de desbalance de voltajes en un sistema eléctrico de distribución, entre las cuales se encuentra la norma ANSI C84.1 y la norma NEMA MG-1. En la primera se recomienda que los equipos eléctricos deben ser diseñados para operar de manera continua con un desbalance de voltaje de hasta 3% mientras que en la segunda esta recomendación se reduce al 1%, indicando adicionalmente que un desbalance de

voltaje de 1% debe significar un desbalance de corriente de entre 6% y 10%.

La CNEL EP ha establecido dentro de sus lineamientos técnicos, que el desbalance de corrientes a nivel de medio voltaje debe alcanzar un valor máximo de 7%. Por encontrarse este porcentaje acorde con las normas ANSI C84.1 y NEMA MG-1, en el análisis de desbalance de corriente realizado en el presente trabajo, se toma este límite como referencia.

El estudio desarrollado a continuación se basa en las mediciones de Corrientes obtenidas a través de los medidores iones del principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club, dentro del periodo comprendido entre enero del 2018 y diciembre del 2018.

Con las mediciones obtenidas, se determinan las curvas de corriente vs tiempo en la demanda máxima de los meses del mencionado periodo.

En las curvas de corrientes se compara gráficamente los valores medidos con los valores límites de desbalance para determinar si CNEL EP en el Distrito Aurora Vía Salitre cumple con los límites de desbalance de corriente establecidos dentro de sus lineamientos técnicos.

Con los resultados observados, se determinan posibles soluciones para corregir los desbalances de corrientes.

2.2.1 Curva de Balance de Corrientes en Subestación Villa Club

La Subestación Villa Club tiene cinco alimentadores a 13,8 KV asociados que son: alimentador La Joya, alimentador Villa Club, alimentador Quarzo, Alimentador Cosmos y alimentador Villas del Rey.

A continuación, se realiza el análisis del balance de corriente del principal a 13.8 KV y de estos alimentadores.

2.2.1.1 Curva de Balance de Corrientes Principal S/E Villa Club

El análisis de balance de corrientes en el principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos desde los medidores ION disponibles en el sistema eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos durante el año 2018.

Tabla 2.11: Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Principal 13,8 KV S/E Villa Club. Año 2018

MES	Corriente en Fase A. Ia (A)	Corriente en Fase B. Ib (A)	Corriente en Fase C. Ic (A)	Corriente Promedio. I _{prom} (A)	Porcentaje de Desbalance de corriente máximo (%)
ENERO	957	946	1.017	973	+ 4,44
FEBRERO	943	941	970	951	+ 1,91
MARZO	1.085	1.083	1.111	1.093	+ 1,67
ABRIL	1.138	1.120	1.157	1.138	+ 1,61
MAYO	1.059	1.041	1.089	1.063	+ 2,45
JUNIO	847	847	871	855	+ 1,84
JULIO	787	777	815	793	+ 2,78
AGOSTO	780	782	800	787	+ 1,64
SEPTIEMBRE	955	943	973	957	+ 1,69
OCTUBRE	777	754	780	770	- 2,08
NOVIEMBRE	832	842	843	839	- 0,85
DICIEMBRE	852	830	824	835	- 1,98

Considerando las demandas máximas durante los meses del año 2018, en el principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club, un desbalance máximo de corrientes de +4,44% se presentó en el mes de enero, mientras un desbalance mínimo de -2,08% se presentó en el mes de octubre. Ambos se encuentran dentro de los límites

establecidos en las normas ANSI C84.1 y NEMA MG-1 y de los lineamientos técnicos de CNEL EP.

A continuación se procede al cálculo de los desbalances de corriente por cada alimentador de la Subestación Villa Club.

2.2.1.2 Curva de Demanda y Desbalance de corrientes en Alimentador La Joya

El análisis de balance de corrientes en el alimentador LA JOYA de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos desde los medidores ION disponibles en el sistema eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos durante el año 2018.

Considerando las demandas máximas durante los meses del año 2018, en el alimentador LA JOYA de la Subestación Villa Club, un desbalance máximo de corrientes de -14,10% se presentó en el mes de enero, valor que es superior a los límites establecidos en las normas ANSI C84.1 y NEMA MG-1, y a los lineamientos técnicos de CNEL EP.

Para corregir esta novedad, se requiere realizar trabajos de balance de carga, traspasando carga de la fase con más corriente a la fase con menos corriente, por lo cual se debe tener un conocimiento pleno del recorrido de cada alimentador por fase. Cabe indicar que esta acción debe realizarse verificando el balance de corrientes del principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club.

Tabla 2.12: Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador LA JOYA de S/E Villa Club. Año 2018

MES	Corriente en Fase A. Ia (A)	Corriente en Fase B. Ib (A)	Corriente en Fase C. Ic (A)	Corriente Promedio. Iprom (A)	Porcentaje de Desbalance de corriente máximo (%)
ENERO	257,50	247,20	202,10	235,27	- 14,10
FEBRERO	226,20	227,30	194,40	215,97	- 9,99
MARZO	276,70	269,60	227,00	257,77	- 11,94
ABRIL	291,40	287,20	240,60	273,07	- 11,89
MAYO	283,60	272,50	227,80	261,30	- 12,82
JUNIO	232,10	218,40	186,40	212,30	- 12,20
JULIO	220,10	226,30	188,00	211,47	- 11,10
AGOSTO	216,00	212,70	179,50	202,73	- 11,46
SEPTIEMBRE	264,70	245,10	215,60	241,80	- 10,84
OCTUBRE	252,50	230,80	202,40	228,57	- 11,45
NOVIEMBRE	216,60	223,00	182,50	207,37	- 11,99
DICIEMBRE	310,20	284,20	244,00	279,47	- 12,69

2.2.1.3 Curva de Demanda y Desbalance de corrientes en Alimentador VILLA CLUB.

El análisis de balance de corrientes en el alimentador VILLA CLUB de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos desde los medidores ION disponibles en el sistema eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos durante el año 2018.

Considerando las demandas máximas durante los meses del año 2018, en el alimentador VILLA CLUB de la Subestación Villa Club, un desbalance máximo de corrientes de -8,35% se presentó en el mes de mayo, valor que se encuentra dentro de los límites establecidos en las normas ANSI C84.1 y NEMA MG-1 pero no de los lineamientos técnicos de CNEL EP.

Tabla 2.13: Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador VILLA CLUB de S/E Villa Club. Año 2018

MES	Corriente en Fase A. Ia (A)	Corriente en Fase B. Ib (A)	Corriente en Fase C. Ic (A)	Corriente Promedio. Iprom (A)	Porcentaje de Desbalance de corriente máximo (%)
ENERO	229	230	219	226	+ 1,74
FEBRERO	206	222	190	206	+ 7,92
MARZO	239	243	224	236	- 4,76
ABRIL	240	253	218	237	- 7,93
MAYO	229	237	205	224	- 8,35
JUNIO	171	187	162	173	+ 7,75
JULIO	162	168	153	161	- 4,97
AGOSTO	146	161	139	149	+ 8,03
SEPTIEMBRE	186	188	174	183	- 4,75
OCTUBRE	189	180	178	182	+ 3,60
NOVIEMBRE	205	201	183	196	- 6,65
DICIEMBRE	223	220	216	220	- 1,70

Para corregir esta novedad, se requiere realizar trabajos de balance de carga, traspasando carga de la fase con más corriente a la fase con menos corriente, por lo cual se debe tener un conocimiento pleno del recorrido de cada alimentador por fase. Cabe indicar que esta acción debe realizarse verificando el balance de corrientes del principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club.

2.2.1.4 Curva de Demanda y Desbalance de corrientes en Alimentador QUARZO

El análisis de balance de corrientes en el alimentador QUARZO de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos desde los medidores ION disponibles en el sistema eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos durante el año 2018.

Tabla 2.14: Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador QUARZO de S/E Villa Club. Año 2018

MES	Corriente en Fase A. Ia (A)	Corriente en Fase B. Ib (A)	Corriente en Fase C. Ic (A)	Corriente Promedio. Iprom (A)	Porcentaje de Desbalance de corriente máximo (%)
ENERO	242	220	257	240	- 8,23
FEBRERO	219	186	216	207	- 9,97
MARZO	236	213	252	234	- 8,85
ABRIL	253	223	265	247	- 9,84
MAYO	231	224	261	238	+ 9,28
JUNIO	186	175	207	189	+ 9,47
JULIO	163	151	179	164	+ 8,90
AGOSTO	169	147	174	163	- 9,79
SEPTIEMBRE	206	194	224	208	+ 7,88
OCTUBRE	209	200	225	211	+ 6,61
NOVIEMBRE	218	220	232	223	+ 3,75
DICIEMBRE	247	226	254	242	- 6,66

Considerando las demandas máximas durante los meses del año 2018, en el alimentador QUARZO de la Subestación Villa Club, un desbalance máximo de corrientes de -9,84% se presentó en el mes de abril, valor que se encuentra dentro de los límites establecidos en las normas ANSI C84.1 y NEMA MG-1, pero no de los lineamientos técnicos de CNEL EP.

Para corregir esta novedad, se requiere realizar trabajos de balance de carga, traspasando carga de la fase con más corriente a la fase con menos corriente. Cabe indicar que esta acción debe realizarse verificando el balance de corrientes del principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club.

2.2.1.5 Curva de Demanda y balance de corrientes en Alimentador COSMOS

El análisis de balance de corrientes en el alimentador COSMOS de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos desde los medidores ION disponibles en el sistema eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos durante el año 2018.

Considerando las demandas máximas durante los meses del año 2018, en el alimentador COSMOS de la Subestación Villa Club, un desbalance máximo de corrientes de + 24,07% se presentó en el mes de abril, valor que se encuentra dentro de los límites establecidos en las normas ANSI C84.1 y NEMA MG-1 pero no de los lineamientos técnicos de CNEL EP.

Tabla 2.15: Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador COSMOS de S/E Villa Club. Año 2018

MES	Corriente en Fase A. Ia (A)	Corriente en Fase B. Ib (A)	Corriente en Fase C. Ic (A)	Corriente Promedio. Iprom (A)	Porcentaje de Desbalance de corriente máximo (%)
ENERO	162	175	214	183	+ 16,45
FEBRERO	146	159	208	171	+ 21,48
MARZO	151	171	211	178	+ 18,76
ABRIL	165	174	240	193	+ 24,07
MAYO	162	171	212	182	+ 16,72
JUNIO	143	160	194	166	+ 17,16
JULIO	141	152	179	157	+ 13,80
AGOSTO	144	155	188	162	+ 15,72
SEPTIEMBRE	151	158	204	171	+ 19,37
OCTUBRE	144	152	199	165	+ 20,70
NOVIEMBRE	159	172	216	182	+ 18,81
DICIEMBRE	77	106	119	101	- 23,51

Para corregir esta novedad, se requiere realizar trabajos de balance de carga, traspasando carga de la fase con más corriente a la fase

con menos corriente, por lo cual se debe tener un conocimiento pleno del recorrido de cada alimentador por fase. Cabe indicar que esta acción debe realizarse verificando el balance de corrientes del principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club.

2.2.1.6 Curva de Demanda y balance de corrientes en Alimentador VILLAS DEL REY

El análisis de balance de corrientes en el alimentador VILLAS DEL REY de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos desde los medidores ION disponibles en el sistema eléctrico de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos durante el año 2018.

Tabla 2.16: Desbalance de Corrientes en Demanda Máxima en Alimentador VILLAS DEL REY de S/E Villa Club. Año 2018

MES	Corriente en Fase A. Ia (A)	Corriente en Fase B. Ib (A)	Corriente en Fase C. Ic (A)	Corriente Promedio. Iprom (A)	Porcentaje de Desbalance de corriente máximo (%)
ENERO	175	185	197	185	+ 6,27
FEBRERO	159	161	178	166	+ 7,07
MARZO	188	190	204	194	+ 5,33
ABRIL	184	187	221	197	+ 12,02
MAYO	180	182	201	175	+ 7,20
JUNIO	150	153	158	154	+ 2,99
JULIO	136	138	148	140	+ 5,36
AGOSTO	135	134	148	139	+ 6,58
SEPTIEMBRE	163	167	182	171	+ 6,67

Considerando las demandas máximas durante los meses del año 2018, en el alimentador COSMOS de la Subestación Villa Club, un desbalance máximo de corrientes de + 12,02% se presentó en el mes de abril, valor que se encuentra fuera de los límites establecidos en las normas ANSI C84.1 y NEMA MG-1 y de los lineamientos

técnicos de CNEL EP. A partir de octubre de 2018 la carga de alimentador Villas del Rey es transferida a la Subestación del mismo nombre.

Para corregir esta novedad, se requiere realizar trabajos de balance de carga, traspasando carga de la fase con más corriente a la fase con menos corriente, por lo cual se debe tener un conocimiento pleno del recorrido de cada alimentador por fase. Cabe indicar que esta acción debe realizarse verificando el balance de corrientes del principal a 13,8 KV de la Subestación Villa Club.

2.3 Sistema de Protecciones

Los objetivos del estudio del sistema de protecciones son:

- Detallar los ajustes del sistema de protecciones del Distrito Aurora Vía Salitre.
- Determinar los niveles de corriente de cortocircuito por tipo de falla y los perfiles de corriente de cortocircuito.
- Realizar el análisis comparativo de capacidades de interrupción de equipos de protección existentes versus corrientes de cortocircuito calculadas.
- Detallar la coordinación de protecciones reconectador - fusible de los alimentadores de distribución.

El estudio desarrollado a continuación se basa en la información disponible en el Sistema de Información Georeferenciado (SIG) de CNEL EP y se ejecuta mediante el software CYME (CYMDIST).

Con las mediciones obtenidas, se determinan los perfiles de corriente de cortocircuito de todos los alimentadores de la Subestación Villa Club.

2.3.1 Ajustes de Protecciones de sobrecorriente de la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas.

Los ajustes de protecciones de sobrecorriente de la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas que parte de la S/E PASCUALES, son ejecutados por CELEC-TRANSELECTRIC.

A continuación, se muestran los ajustes actuales de las protecciones de dicha línea:

	REPORTE DE AJUSTES DE PROTECCIONES DE SOBRECORRIENTE EN ALIMENTADORES DEL SNT	Código
	Subgerencia de Operación y Mantenimiento Sección de Ingeniería	Versión 01
		Fecha 16/8/2019
		Página 8 de 14

Subestación	Bahía	Posición	Agente	Nivel de voltaje [kV]	RTC	Fabricante	Modelo	Función	Estado	Tipo de curva	TAP			Límite por protección [A]
											[A] PRIM	[A] SEC	DIAL	
PASCUALES	QUINTO GUAYAS	52-042	CNEL GUAYAS-LOS RIOS	69	1200 / 5	SIEMENS	7SJ62	67-TOC	Habilitado	4_SIEMENS_ANSI Moderately Inverse	840	3,5	2	840
						SIEMENS	7SJ62	67-IOC	Habilitado	Instantaneous	6720	28	-	-
						SIEMENS	7SJ62	67N-TOC	Habilitado	4_SIEMENS_ANSI Moderately Inverse	240	1	2	-
						SIEMENS	7SJ62	67N-IOC	Habilitado	Instantaneous	4560	19	-	-
DOS CERRITOS	TENNIS-L1	52-012	CNEL GUAYAS-LOS RIOS	69	600 / 5	SIEMENS	7SJ62	67-TOC	Habilitado	4_SIEMENS_ANSI Moderately Inverse	600	5	1,5	600
						SIEMENS	7SJ62	67-IOC	Habilitado	Instantaneous	6600	55	-	-
						SIEMENS	7SJ62	67N-TOC	Habilitado	4_SIEMENS_ANSI Moderately Inverse	540	4,5	1,4	-
						SIEMENS	7SJ62	67N-IOC	Habilitado	Instantaneous	5520	46	-	-

Fig. 2.17: Ajuste de Protecciones de Sobrecorriente en L S/T Quinto Guayas de S/E CELEC-PASCUALES.

S/E PASCUALES S.N.I

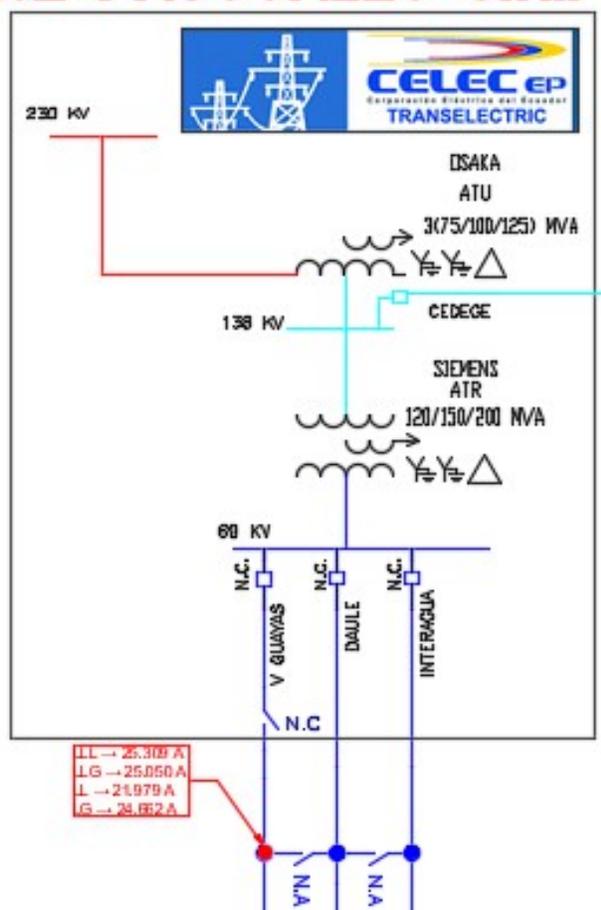


Fig. 2.18: Diagrama Unifilar de S/E CELEC-PASCUALES.

2.3.2 Ajustes de Protecciones de sobrecorriente en S/E Villa Club

Los ajustes de protecciones de sobrecorriente del principal a 69 KV y 13,8 KV de la Subestación VILLA CLUB y de sus alimentadores asociados, son realizados por el departamento de Operaciones de la CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos.

A continuación, se muestran los ajustes actuales de las protecciones de los elementos de dicha Subestación:

Tabla 2.17: Ajuste de Protecciones de Sobrecorriente en S/E VILLA CLUB y reconectores de alimentadores.

PUNTO DE ENTREGA		SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN			TENSIÓN NOMINAL [kV]	CT'S	EQUIPO DE PROTECCIÓN							
NOMBRE SUBESTACIÓN	POSICIÓN	NOMBRE SUBESTACIÓN	POSICIÓN				EQUIPO	MARCA	MODELO	AJUSTES DE PROTECCIÓN SOBRECORRIENTE				
			NOMBRE	UBICACIÓN						FUNCIÓN	ESTADO	TAP [A]	TD	CURVA
PASCUALES	V GUAYAS	VILLA CLUB	ENTRADA VILLA CLUB	ENTRADAS/E	69	300/5	IED	SCHWEITZER	SEL 587	51	Habilitado	240	0,320	IEC EI (C3)
										50	Deshabilitado	-	-	-
										51N	Habilitado	102	0,300	IEC EI (C3)
										50N	Habilitado	1800	0,000	Instantánea
PASCUALES	V GUAYAS	VILLA CLUB	PRINCIPAL VILLA CLUB	PRINCIPAL S/E	13,8	1500/5				51	Habilitado	1200	0,150	IEC EI (C3)
										50	Habilitado	8300	0,000	Instantánea
										51N	Habilitado	600	0,200	IEC EI (C3)
										50N	Habilitado	8300	0,000	Instantánea
PASCUALES	V GUAYAS	VILLA CLUB	VILLA CLUB	ALIMENTADOR S/E	13,8	600/1	RECONECTADOR	ABB	PCD 2000	51	Habilitado	350	0,050	IEC EI
										50	Habilitado	3500	0,000	Instantánea
										51N	Habilitado	150	0,050	IEC EI
										50N	Habilitado	3500	0,000	Instantánea
PASCUALES	V GUAYAS	VILLA CLUB	LA JOYA	ALIMENTADOR S/E	13,8		RECONECTADOR	SCHWEITZER	SEL 351R	51	Habilitado	420	0,050	IEC EI
										50	Habilitado	3500	0,000	Instantánea
										51N	Habilitado	200	0,050	IEC EI
										50N	Habilitado	3500	0,000	Instantánea
PASCUALES	V GUAYAS	VILLA CLUB	COSMOS	ALIMENTADOR S/E	13,8	1000/1	RECONECTADOR	ABB	PCD 2000	51	Habilitado	350	0,050	IEC EI
										50	Habilitado	3500	0,000	Instantánea
										51N	Habilitado	150	0,050	IEC EI
										50N	Habilitado	3500	0,000	Instantánea
PASCUALES	V GUAYAS	VILLA CLUB	QUARZO	ALIMENTADOR S/E	13,8	1000/1	RECONECTADOR	ABB	PCD 2000	51	Habilitado	350	0,050	IEC EI
										50	Habilitado	3500	0,000	Instantánea
										51N	Habilitado	150	0,050	IEC EI
										50N	Habilitado	3500	0,000	Instantánea
PASCUALES	V GUAYAS	VILLA CLUB	VILLAS DEL REY	ALIMENTADOR S/E	13,8	1000/1	RECONECTADOR	ABB	PCD 2000	51	Habilitado	350	0,050	IEC EI
										50	Habilitado	3500	0,000	Instantánea
										51N	Habilitado	150	0,050	IEC EI
										50N	Habilitado	3500	0,000	Instantánea

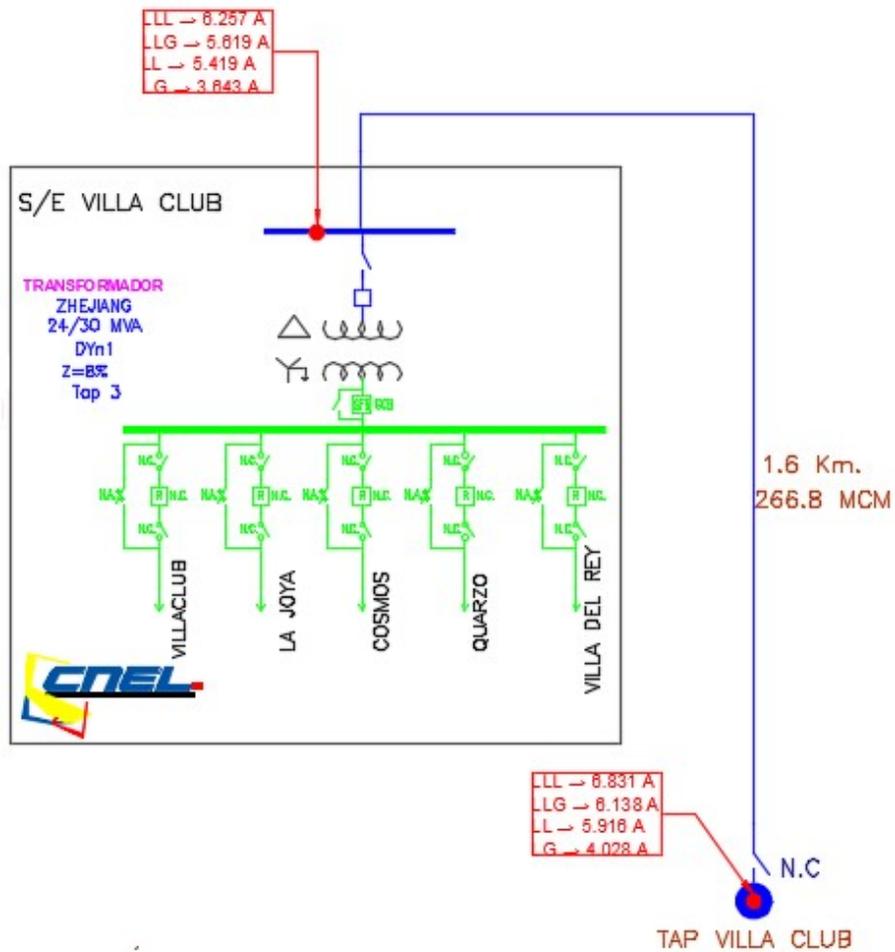


Fig. 2.19: Diagrama Unifilar de S/E VILLA CLUB.

2.3.2.1 Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador La Joya

Con el fin de facilitar la ubicación de fallas en un punto cualquiera del alimentador LA JOYA, a través del uso de software CYME (CYMDIST) se realiza un análisis de cortocircuito para determinar el perfil de corriente de cortocircuito de dicho alimentador.

A continuación, se muestra el perfil de corriente de cortocircuito del alimentador LA JOYA de la S/E VILLA CLUB:

Perfil de Corriente de Cortocircuito ALIMENTADOR LA JOYA



Fig. 2.20: Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018

Para el alimentador LA JOYA se determina que la mayor corriente de cortocircuito es la provocada por una falla de fase a tierra con un valor aproximado de 9.676 A.

2.3.2.2 Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador Villa Club

Con el fin de facilitar la ubicación de fallas en un punto cualquiera del alimentador VILLA CLUB, a través del uso de software CYME (CYMDIST) se realiza un análisis de cortocircuito para determinar el perfil de corriente de cortocircuito de dicho alimentador.

En la figura 2.21 se muestra el perfil de corriente de cortocircuito del alimentador VILLA CLUB de la S/E VILLA CLUB determinado mediante una simulación en el software CYMDIST.

De la simulación se determina que para el alimentador VILLA CLUB, la mayor corriente de cortocircuito es la provocada por una falla de fase a tierra con un valor aproximado de 9.676 A.

Perfil de Corriente de Cortocircuito
ALIMENTADOR VILLA CLUB

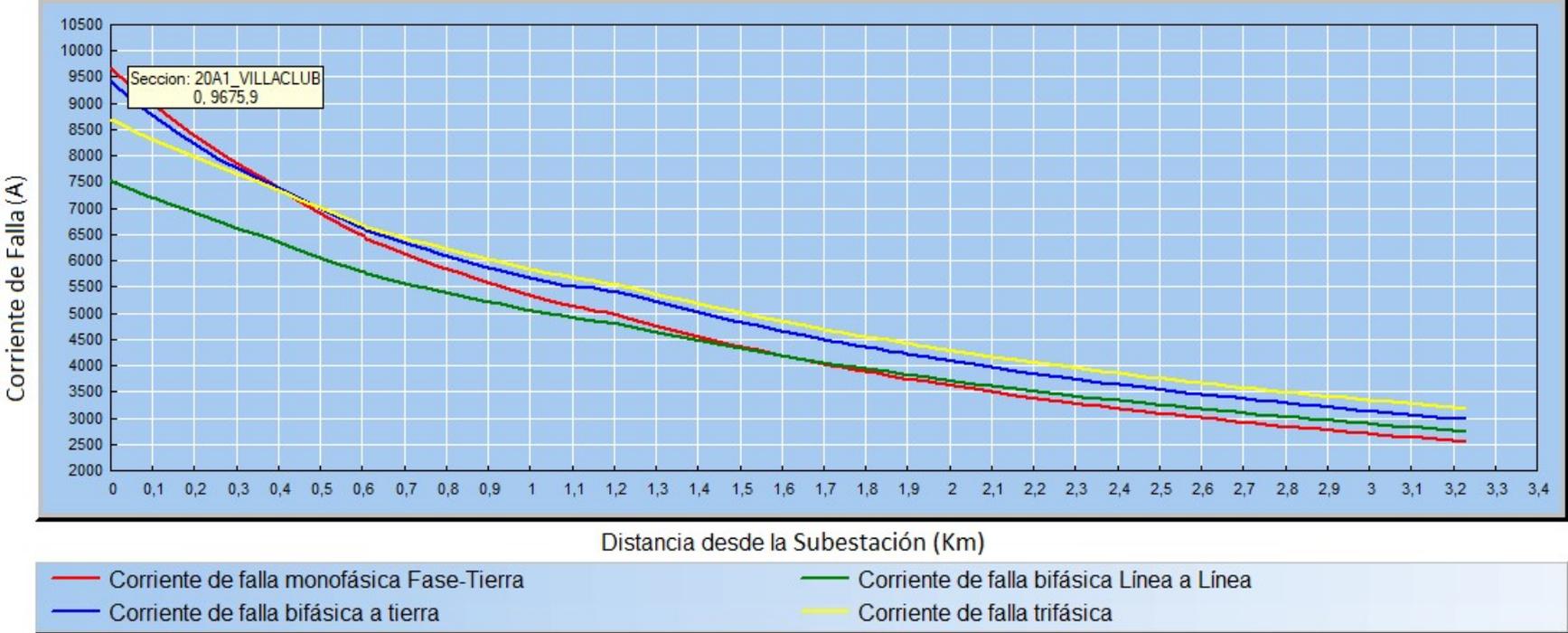


Fig. 2.21: Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador VILLA CLUB de S/E VILLA CLUB

2.3.2.3 Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador Quarzo

Con el fin de facilitar la ubicación de fallas en un punto cualquiera del alimentador QUARZO, a través del uso de software CYME (CYMDIST) se realiza un análisis de cortocircuito para determinar el perfil de corriente de cortocircuito de dicho alimentador.

En la figura 2.22 se muestra el perfil de corriente de cortocircuito del alimentador QUARZO de la S/E VILLA CLUB determinado mediante una simulación en el software CYMDIST.

De la simulación se determina que para el alimentador QUARZO, la mayor corriente de cortocircuito es la provocada por una falla de fase a tierra con un valor aproximado de 9.676 A.

Perfil de Corriente de Cortocircuito ALIMENTADOR QUARZO

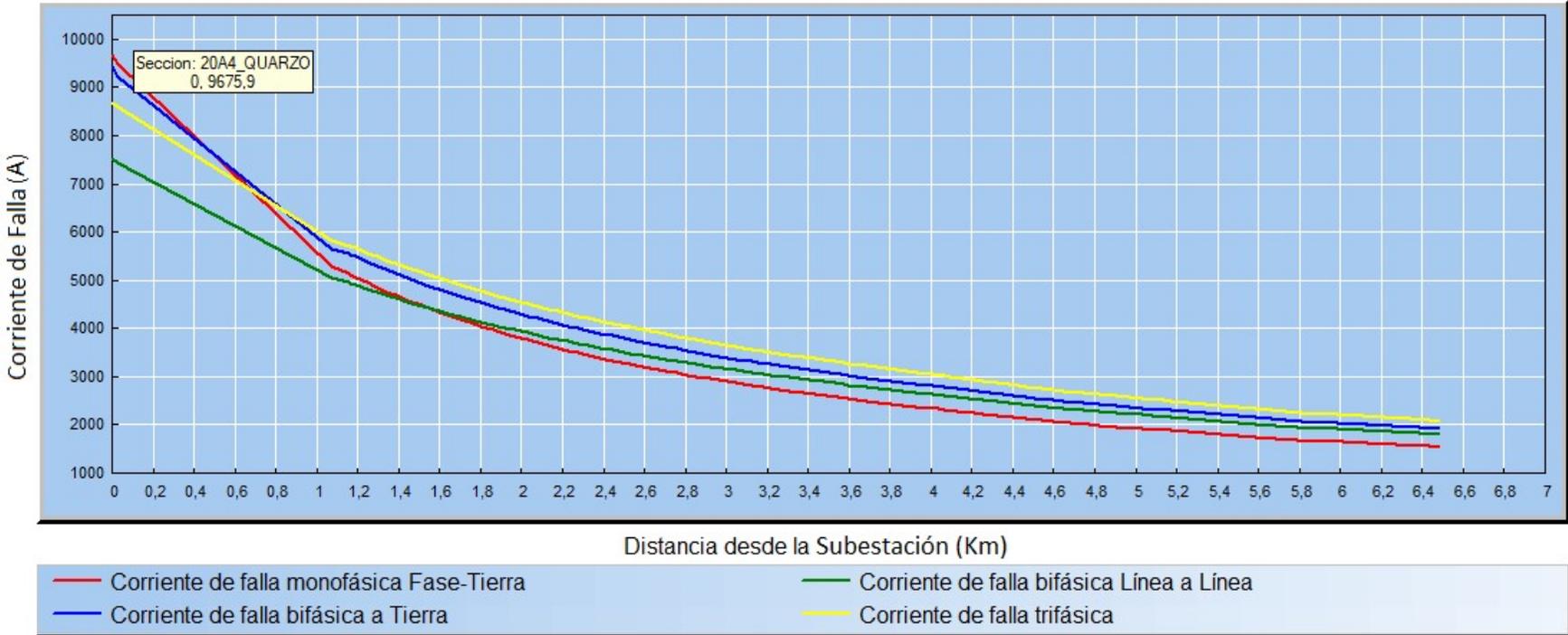


Fig. 2.22: Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador QUARZO de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

2.3.2.4 Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador Cosmos

Con el fin de facilitar la ubicación de fallas en un punto cualquiera del alimentador COSMOS, a través del uso de software CYME (CYMDIST) se realiza un análisis de cortocircuito para determinar el perfil de corriente de cortocircuito de dicho alimentador.

En la figura 2.23 se muestra el perfil de corriente de cortocircuito del alimentador COSMOS de la S/E VILLA CLUB determinado mediante una simulación en el software CYMDIST.

De la simulación se determina que para el alimentador COSMOS, la mayor corriente de cortocircuito es la provocada por una falla de fase a tierra con un valor aproximado de 9.676 A.

Perfil de Corriente de Cortocircuito ALIMENTADOR COSMOS

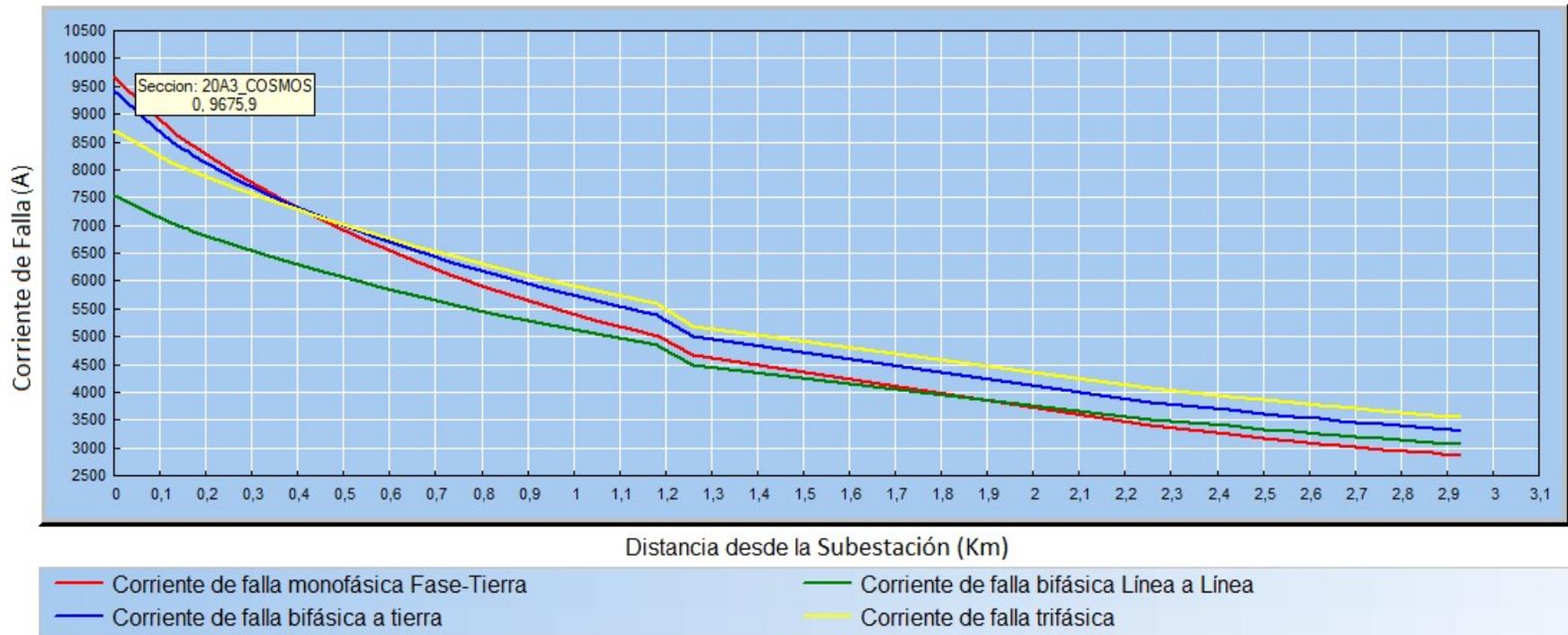


Fig. 2.23: Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador COSMOS de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

2.3.2.5 Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador Villas del Rey

Con el fin de facilitar la ubicación de fallas en un punto cualquiera del alimentador VILLAS DEL REY, a través del uso de software CYME (CYMDIST) se realiza un análisis de cortocircuito para determinar el perfil de corriente de cortocircuito de dicho alimentador.

En la figura 2.24 se muestra el perfil de corriente de cortocircuito del alimentador VILLAS DEL REY de la S/E VILLA CLUB determinado mediante una simulación en el software CYMDIST.

De la simulación se determina que para el alimentador VILLAS DEL REY, la mayor corriente de cortocircuito es la provocada por una falla de fase a tierra con un valor aproximado de 9.676 A.

Perfil de Corriente de Cortocircuito

ALIMENTADOR VILLAS DEL REY

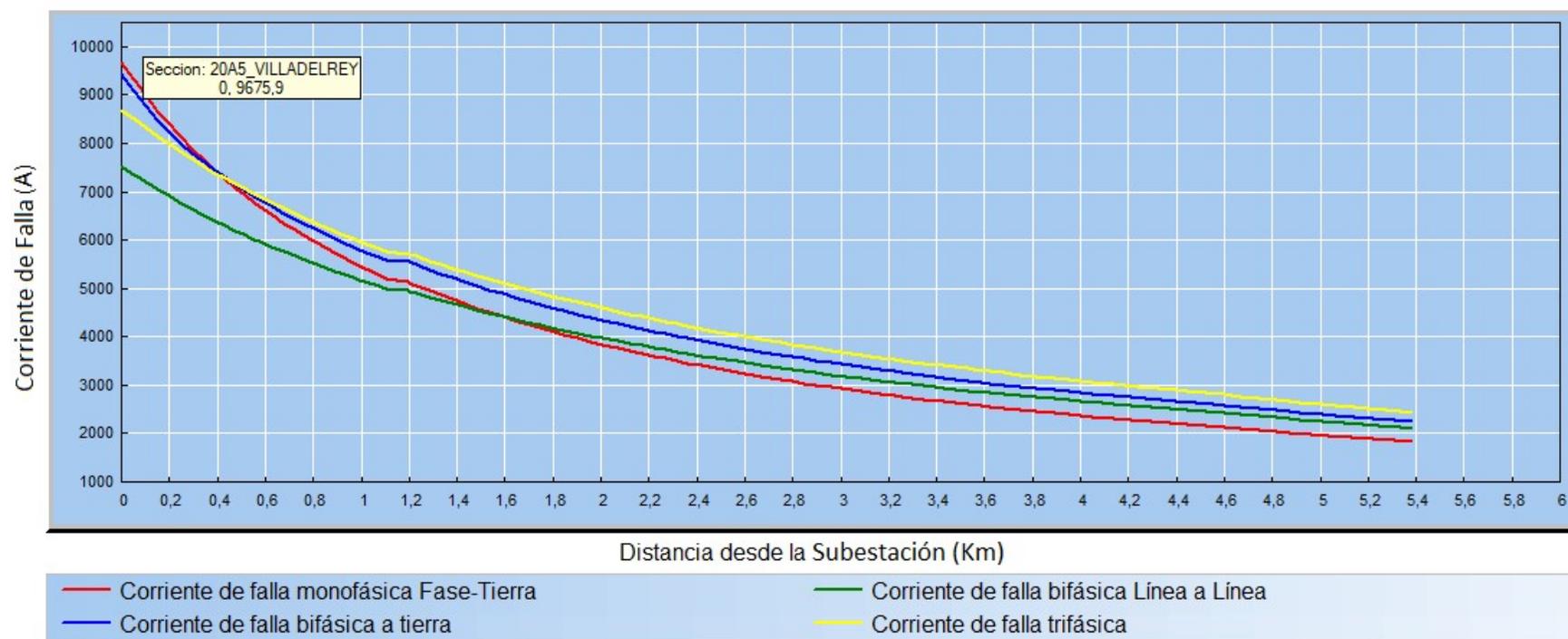


Fig. 2.24: Perfil de corriente de cortocircuito de Alimentador VILLAS DEL REY de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

2.3.2.6 Capacidad de Interrupción de equipos en cabecera de alimentadores versus corrientes de cortocircuito

Luego de realizado el cálculo de las corrientes de cortocircuito en los alimentadores de la Subestación VILLA CLUB, se realiza un análisis comparativo de las corrientes de interrupción de los equipos de protección de cabecera de estos alimentadores con la máxima corriente de cortocircuito calculada.

En la tabla 2.18 se muestra el análisis comparativo entre las capacidades de interrupción de los equipos de cabecera (reconectores) de los alimentadores de la S/E VILLA CLUB y las corrientes de cortocircuito calculadas en la simulación en el software CYMDIST.

Se determina de este análisis que las corrientes de cortocircuito se acercan al valor de 10.000 A, que es la capacidad de interrupción de los reconectores, por lo cual se hace necesario que se considere en el corto plazo, el reemplazo de estos equipos por otros de mayor capacidad de interrupción.

2.3.2.7 Coordinación de protecciones reconector – fusible en alimentadores de la S/E VILLA CLUB

Para realizar una revisión a la coordinación de protecciones reconector – fusible de los alimentadores de la Subestación VILLA club, se realizó la homologación por zonas de protección para dichos alimentadores en base a las corrientes de cortocircuito determinadas en la simulación en el Software CYMDIST, manteniendo el criterio de selectividad y velocidad de respuesta de los equipos de protección.

Tabla 2.18: Comparación entre capacidad de Interrupción de reconectores y corriente de cortocircuito calculadas en alimentadores de la Subestación VILLA CLUB. Año 2018

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN		TENSIÓN NOMINAL [kV]	EQUIPO DE PROTECCIÓN				CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO			
NOMBRE SUBESTACIÓN	POSICIÓN		EQUIPO	MARCA	MODELO	CAPACIDAD DE INTERRUPCION (A)	CORRIENTE FALLA 1 FASE A TIERRA (A)	CORRIENTE FALLA 2 FASE A TIERRA (A)	CORRIENTE FALLA 2 FASE (A)	CORRIENTE FALLA 3 FASE (A)
	NOMBRE									
VILLA CLUB	VILLA CLUB	13,8	RECONECTADOR	ABB	PCD 2000	10.000	9.676	9.428	8.695	7.530
VILLA CLUB	LA JOYA	13,8	RECONECTADOR	SCHWEITZER	SEL 351R	10.000	9.676	9.428	8.695	7.530
VILLA CLUB	COSMOS	13,8	RECONECTADOR	ABB	PCD 2000	10.000	9.676	9.428	8.695	7.530
VILLA CLUB	QUARZO	13,8	RECONECTADOR	ABB	PCD 2000	10.000	9.676	9.428	8.695	7.530
VILLA CLUB	VILLAS DEL REY	13,8	RECONECTADOR	ABB	PCD 2000	10.000	9.676	9.428	8.695	7.530

Tabla 2.19: Impedancias de Equivalente de Thevenin del SNI en condiciones de máxima generación, reflejada en Barra de 13,8 KV de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

MAXIMA GENERACION						
IMPEDANCIAS DE SECUENCIA			CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO			
			TRIFÁSICA	BIFÁSICA		MONOFÁSICA
Z	R (Ohm)	X (Ohm)	LLL	LL-T	LL	L-T
			(A)	(A)	(A)	(A)
Z0	0,0493	0,6364	9.676	9.428	8.695	7.530
Z1	0,1179	0,9087				
Z2	0,1179	0,9087				

Para el estudio de cortocircuito, se ingresaron las impedancias de equivalente Thevenin y corrientes de cortocircuito en la barra de 13,8 KV de la Subestación VILLA CLUB en condiciones de máxima generación del SNI. Esta información se muestra en la tabla 2.19.

En la figura 2.25 se muestra el cálculo de corrientes de cortocircuito en el nodo 20.2.3 correspondiente al Alimentador LA JOYA de la S/E Villa Club, con el fin de realizar la coordinación de protecciones Reconectador – Fusible.

Se determina mediante el análisis de zonas de protección del software CYME (CYMDIST), que en la zona definida por el color lila debe existir un mantenimiento prioritario ya que es la zona de protección Instantánea (actúa directamente el reconectador de cabecera). En esta zona es probable que no exista coordinación reconectador – fusible ante una falla franca. Para limitar la corriente de falla que podría circular por el devanado del secundario del transformador de Potencia en caso de que las protecciones de respaldo no operen (interruptor principal 13,8 KV de S/E Villas Club), se define una corriente de 8.300 A como límite máximo de operación instantánea del mencionado principal.

En cuanto a la zona donde si puede existir coordinación reconectador – fusible, en la figura 2.26 se muestra el calculo del TD para el reconectador y un fusible de 80 A de capacidad nominal, de manera que actúe este ultimo en caso de haber alguna falla que no este dentro de la zona de protección del instantáneo.

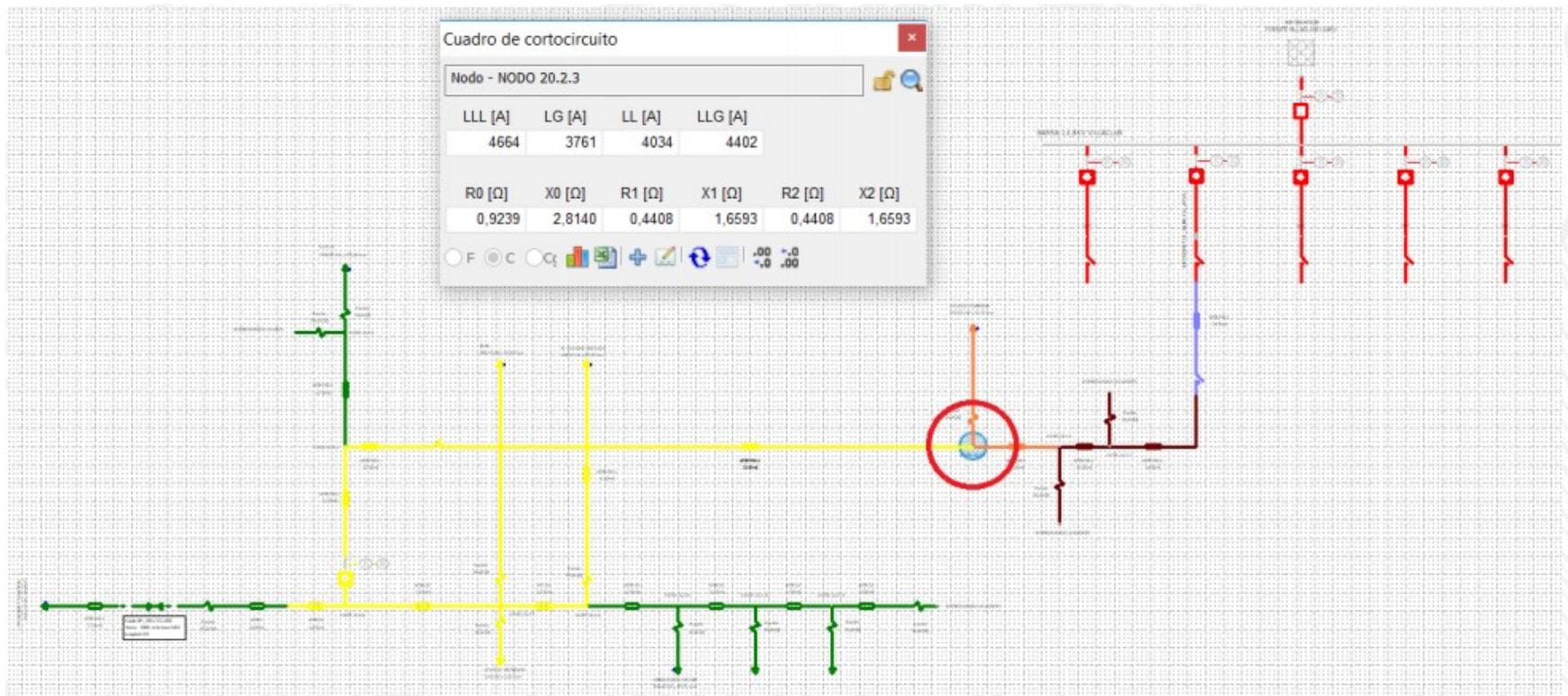


Fig. 2.25: Corrientes de cortocircuito calculadas en Nodo 20.2.3. Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

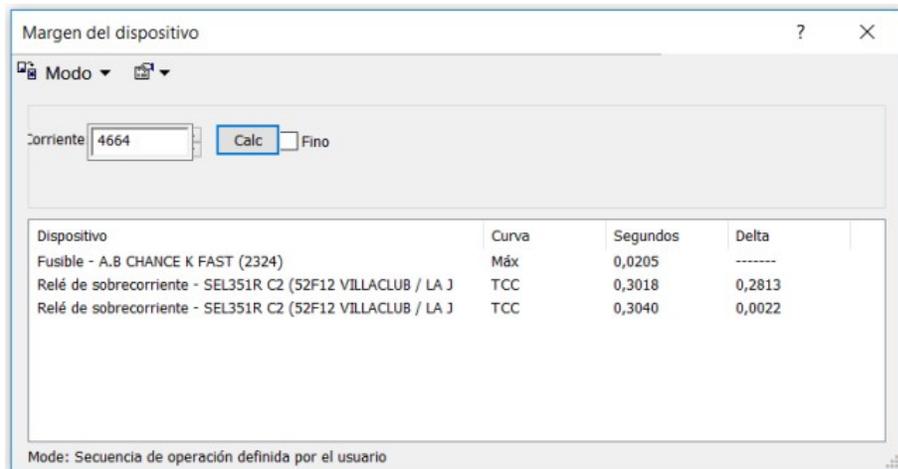


Fig. 2.26: Resultado de Coordinación Reconectador de Cabecera – Fusible 80 A en Nodo 20.2.3. Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

En la figura 2.27 se muestra mediante las curvas de actuación de los equipos, la coordinación reconectador – fusible para el alimentador LA JOYA de la S/E Villa Club. Este criterio es utilizado en los demás alimentadores de la Subestación Villa Club, con el fin de mantener un solo criterio operativo en cuanto a las protecciones.

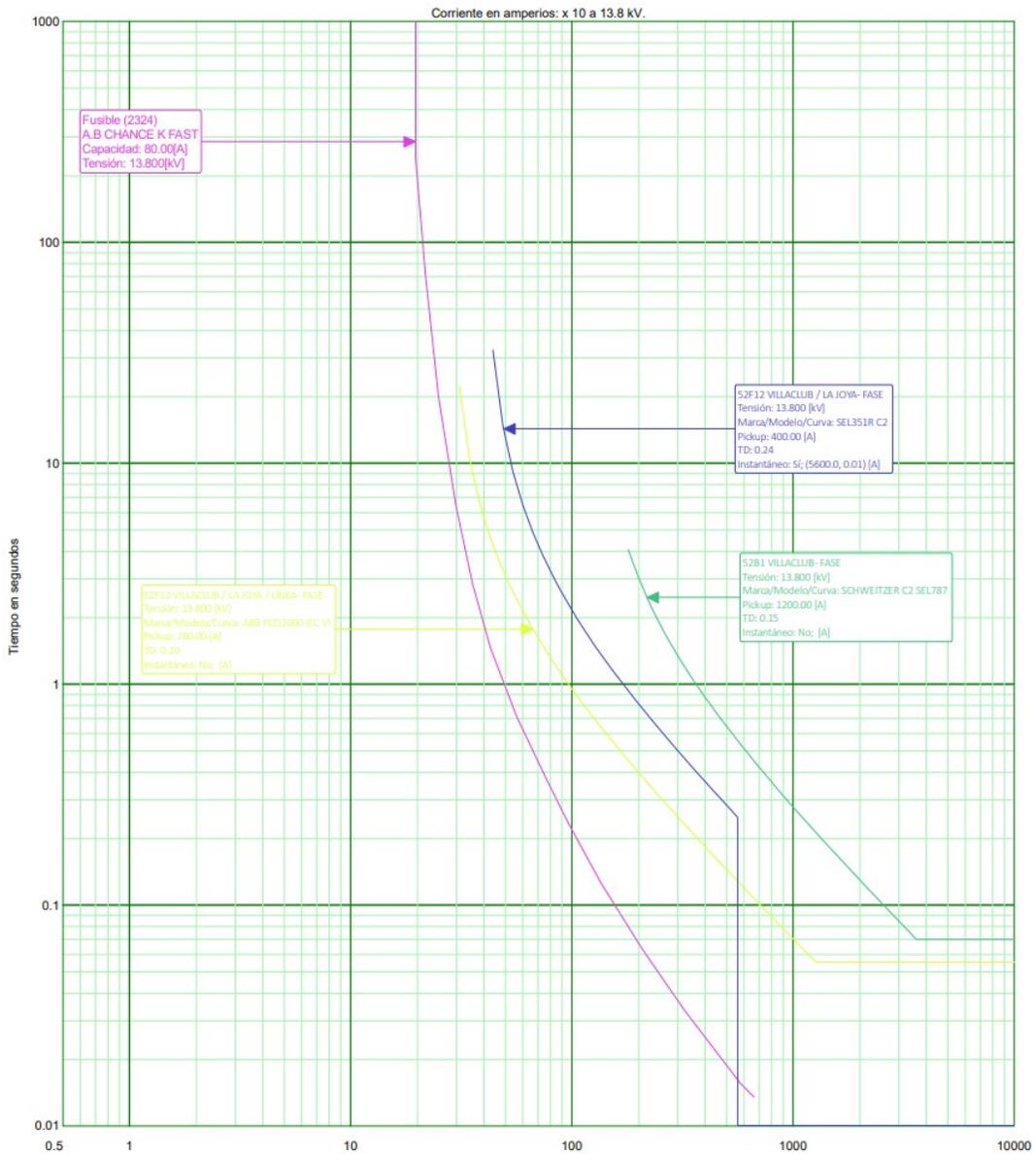


Fig. 2.27: Curva de Coordinación de Protecciones. Coordinación Reconectador - Fusibles 80 A. Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

2.4 Cargas/ Consumidores

De acuerdo con la regulación ARCONEL 005/18, los alimentadores se clasifican en dos tipos: de baja y alta densidad.

La determinación del tipo de alimentador se realizará conforme a la siguiente formula:

$$TA = \frac{kVA_{inst j}}{km_j} \quad (2.3)$$

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 .

km_j = Sumatoria de la longitud de línea monofásica, bifásica y trifásica del alimentador "j", expresado en km.

Los alimentadores serán clasificados según la siguiente tabla:

Tabla 2.20: Clasificación de los alimentadores

Tipo de alimentador	Valor (KVA/Km)
Baja densidad	$TA < 50$
Alta densidad	$TA \geq 50$

2.4.1 Densidad de carga en Alimentador La Joya

El análisis de densidad de carga en el alimentador LA JOYA de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos en el Sistema de Información Georeferenciado (SIG) de CNEL EP, los cuales son

utilizados para realizar una simulación de distribución de carga en el software CYME (CYMDIST). Estos datos corresponden al año 2018.

En la figura 2.28 se muestra el perfil de Distribución de carga del alimentador LA JOYA de la S/E VILLA CLUB luego de la simulación realizada en el software CYME.

El análisis de densidad de carga en el alimentador LA JOYA determina un TA de:

**Tabla 2.21: Determinación de Valor TA Alimentador LA JOYA
Año 2018**

Longitud de línea Trifásica (Km)	Longitud de línea Bifásica (Km)	Longitud de línea Monofásica (Km)	Potencia Nominal Instalada (KVA)	Valor TA (KVA/Km)
13,76	2,57	14,42	6.445	209,59

Con un TA de 209,59 KVA/Km, el alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB se clasifica como de alta densidad.

El alimentador LA JOYA de la S/E VILLA CLUB da servicio a 5.769 clientes en su mayoría de tipo residencial. En la tabla 2.23 se detallan las principales cargas a los que este alimentador da servicio.

Tabla 2.22: Distribución de carga por fase en Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
0,000000	1934,9838	1965,2431	2279,3279
0,000000	1934,9838	1965,2431	2279,3279
0,000000	1934,9838	1965,2431	2279,3279
0,010739	1934,9838	1965,2431	2279,3279
0,010739	1934,9838	1965,2431	2279,3279
0,010739	1934,9838	1965,2431	2279,3279
1,918611	1934,9838	1965,2431	2279,3279
1,918611	1934,9838	1965,2431	2279,3279
2,760539	1917,8722	1922,4641	2262,2163
2,760539	1917,8722	1922,4641	2262,2163
2,760616	1917,8722	1922,4641	2262,2163
2,760616	1917,8722	1922,4641	2262,2163
3,689754	1917,8722	1922,4641	2262,2163
3,689754	1917,8722	1922,4641	2262,2163
3,922419	1917,8722	1922,4641	2262,2163
3,922419	1917,8722	1922,4641	2262,2163
4,001229	1892,2047	1922,4641	2262,2163
4,001229	1892,2047	1922,4641	2262,2163
4,077572	465,8641	367,0444	515,2739
4,077572	465,8641	367,0444	515,2739
4,078231	465,8641	367,0444	515,2739
4,078231	465,8641	367,0444	515,2739
4,135362	465,8641	363,1943	515,2739
4,135362	465,8641	363,1943	515,2739
4,250660	266,9414	228,4402	327,9016
4,250660	266,9414	228,4402	327,9016
4,468024	266,9414	228,4402	324,0515
4,468024	266,9414	228,4402	324,0515
4,654689	266,9414	224,5901	324,0515
4,654689	266,9414	224,5901	324,0515
4,722877	109,0866	109,0866	118,7119
4,722877	109,0866	109,0866	118,7119
4,723581	109,0866	109,0866	118,7119
4,723581	109,0866	109,0866	118,7119

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
4,760604	109,0866	109,0866	118,7119
4,760604	109,0866	109,0866	118,7119
4,818647	109,0866	109,0866	118,7119
4,818647	109,0866	109,0866	118,7119
4,925336	109,0866	109,0866	118,7119
4,925336	109,0866	109,0866	118,7119
5,025683	109,0866	106,5199	118,7119
5,025683	109,0866	106,5199	118,7119
5,123957	109,0866	106,5199	118,7119
5,123957	109,0866	106,5199	118,7119
5,139135	109,0866	106,5199	118,7119
5,139135	109,0866	106,5199	118,7119
5,188794	109,0866	106,5199	118,7119
5,188794	109,0866	106,5199	118,7119
5,216408	109,0866	102,6698	118,7119
5,216408	109,0866	102,6698	118,7119
5,229589	109,0866	102,6698	118,7119
5,229589	109,0866	102,6698	118,7119
5,238669	109,0866	102,6698	118,7119
5,238669	109,0866	102,6698	118,7119
5,275638	109,0866	102,6698	118,7119
5,275638	109,0866	102,6698	118,7119
5,313325	109,0866	102,6698	118,7119
5,313325	109,0866	102,6698	118,7119
5,326844	109,0866	102,6698	105,8782
5,326844	109,0866	102,6698	105,8782
5,358104	44,9180	102,6698	105,8782
5,358104	44,9180	102,6698	105,8782
5,387107	44,9180	102,6698	105,8782
5,387107	44,9180	102,6698	105,8782
5,426030	44,9180	102,6698	93,0445
5,426030	44,9180	102,6698	93,0445
5,464329	44,9180	102,6698	93,0445

PERFIL DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA

ALIMENTADOR LA JOYA

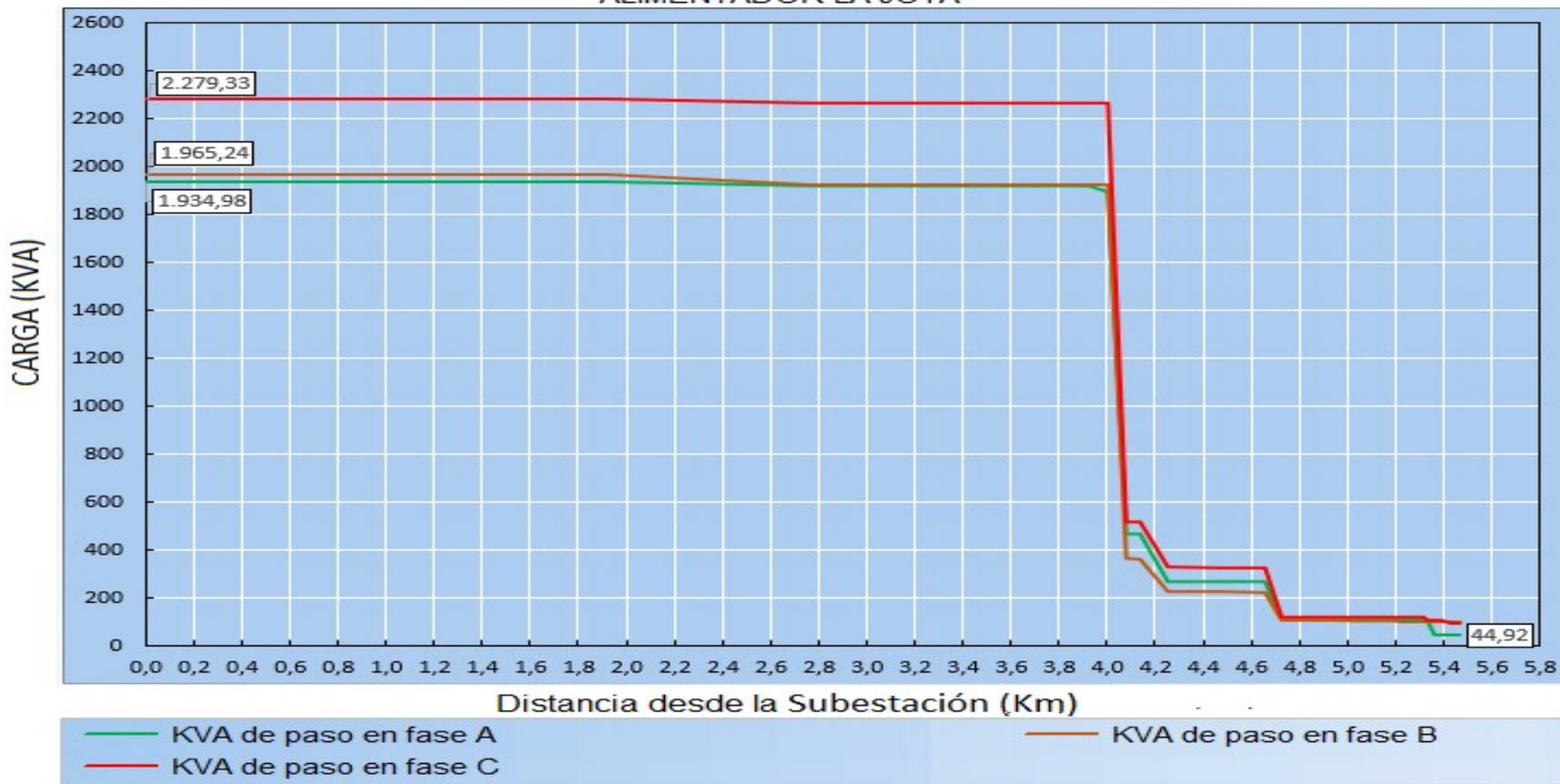


Fig. 2.28: Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

Tabla 2.23: Principales cargas del Alimentador LA JOYA

Total de Clientes	Principales Cargas
5.769	Urb. Condado de Vicolinci, Urb. La Joya Etapa Rubí, Urb. La Joya Etapa Ónix, Urb. La Joya etapa Brillante, Urb. La Joya etapa Zafiro, Urb. La Joya Etapa Coral, Urb. Plaza Madeira, Urb. Loreto, Urb. Volare, Urb. Altos del Rio, Urb. Bali, Urb. Villa Italia Etapa Florencia, Urb. Villa Italia etapa Bari, Urb. La Rioja etapa Almería, Urb. La Rioja etapa Asturias, Urb. La Rioja etapa Bolonia, Urb. La Rioja etapa Canarias, Centro Comercial Plaza Desing, Centro Comercial River Plaza, Centro Comercial MIX CENTER, Centro Comercial Piazza de La Joya, Centro Comercial Plaza Palmora, Centro Comercial METALMETALES, Centro Comercial Plaza ONIX, Gasolinera PRIMAX al Paso, Gasolinera PDV S.A.

2.4.2 Densidad de carga en Alimentador Villa Club

El análisis de densidad de carga en el alimentador VILLA CLUB de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos en el Sistema de Información Georeferenciado (SIG) de CNEL EP, los cuales son utilizados para realizar una simulación de distribución de carga en el software CYME (CYMDIST). Estos datos corresponden al año 2018.

En la figura 2.29 se muestra el perfil de Distribución de carga del alimentador VILLA CLUB de la S/E VILLA CLUB luego de la simulación realizada en el software CYME.

**Tabla 2.24: Distribución de carga por fase en Alimentador VILLA CLUB de S/E
VILLA CLUB. Año 2018.**

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
0,000000	1740,8000	1555,5000	1742,2000
0,011222	1740,8000	1555,5000	1742,2000
0,011222	1740,7000	1555,4000	1742,1000
0,037231	1740,7000	1555,4000	1742,1000
0,037231	1740,4000	1555,2000	1741,8000
0,056005	1740,4000	1555,2000	1741,8000
0,056005	1732,2000	1547,0000	1733,5000
0,056005	1732,0000	1546,8000	1733,3000
0,085441	1732,0000	1546,8000	1733,3000
0,085441	1731,7000	1546,6000	1732,9000
0,108748	1731,7000	1546,6000	1732,9000
0,108748	1731,4000	1546,4000	1732,7000
0,143963	1731,4000	1546,4000	1732,7000
0,143963	1731,1000	1546,1000	1732,2000
0,184027	1731,1000	1546,1000	1732,2000
0,184027	1730,6000	1545,8000	1731,7000
0,261669	1730,6000	1545,8000	1731,7000
0,261669	1729,8000	1545,1000	1730,8000
0,304059	1729,8000	1545,1000	1730,8000
0,304059	1729,4000	1544,7000	1730,3000
0,351994	1729,4000	1544,7000	1730,3000
0,351994	1728,9000	1544,3000	1729,7000
0,382294	1728,9000	1544,3000	1729,7000
0,382294	1728,6000	1544,1000	1729,3000
0,423975	1728,6000	1544,1000	1729,3000
0,423975	1481,4000	1412,4000	1548,1000
0,423975	1481,1000	1412,1000	1547,7000
0,453062	1481,1000	1412,1000	1547,7000
0,453062	1480,8000	1411,8000	1547,4000
0,515946	1480,8000	1411,8000	1547,4000
0,515946	1480,3000	1411,3000	1546,7000
0,580853	1480,3000	1411,3000	1546,7000
0,580853	1221,1000	1279,7000	1357,4000
0,580853	1220,7000	1279,2000	1357,0000
0,604214	1220,7000	1279,2000	1357,0000
0,604214	1220,6000	1279,0000	1356,8000
0,608380	1220,6000	1279,0000	1356,8000
0,608380	1056,4000	1110,9000	1179,3000
0,608380	1056,3000	1110,8000	1179,2000

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
1,182444	593,5000	627,7000	629,1000
1,210515	593,5000	627,7000	629,1000
1,210515	593,4000	627,6000	629,0000
1,211005	593,4000	627,6000	629,0000
1,255534	593,4000	627,6000	629,0000
1,255534	502,9000	529,2000	502,5000
2,059757	269,0000	298,5000	252,4000
2,100810	269,0000	298,5000	252,3000
2,100810	268,9000	298,4000	252,3000
2,157131	268,9000	298,4000	252,3000
2,211108	268,9000	298,4000	252,3000
2,267457	268,9000	298,4000	252,3000
2,314402	268,9000	295,1000	252,3000
2,314402	268,9000	295,1000	252,3000
2,358557	268,9000	295,1000	252,3000
2,404704	268,9000	270,4000	252,3000
2,467870	268,9000	270,4000	252,3000
2,514153	268,8000	267,1000	252,3000
2,314402	268,9000	295,1000	252,3000
2,314402	268,9000	295,1000	252,3000
2,358557	268,9000	295,1000	252,3000
2,404704	268,9000	270,4000	252,3000
2,467870	268,9000	270,4000	252,3000
2,514153	268,8000	267,1000	252,3000
2,538274	268,8000	267,1000	252,3000
2,562691	268,8000	267,1000	252,2000
2,637073	268,8000	267,0000	252,2000
2,637073	107,7000	106,1000	107,4000
2,681837	107,7000	106,1000	107,4000
2,915073	107,7000	106,1000	107,4000
2,928467	107,7000	106,1000	107,4000
2,944523	107,7000	102,8000	107,4000
2,997895	107,7000	102,8000	107,4000
3,021386	107,7000	102,8000	107,4000
3,053528	107,7000	102,8000	107,4000
3,090667	107,7000	102,8000	107,4000
3,125738	107,7000	102,8000	107,4000
3,161512	107,7000	102,8000	107,4000
3,197202	107,7000	102,8000	107,4000

PERFIL DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA ALIMENTADOR VILLA CLUB

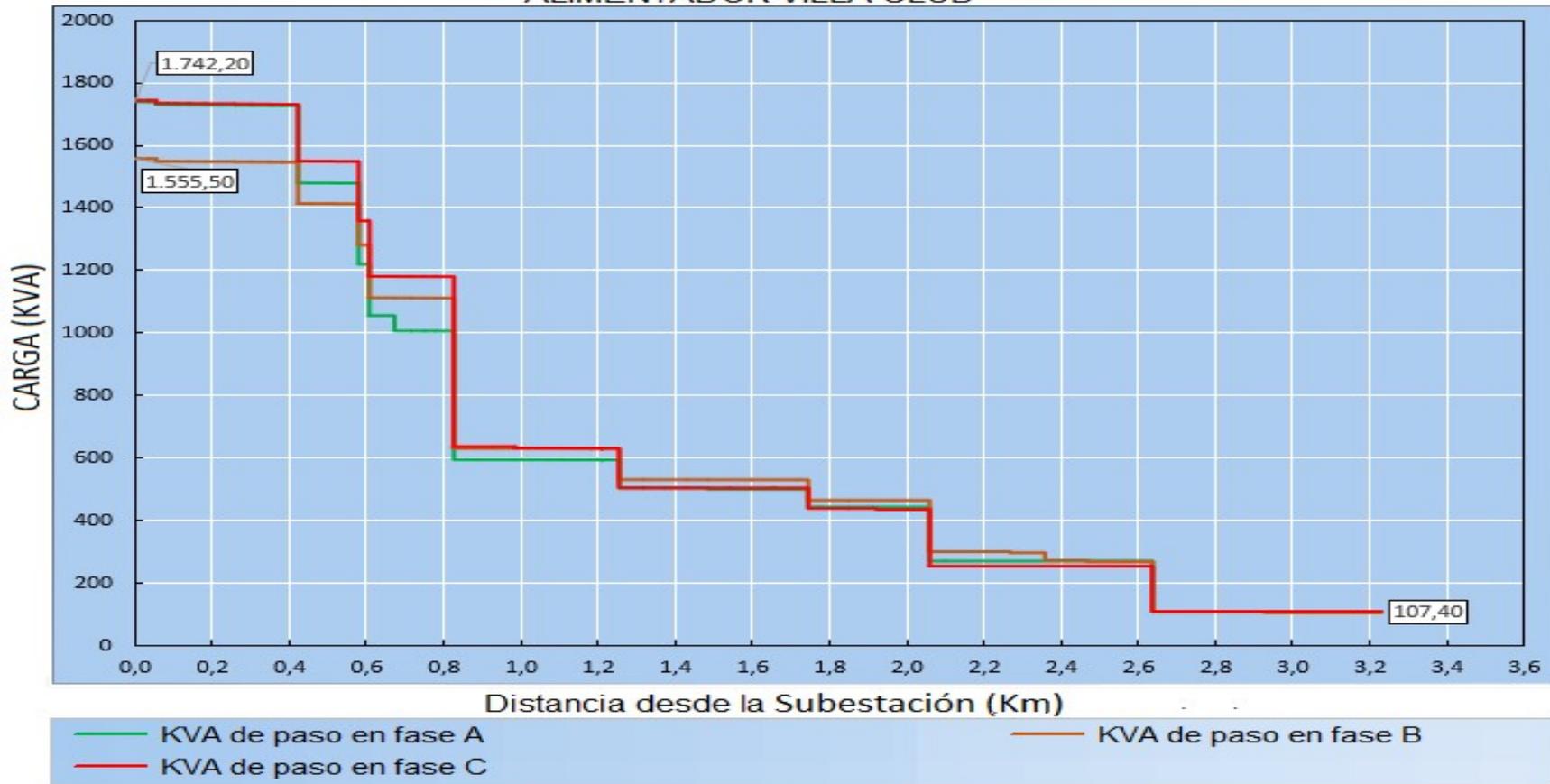


Fig. 2.29: Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador VILLA CLUB de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

El análisis de densidad de carga en el alimentador VILLA CLUB determina un TA de:

**Tabla 2.25: Determinación de Valor TA Alimentador VILLA CLUB
Año 2018**

Longitud de línea Trifásica (Km)	Longitud de línea Bifásica (Km)	Longitud de línea Monofásica (Km)	Potencia Nominal Instalada (KVA)	Valor TA (KVA/Km)
6,00	0,55	4,31	5.039	463,99

Con un TA de 463,99 KVA/Km, el alimentador VILLA CLUB de S/E VILLA CLUB se clasifica como de alta densidad.

El alimentador VILLA CLUB de la S/E VILLA CLUB da servicio a 4.236 clientes en su mayoría de tipo residencial. A continuación se detallan las principales cargas a los que el alimentador da servicio:

Tabla 2.26: Principales cargas del Alimentador VILLA CLUB

Total de Clientes	Principales Cargas
4.236	Urb. Doral de Villa Club, Urb. Estelar de Villa Club, Urb. Galaxia de Villa Club, Urb. Floral de Villa Club, Urb. Júpiter de Villa Club, Urb. Kriptón de Villa Club, Urb. Iris de Villa Club, Urb. Hermes de Villa Club, Urb. Omega de Villa Club, Urb. Luna de Villa Club, Urb. Natura de Villa Club, Urb. Magna de Villa Club.

2.4.3 Densidad de carga en Alimentador Quarzo

El análisis de densidad de carga en el alimentador QUARZO de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos en el Sistema de Información Georeferenciado (SIG) de CNEL EP, los cuales son utilizados para realizar una simulación de distribución de carga en el software CYME (CYMDIST). Estos datos corresponden al año 2018.

En la figura 2.30 se muestra el perfil de distribución de carga del alimentador QUARZO de la S/E VILLA CLUB luego de la simulación realizada en el software CYME.

El análisis de densidad de carga en el alimentador QUARZO determina un TA de:

Tabla 2.27: Determinación de Valor TA Alimentador QUARZO.

Año 2018

Longitud de línea Trifásica (Km)	Longitud de línea Bifásica (Km)	Longitud de línea Monofásica (Km)	Potencia Nominal Instalada (KVA)	Valor TA (KVA/Km)
10,20	1,67	11,31	4.661	201,08

Con un TA de 201,08 KVA/Km, el alimentador QUARZO de S/E VILLA CLUB se clasifica como de alta densidad.

El alimentador QUARZO de la S/E VILLA CLUB da servicio a 5.249 clientes en su mayoría de tipo residencial. A continuación se detallan las principales cargas a los que el alimentador da servicio:

Tabla 2.28: Principales cargas del Alimentador QUARZO

Total de Clientes	Principales Cargas
5.249	Urb. Quarzo de La Joya, Urb. Ámbar de La Joya, Urb. Murano de La Joya, Urb. Perla de La Joya, Urb. Platino de La Joya, Urb. Tiara de La Joya, Urb. Corona de la Joya, Urb. Esmeralda de La Joya, Urb. Turquesa de la Joya, Urb. Oro de La Joya, Urb. Gema de La Joya, Urb. Topacio de La Joya, Urb. Diamante de La Joya

Tabla 2.29: Distribución de carga por fase en Alimentador QUARZO de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
0,000000	1198,7000	2350,5000	1112,5000
1,073140	1198,5000	2349,7000	1112,5000
1,158910	1189,9000	2319,9000	1112,2000
1,188444	1189,0000	2314,1000	1111,5000
1,292882	1187,9000	2310,5000	1111,5000
1,444093	1187,1000	2307,8000	1111,4000
1,547850	1186,3000	2304,9000	1111,4000
1,638152	1185,4000	2302,0000	1111,4000
1,748261	1184,6000	2299,1000	1111,3000
1,861560	1183,7000	2296,2000	1111,3000
1,917295	1182,8000	2293,1000	1111,3000
1,970176	1182,4000	2291,7000	1111,3000
2,031949	1182,3000	2291,6000	1111,3000
2,133356	1181,4000	2288,5000	1111,2000
2,229727	1180,6000	2285,8000	1111,2000
2,278882	1179,8000	2283,1000	1111,2000
2,380721	1179,4000	2281,9000	1111,2000
2,443467	1178,5000	2278,6000	1111,2000
2,593563	1177,7000	2276,2000	1111,1000
2,628865	1177,2000	2274,5000	1111,1000
2,708160	1176,3000	2271,4000	1111,1000
2,758401	1176,3000	2271,4000	1111,1000
2,806387	1175,5000	2268,8000	1111,1000
2,919588	1175,1000	2267,5000	1111,1000
3,045718	1174,5000	2265,7000	1111,0000
3,183439	1172,9000	2260,2000	1111,0000
3,217640	1172,1000	2257,7000	1111,0000
3,304133	1171,8000	2256,6000	1111,0000
3,354819	1171,4000	2255,4000	1110,9000
3,392715	1127,7000	2210,3000	1046,2000
3,424689	1127,4000	2209,5000	1046,2000
3,448778	1073,3000	2165,7000	1046,2000
3,474899	1073,1000	2165,1000	1046,2000
3,489771	1029,8000	2164,6000	1003,1000
3,515687	1029,6000	2120,7000	959,9000
3,547592	1018,6000	2120,1000	959,9000
3,556791	937,6000	2076,4000	960,0000
3,595347	937,5000	2076,0000	960,0000
3,683757	937,4000	2075,4000	916,8000
3,981618	936,9000	2075,4000	916,9000

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
4,064570	935,6000	787,2000	915,5000
4,128553	913,9000	787,1000	915,4000
4,158177	913,7000	786,9000	915,1000
4,182112	913,6000	786,9000	915,0000
4,233315	913,4000	786,7000	893,2000
4,285652	913,3000	786,7000	893,1000
4,323303	826,9000	754,2000	893,0000
4,353322	826,7000	754,0000	892,8000
4,377113	826,7000	754,0000	892,7000
4,428341	826,6000	732,3000	892,6000
4,443472	826,5000	732,3000	892,5000
4,493266	589,0000	516,3000	741,3000
4,538776	545,8000	516,2000	741,1000
4,568958	545,8000	494,6000	741,1000
4,628767	524,1000	494,5000	740,9000
4,677891	524,1000	494,5000	665,3000
4,722701	502,5000	456,7000	600,5000
4,771573	502,4000	413,5000	578,8000
4,902972	421,5000	354,5000	475,9000
5,030452	421,4000	332,8000	475,7000
5,165685	421,3000	332,7000	454,0000
5,584524	421,3000	332,7000	454,0000
5,890160	420,9000	328,1000	453,3000
5,928574	237,4000	172,6000	172,7000
5,964371	237,4000	172,6000	172,7000
6,010075	237,4000	151,1000	172,7000
6,055068	237,4000	151,1000	172,7000
6,077392	237,4000	151,1000	172,7000
6,093317	237,4000	151,1000	151,1000
6,130765	237,4000	151,1000	151,1000
6,132316	237,4000	151,1000	151,1000
6,168830	237,4000	151,1000	151,1000
6,181613	107,9000	97,1000	86,3000
6,249447	107,9000	97,1000	86,3000
6,295525	107,9000	97,1000	86,3000
6,318213	107,9000	97,1000	64,7000
6,364032	86,3000	97,1000	64,7000
6,386820	86,3000	97,1000	64,7000
6,433875	86,3000	75,5000	64,8000
6,481398	0,0000	0,0000	0,0000

PERFIL DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA ALIMENTADOR QUARZO

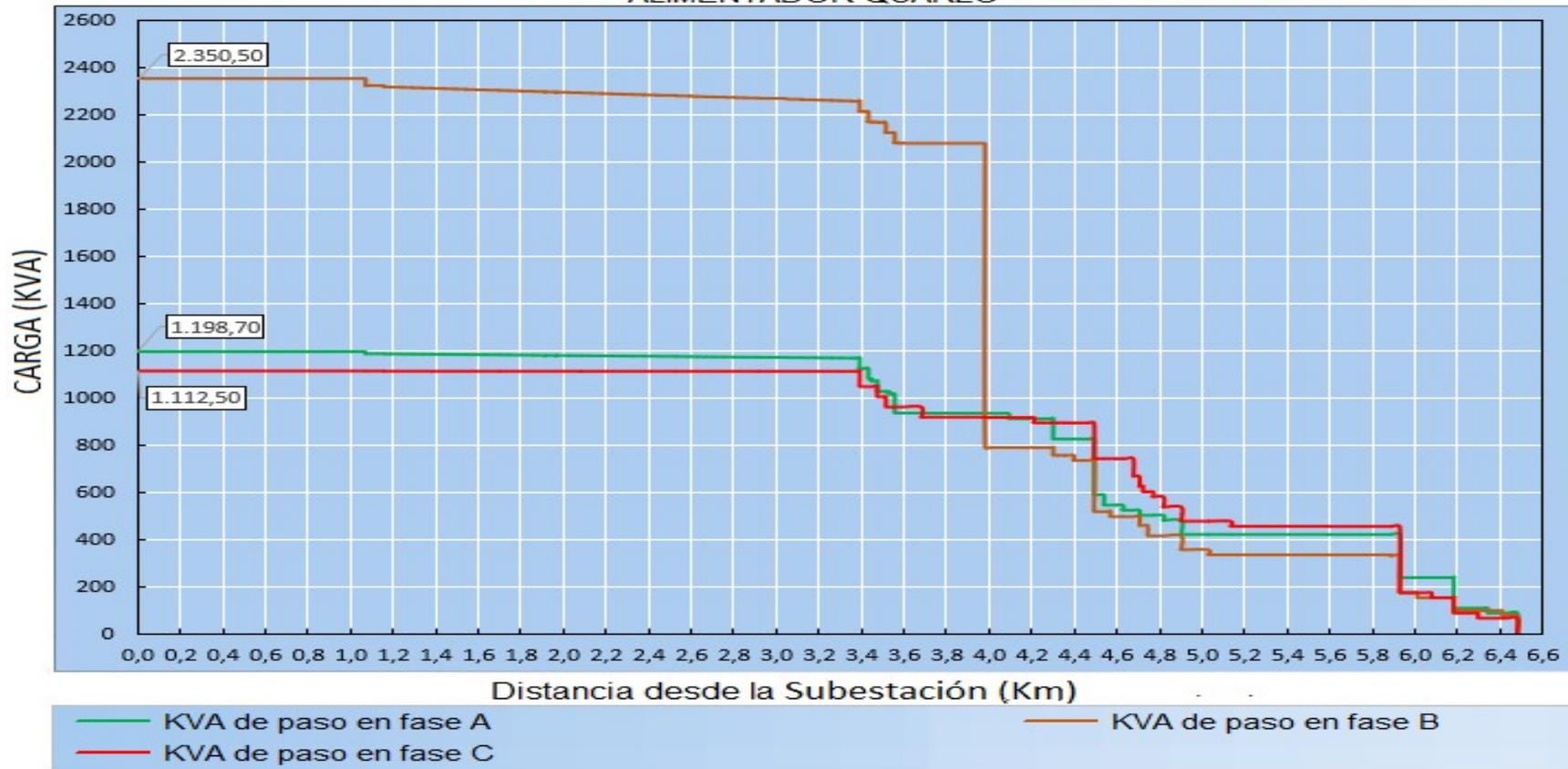


Fig. 2.30: Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador QUARZO de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

2.4.4 Densidad de carga en Alimentador Cosmos

El análisis de densidad de carga en el alimentador COSMOS de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos en el Sistema de Información Georeferenciado (SIG) de CNEL EP, los cuales son utilizados para realizar una simulación de distribución de carga en el software CYME (CYMDIST). Estos datos corresponden al año 2018.

En la figura 2.31 se muestra el perfil de Distribución de carga del alimentador COSMOS de la S/E VILLA CLUB luego de la simulación realizada en el software CYME.

El análisis de densidad de carga en el alimentador COSMOS determina un TA de:

**Tabla 2.30: Determinación de Valor TA Alimentador COSMOS
Año 2018**

Longitud de línea Trifásica (Km)	Longitud de línea Bifásica (Km)	Longitud de línea Monofásica (Km)	Potencia Nominal Instalada (KVA)	Valor TA (KVA/Km)
7,17	0,83	7,86	6.570	414,25

Con un TA de 414,25 KVA/Km, el alimentador COSMOS de S/E VILLA CLUB se clasifica como de alta densidad.

El alimentador COSMOS de la S/E VILLA CLUB da servicio a 2.980 clientes en su mayoría de tipo residencial. En la tabla 2.20 se detallan las principales cargas a los que el alimentador da servicio:

Tabla 2.31: Distribución de carga por fase en Alimentador COSMOS de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
0,000000	2136,4000	2061,0000	2373,0000
0,009939	2136,4000	2061,0000	2373,0000
0,009939	2136,2000	2060,8000	2372,7000
0,064271	2136,2000	2060,8000	2372,7000
0,064271	2135,1000	2059,7000	2371,1000
0,125772	2135,1000	2059,7000	2371,1000
0,125772	2133,8000	2058,3000	2369,3000
0,135379	2133,8000	2058,3000	2369,3000
0,135379	1500,4000	1766,1000	1695,7000
0,135379	1500,3000	1766,0000	1695,6000
0,156887	1500,3000	1766,0000	1695,6000
0,156887	1500,1000	1765,7000	1695,4000
0,161181	1500,1000	1765,7000	1695,4000
0,161181	1500,0000	1765,6000	1695,3000
0,172906	1500,0000	1765,6000	1695,3000
0,172906	1499,9000	1765,4000	1695,2000
0,267891	1499,9000	1765,4000	1695,2000
0,267891	1499,0000	1764,0000	1694,1000
0,367198	1499,0000	1764,0000	1694,1000
0,367198	1498,0000	1762,4000	1692,9000
0,467877	1498,0000	1762,4000	1692,9000
0,467877	1488,3000	1762,4000	1692,9000
0,467877	1487,3000	1760,9000	1691,7000
0,538562	1487,3000	1760,9000	1691,7000
0,538562	1487,3000	1760,9000	1691,7000
0,538562	1486,6000	1759,8000	1690,9000
0,571491	1486,6000	1759,8000	1690,9000
0,571491	1243,1000	1175,1000	1020,5000
0,674478	1243,1000	1175,1000	1020,5000
0,675461	1243,1000	1175,1000	1020,5000
0,740043	1243,1000	1175,1000	1020,5000
0,740043	508,3000	540,2000	447,4000
0,819929	508,3000	540,2000	447,4000
0,819929	508,3000	540,2000	447,4000
0,933882	508,3000	540,2000	447,4000
1,048062	508,3000	540,2000	447,4000
1,048062	97,2000	214,6000	121,7000
1,150650	97,2000	214,6000	121,7000
1,150650	0,5000	214,6000	121,7000
1,180649	0,5000	214,6000	121,7000

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
1,184008	0,5000	165,9000	121,7000
1,184008	0,5000	165,9000	121,7000
1,184008	0,5000	165,9000	121,7000
1,184008	0,5000	165,8000	121,7000
1,259489	0,5000	165,8000	121,7000
1,259489	0,5000	165,8000	121,7000
1,259489	0,4000	165,8000	121,7000
2,253735	0,4000	165,8000	121,7000
2,253735	0,4000	165,8000	121,7000
2,253735	0,2000	165,8000	121,7000
2,253735	0,2000	165,8000	121,8000
2,425166	0,2000	165,7000	121,8000
2,425166	0,2000	165,7000	121,8000
2,425166	0,1000	102,4000	121,8000
2,425166	0,1000	102,4000	121,8000
2,502057	0,1000	102,4000	121,8000
2,502057	0,1000	102,4000	121,8000
2,502057	0,1000	53,6000	121,8000
2,502057	0,1000	53,6000	121,8000
2,567412	0,1000	53,6000	121,8000
2,567412	0,1000	53,6000	121,8000
2,567412	0,1000	53,6000	121,8000
2,567412	0,1000	53,6000	121,8000
2,622040	0,1000	53,6000	121,8000
2,622040	0,1000	53,6000	121,8000
2,622040	0,1000	53,6000	0,1000
2,622040	0,1000	53,6000	0,1000
2,665001	0,1000	53,6000	0,1000
2,665001	0,1000	53,6000	0,1000
2,665001	0,1000	53,6000	0,1000
2,665001	0,1000	53,6000	0,1000
2,700784	0,1000	53,6000	0,1000
2,700784	0,1000	53,6000	0,1000
2,700784	0,1000	53,6000	0,1000
2,700784	0,1000	53,6000	0,1000
2,760308	0,1000	53,6000	0,1000
2,760308	0,1000	53,6000	0,1000
2,760308	0,0000	29,3000	0,0000
2,927470	0,0000	0,0000	0,0000

PERFIL DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA ALIMENTADOR COSMOS

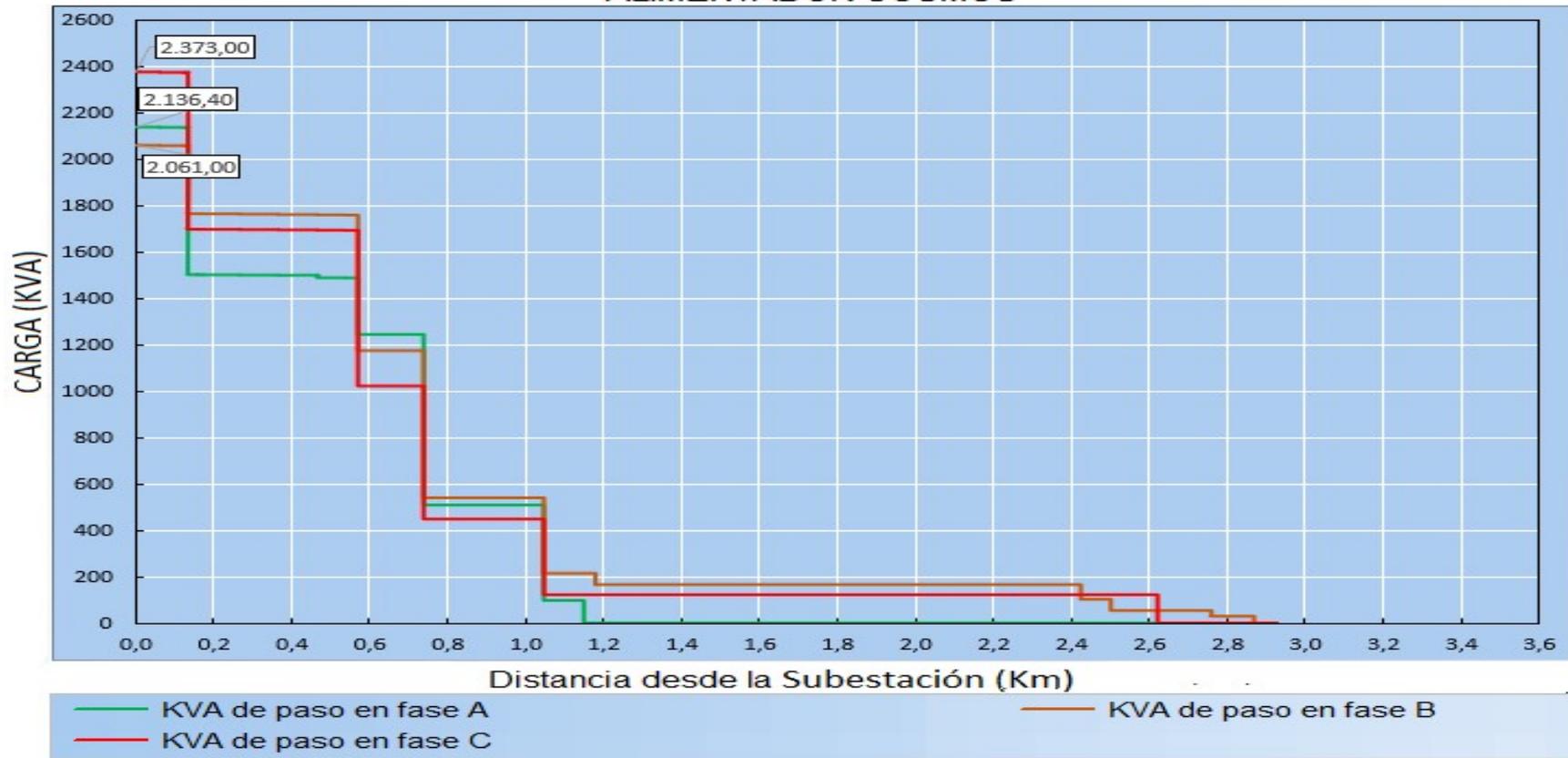


Fig. 2.31: Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador COSMOS de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

Tabla 2.32: Principales cargas del Alimentador COSMOS

Total de Clientes	Principales Cargas
2.980	Urb. Cosmos de Villa Club, Urb. Aura de Villa Club, Urb. Boreal de Villa Club, Centro Comercial Piazza de Villa Club, Centro Comercial El Portal, Centro Comercial INDUATO, Clínica de LA VISION.

2.4.5 Densidad de carga en Alimentador Villas Del Rey

El análisis de densidad de carga en el alimentador VILLAS DEL REY de la Subestación Villa Club se realiza con datos obtenidos en el Sistema de Información Georeferenciado (SIG) de CNEL EP, los cuales son utilizados para realizar una simulación de distribución de carga en el software CYME (CYMDIST). Estos datos corresponden al año 2018.

En la figura 2.45 se muestra el perfil de Distribución de carga del alimentador VILLAS DEL REY de la S/E VILLA CLUB luego de la simulación realizada en el software CYME.

El análisis de densidad de carga en el alimentador VILLAS DEL REY determina un TA de:

Tabla 2.33: Determinación de Valor TA Alimentador VILLAS DEL REY. Año 2018

Longitud de línea Trifásica (Km)	Longitud de línea Bifásica (Km)	Longitud de línea Monofásica (Km)	Potencia Nominal Instalada (KVA)	Valor TA (KVA/Km)
9,96	1,38	9,02	4.475	216,79

Con un TA de 216,79 KVA/Km, el alimentador VILLAS DEL REY de S/E VILLA CLUB se clasifica como de alta densidad.

Tabla 2.34: Distribución de carga por fase en Alimentador VILLAS DEL REY de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
0,000000	2052,6855	1252,4295	1169,8851
0,052433	2052,6855	1252,4295	1169,8851
0,075126	2052,3820	1252,1260	1169,8851
0,100203	2052,0785	1252,1260	1169,8851
0,125729	2052,0785	1252,1260	1169,8851
0,152722	2051,7751	1252,1260	1169,8851
0,184248	2051,7751	1252,1260	1169,5816
0,251381	2051,4716	1252,1260	1169,5816
0,287842	2050,8646	1252,1260	1169,5816
0,353079	2050,5612	1252,1260	1169,2781
0,392052	2050,2577	1252,1260	1169,2781
0,419452	2049,9542	1252,1260	1169,2781
0,476191	2049,6508	1251,8225	1168,9746
0,508653	2049,3473	1251,8225	1168,9746
0,555088	2049,0438	1251,8225	1168,9746
0,578295	2048,7403	1251,8225	1168,6712
0,622255	2048,4369	1251,8225	1168,6712
0,678997	2048,1334	1251,8225	1168,6712
0,723981	2047,8299	1251,8225	1168,6712
0,751452	2047,5264	1251,8225	1168,3677
0,816205	2047,2230	1251,8225	1168,3677
0,886359	2046,9195	1251,5191	1168,3677
0,914894	2046,3126	1251,5191	1168,0642
0,965141	2046,0091	1251,5191	1168,0642
0,993392	2045,7056	1251,5191	1168,0642
1,057951	2045,4021	1251,5191	1167,7607
1,104736	2045,0987	1251,5191	1167,7607
1,106846	2044,7952	1251,5191	1167,7607
1,198054	2044,7952	1251,5191	1167,7607
1,202214	2045,0987	1252,1260	1168,3677
1,230362	2045,0987	1252,1260	1168,3677
1,286130	2044,7952	1252,1260	1168,3677
1,334417	2044,4917	1252,1260	1168,0642
1,381912	2043,8848	1251,8225	1168,0642
1,429671	2043,5813	1251,8225	1168,0642
1,486460	2043,2778	1251,8225	1167,7607
1,534309	2042,9744	1251,8225	1167,7607
1,589637	2042,6709	1251,8225	1167,7607
1,637846	2042,0639	1251,8225	1167,4573
1,679189	2041,7605	1251,8225	1167,4573

Distancia desde la Subestación (km)	kVA reales lado carga en fase A ((kVA))	KVA reales lado carga en fase B ((kVA))	KVA reales lado carga en fase C ((kVA))
4,048163	1706,1203	905,2574	865,1990
4,092560	1705,8168	905,2574	865,1990
4,140614	1705,5134	905,2574	864,8956
4,187474	1705,2099	905,2574	864,8956
4,211879	1705,2099	905,2574	864,8956
4,239762	1461,8252	614,5311	594,5019
4,267645	1461,8252	614,5311	594,5019
4,295687	1434,5127	614,5311	594,5019
4,323686	1434,5127	614,5311	594,5019
4,338662	1434,5127	614,5311	594,5019
4,357345	1434,2093	614,5311	594,5019
4,371413	1434,2093	614,5311	567,4929
4,393429	1434,2093	614,5311	567,4929
4,443012	1434,2093	614,5311	567,4929
4,479436	1433,9058	614,5311	567,4929
4,525197	1433,9058	614,5311	567,4929
4,554785	1433,6023	614,5311	567,4929
4,576502	1433,6023	614,5311	567,4929
4,598838	1433,6023	614,8345	567,4929
4,667819	1433,2989	614,8345	567,4929
4,745108	297,4027	324,4117	283,7464
4,815534	297,4027	324,4117	283,7464
4,869149	297,4027	324,4117	283,7464
4,963353	297,4027	324,4117	283,7464
4,979724	297,4027	324,4117	283,7464
5,007534	283,7464	324,4117	283,7464
5,035345	283,7464	324,4117	283,7464
5,063137	283,7464	297,4027	283,7464
5,098409	283,7464	297,4027	283,7464
5,126530	283,7464	297,4027	283,7464
5,140554	283,7464	297,4027	256,7374
5,174657	283,7464	297,4027	256,7374
5,192256	216,0722	229,7284	256,7374
5,220037	27,0090	108,0361	121,6923
5,241337	27,0090	108,0361	94,6833
5,276161	27,0090	108,0361	94,6833
5,310982	27,0090	108,0361	94,6833
5,332282	27,0090	81,0271	94,6833
5,360433	27,0090	81,0271	94,6833
5,382476	0,0000	81,0271	94,6833

PERFIL DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA ALIMENTADOR VILLAS DEL REY

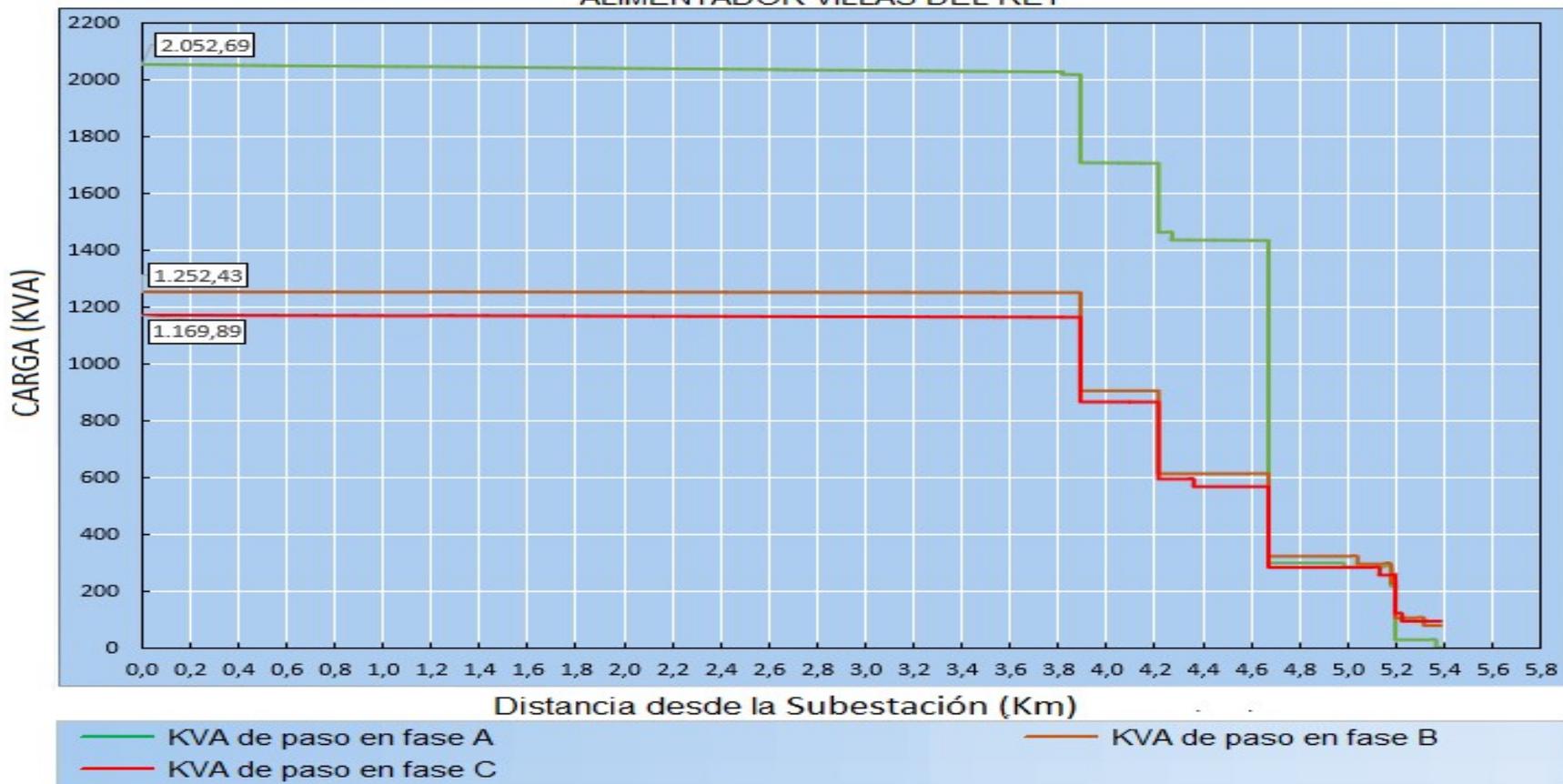


Fig. 2.32: Perfil de Distribución de carga por fase en Alimentador VILLAS DEL REY de S/E VILLA CLUB. Año 2018.

El alimentador VILLAS DEL REY de la S/E VILLA CLUB da servicio a 5.334 clientes en su mayoría de tipo residencial. A continuación se detallan las principales cargas a las que el alimentador da servicio:

Tabla 2.35: Principales cargas del Alimentador VILLAS DEL REY

Total de Clientes	Principales Cargas
5.334	Urb. Ópalo de La Joya, Urb. Reina Beatriz de Villas del Rey, Urb. Rey Carlos de Villas del Rey, Urb. Rey Arturo de Villas del Rey, Urb. Princesa Diana de Villas del Rey, Urb. Rey Eduardo de Villas del Rey, Urb. Príncipe Felipe de Villas del Rey, Urb. Reina Isabel de Villas del Rey, Urb. Rey Juan Carlos de Villas del Rey, Centro Comercial Piazza de La Joya

2.4.6 Resultados de Análisis de Cargas/Consumidores en Subestación Villa Club

Luego de realizar el análisis de cargas/consumidores los cinco alimentadores del alimentador Villas Club, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 2.36: Porcentaje de caída de voltaje en S/E Villa Club

Descripción	Número de clientes	TA Calculado (KVA/Km)	Tipo de alimentador determinado
Alimentador La Joya	5.769	209,59	Alta Densidad
Alimentador Villa Club	4.236	463,99	Alta Densidad
Alimentador Quarzo	5.249	201,08	Alta Densidad
Alimentador Cosmos	2.980	414,25	Alta Densidad
Alimentador Villas del Rey	5.334	216,79	Alta Densidad

Se determina que todos los alimentadores de la Subestación Villa Club son del tipo Alta Densidad, lo que significa que cualquier

interrupción de servicio puede provocar afectación a miles de clientes de la CNEL EP Guayas Los Ríos.

2.5 Información Estadística de las Interrupciones

Con el propósito de evaluar la calidad de servicio desde el punto de vista técnico, se realiza un análisis estadístico de las interrupciones que se presentaron en el sistema de distribución del Distrito Aurora Vía Salitre en el año 2018.

Para realizar este estudio se procede a clasificar las interrupciones según las normas vigentes del ARCONEL dadas en la regulación 005/18.

En esta regulación se indica que todas las interrupciones deberán ser registradas de acuerdo con los siguientes atributos:

a) Por su duración

- Breves: de duración igual o menor a tres (3) minutos.
- Largas: de duración mayor a tres (3) minutos.

b) 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.

c) Por su causa

- Programadas: Mantenimiento, ampliaciones, mejoras, maniobras, otras.

- No programadas: Climáticas, ambientales, fallas en la red eléctrica, terceros, otras.

El estudio desarrollado a continuación se basa en los registros de eventos de falla disponibles en el Centro de Operación de Distribución (COD) de CNEL EP correspondiente al año 2018 y los análisis se desarrollan en el Software MINITAB con licencia de prueba.

2.5.1 Registros de Interrupciones por su duración

En el análisis de eventos que significaron interrupciones de servicio en el Distrito Aurora – Vía Salitre en la totalidad de clientes de un alimentador, se determina que se tuvieron 34 eventos que provocaron interrupciones de servicio de duración menor o igual a tres minutos y 24 eventos que provocaron interrupciones de duración mayor a tres minutos. En este análisis no se consideran los eventos de interrupción provocadas por agentes externos.

A continuación, se muestra el registro de interrupciones de servicio por alimentador:

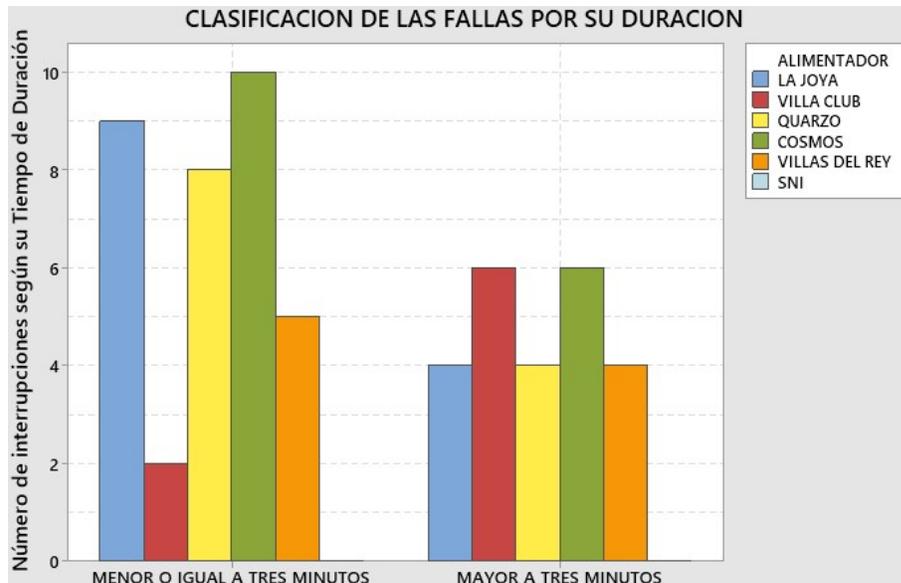


Fig. 2.33: Cantidad de eventos con interrupción de servicio por Alimentador, según su duración.

Del gráfico anterior se determina que los alimentadores con más eventos de interrupción con duración menor o igual a tres minutos son COSMOS, LA JOYA y QUARZO con 10, 9 y 8 eventos respectivamente, mientras que los alimentadores COSMOS y VILLA CLUB son los que han presentado más eventos de interrupción con duración mayor a tres minutos, en este caso, 6 eventos.

2.5.2 Registros de Interrupciones por su origen

En el análisis de eventos que significaron interrupciones de servicio en el Distrito Aurora – Vía Salitre en la totalidad de clientes de un alimentador, se determina que se tuvieron 58 eventos originados en el sistema de distribución de CNEL EP considerados como internos y 4 eventos originados por fallas en el Sistema Nacional Interconectado (SINI) considerados como externos.

A continuación, se muestra el registro de interrupciones de servicio por alimentador de acuerdo con su origen:

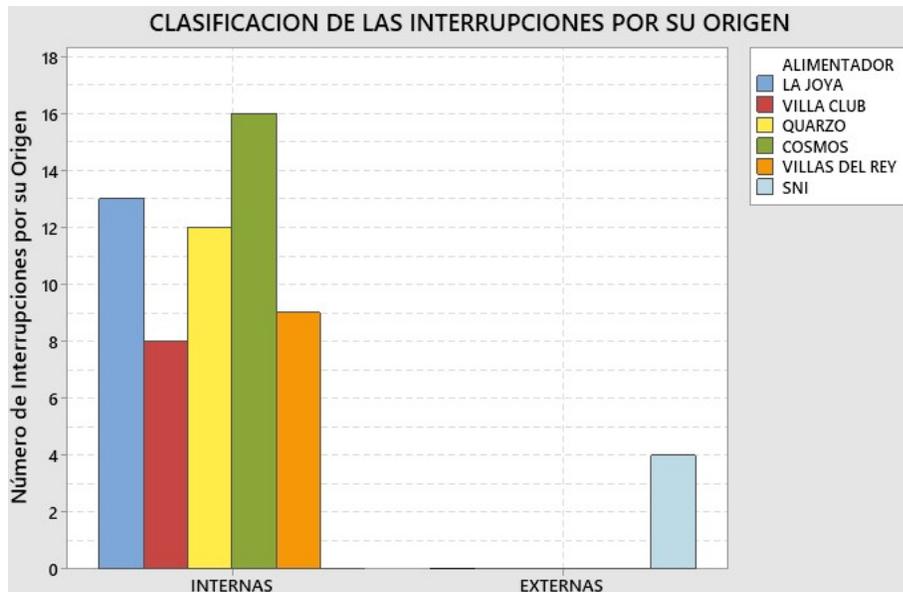


Fig. 2.34: Cantidad de eventos con interrupción de servicio por Alimentador, según su origen.

Del gráfico anterior se determina que los alimentadores con más eventos de interrupción con origen internos son COSMOS y LA JOYA con 16 y 13 eventos respectivamente.

2.5.3 Registros de Interrupciones por su causa

En el análisis de eventos que significaron interrupciones de servicio en el Distrito Aurora – Vía Salitre en la totalidad de clientes de un alimentador, se determina que se tuvieron 57 eventos originados en el sistema de distribución de CNEL EP considerados como no programados.

A continuación, se muestra el registro de interrupciones de servicio por alimentador de acuerdo con su causa:

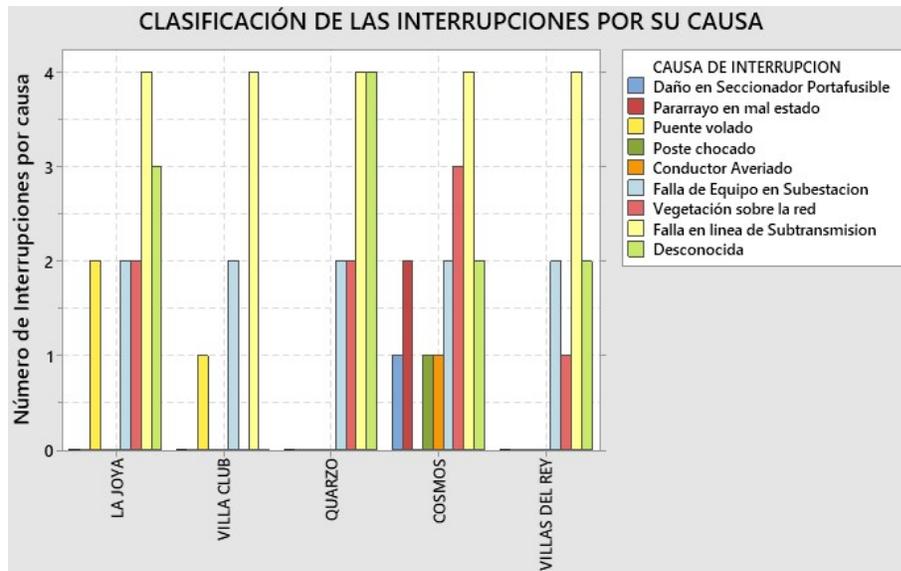


Fig. 2.35: Cantidad de eventos con interrupción de servicio por Alimentador, según su causa.

Del gráfico anterior se determina que las causas más frecuentes de fallas son por vegetación sobre la red y por puentes volados con ocho y 3 eventos respectivamente, teniéndose también once eventos cuya causa se desconoce.

Tabla 2.37: Número de Eventos con interrupción de servicio por Alimentador, según su causa. Año 2018.

CAUSA	LA JOYA	VILLA CLUB	QUARZO	COSMOS	VILLAS DEL REY
Seccionador Portafusible en mal estado	0	0	0	1	0
Pararrayo en mal estado	0	0	0	2	0
Puente volado	2	1	0	1	0
Poste chocado	0	0	0	1	0
Vegetación sobre la red	2	0	2	3	1
Desconocido	3	0	4	2	2
Falla en Línea Subtransmision	4	4	4	4	4
Falla en Subestación	2	2	2	2	2
TOTAL	13	7	12	16	9

2.5.4 Registros de tiempos de Interrupción

En el análisis de eventos que significaron interrupciones de servicio en el Distrito Aurora – Vía Salitre en la totalidad de clientes de un alimentador, se determinan las horas fuera de servicio por alimentador.

A continuación, se muestra el registro de las horas fuera de servicio por alimentador:

Tabla 2.38: Tiempo fuera de servicio en horas por línea de Subtransmisión, Subestación o alimentador.

Año 2018

Línea de Subtransmisión, Subestación o Alimentador	Tiempo total de interrupción en horas (h) (eventos \leq a tres minutos)	Tiempo total de interrupción en horas (h) (eventos $>$ tres minutos)	Tiempo total de interrupción en horas por año (h/año)
Línea S/T	0,016667	4,550000	4,566667
Subestación	0,050000	4,983333	5,033333
LA JOYA	0,216667	4,983333	5,200000
VILLA CLUB	0,100000	5,233333	5,333333
QUARZO	0,183333	4,983333	5,166667
COSMOS	0,183333	6,216667	6,400000
VILLAS DEL REY	0,116667	4,983333	5,100000

2.5.5 Cálculo de tasa de falla (λ) por alimentador

Con el número de eventos y las horas fuera de servicio, se determina la tasa de falla de cada alimentador para el año 2018. En la tabla 2.39 se muestra el cálculo de la tasa de falla para cada Línea de Subtransmisión, Subestación, y alimentador.

La Tasa de falla (λ) es un dato relevante para la aplicación de la Metodología RCM, por lo que en los capítulos 3 y 4 serán utilizados estos valores dentro del proceso para la obtención de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad.

Tabla 2.39: Tasa de falla (λ) por Subsistema. Año 2018

Línea de Subtransmisión, Subestación y / o Alimentador con horas fuera de servicio	AÑO		Tasa de Falla (eventos/año)
	2018		
L ST QUINTO GUAYAS	Número de eventos	4	0,000460
	Horas fuera de servicio	4,566667	
S/E VILLA CLUB	Número de eventos	6	0,000690
	Horas fuera de servicio	5,033333	
AL. LA JOYA	Número de eventos	13	0,001495
	Horas fuera de servicio	5,200000	
AL. VILLA CLUB	Número de eventos	7	0,000805
	Horas fuera de servicio	5,333333	
AL. QUARZO	Número de eventos	12	0,001380
	Horas fuera de servicio	5,166667	
AL. COSMOS	Número de eventos	16	0,001840
	Horas fuera de servicio	6,400000	
AL. VILLAS DEL REY	Número de eventos	9	0,001035
	Horas fuera de servicio	5,100000	

2.6 Costos de Actividades de Mantenimiento en el Sistema Eléctrico

Con el propósito de evaluar la ejecución de las actividades de mantenimiento en un sistema eléctrico de distribución, se detalla la valorización económica de las principales actividades de mantenimiento.

Esta valorización es definida por la Dirección de Mantenimiento de la CNEL EP oficina central año tras año, mediante un análisis de precios unitarios por actividades.

A continuación se muestran los costos de las principales actividades de mantenimiento que involucran interrupciones de servicio:

Tabla 2.40_a: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	ACTIVIDAD	Unidad	COSTO TOTAL POR INSTALACION (USD \$)	COSTO TOTAL POR RETIRO (USD \$)	COSTO TOTAL POR INSTALACION Y RETIRO (USD \$)
	EXCAVACION PARA POSTES Y ANCLAS				
1	EXCAVACION PARA POSTES O ANCLAS TERRENO NORMAL	c/u	17,25	0,00	17,25
2	EXCAVACION PARA POSTES O ANCLAS TERRENO DURO	c/u	28,75	0,00	28,75
3	EXCAVACION PARA POSTES O ANCLAS TERRENO ROCOSO	c/u	55,66	0,00	55,66
	TRANSPORTE E IZADO DE POSTES				
4	IZADO DE POSTES H.A. DE 9 a 12 M, CON GRUA	poste	31,31	23,48	54,79
5	IZADO DE POSTES H.A. DE 14 M, CON GRUA	poste	41,75	31,31	73,06
6	APLOMADO DE POSTE DE 9 A 14 METROS	poste	65,56	0,00	65,56
7	MOVILIZACION A SITIO - IZADO DE POSTES 9M-12M H.A. A MANO	poste	229,81	137,89	367,70
8	MOVILIZACION A SITIO - IZADO DE POSTES 14M H.A. A MANO	poste	338,70	203,22	541,92
9	MOVILIZACION A SITIO - IZADO DE POSTE PLASTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO DE 10 a 12 M, A MANO	poste	96,64	57,98	154,62
10	MOVILIZACION A SITIO - IZADO DE POSTE PLASTICO REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO DE 14 M, A MANO	poste	96,64	57,98	154,62
11	CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE POSTES H.A. 9 A 12 M	poste	27,93	16,76	44,69
12	CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE POSTES H.A. 14 M	poste	27,93	16,76	44,69
13	CARGA, TRANSPORTE Y DESCARGA DE POSTES DE FIBRA DE VIDRIO	poste	20,84	12,51	33,35

Tabla 2.40_b: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	ACTIVIDAD	Unidad	COSTO TOTAL POR INSTALACION (USD \$)	COSTO TOTAL POR RETIRO (USD \$)	COSTO TOTAL POR INSTALACION Y RETIRO (USD \$)
	MONTAJE DE ESTRUCTURAS				
	ESTRUCTURAS MEDIA TENSION*				
14	ESTRUCTURA 1CP	c/u	18,34	11,01	29,35
15	ESTRUCTURA 1CA	c/u	20,71	12,43	33,14
16	ESTRUCTURA 1CR	c/u	24,85	24,85	49,71
17	ESTRUCTURA 1CD	c/u	23,67	23,67	47,34
18	ESTRUCTURA 1BA	c/u	23,67	14,20	37,87
19	ESTRUCTURA 1BD	c/u	28,70	28,70	57,40
20	ESTRUCTURA 1VP	c/u	39,40	29,55	68,96
21	ESTRUCTURA 1VA	c/u	42,07	31,55	73,62
22	ESTRUCTURA 1VR	c/u	43,85	43,85	87,70
23	ESTRUCTURA 1VD	c/u	48,00	48,00	95,99

* Las estructuras son las que se encuentran homologadas por el antiguo Ministerio de Electricidad del Ecuador (MEER), cuyo catalogo que se encuentra disponible en la página www.unidadesdepropiedad.com.

Tabla 2.40_c: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	ACTIVIDAD	Unidad	COSTO TOTAL POR INSTALACION (USD \$)	COSTO TOTAL POR RETIRO (USD \$)	COSTO TOTAL POR INSTALACION Y RETIRO (USD \$)
	ESTRUCTURAS TRIFÁSICAS*				
24	ESTRUCTURA TIPO 3CP	c/u	32,96	24,72	57,67
25	ESTRUCTURA TIPO 3CA	c/u	41,19	30,90	72,09
26	ESTRUCTURA TIPO 3CR	c/u	41,23	41,23	82,46
27	ESTRUCTURA TIPO 3CD	c/u	46,69	46,69	93,37
28	ESTRUCTURA TIPO 3VP	c/u	49,49	37,12	86,61
29	ESTRUCTURA TIPO 3VA	c/u	60,49	45,37	105,86
30	ESTRUCTURA TIPO 3VR	c/u	71,55	71,55	143,10
31	ESTRUCTURA TIPO 3VD	c/u	77,05	77,05	154,11
32	ESTRUCTURA TIPO 3SP	c/u	32,96	24,72	57,67
33	ESTRUCTURA TIPO 3SA	c/u	41,19	30,90	72,09
34	ESTRUCTURA TIPO 3SR	c/u	41,23	41,23	82,46
35	ESTRUCTURA TIPO 3HR	c/u	83,63	83,63	167,26
36	ESTRUCTURA TIPO 3SD	c/u	46,73	46,73	93,45
37	ESTRUCTURA TIPO 3HD	c/u	83,63	83,63	167,26
38	ESTRUCTURA TIPO 3BA	c/u	60,47	0,00	60,47
39	ESTRUCTURA TIPO 3BD	c/u	65,97	65,97	131,93

Tabla 2.40_d: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	ACTIVIDAD	Unidad	COSTO TOTAL POR INSTALACION (USD \$)	COSTO TOTAL POR RETIRO (USD \$)	COSTO TOTAL POR INSTALACION Y RETIRO (USD \$)
	ESTRUCTURAS BAJA TENSION*				
40	ESTRUCTURA TIPO 1EP	c/u	12,89	9,67	22,56
41	ESTRUCTURA TIPO 1ER	c/u	15,48	15,48	30,96
42	ESTRUCTURA TIPO 1ED	c/u	18,06	18,06	36,12
43	ESTRUCTURA TIPO 2EP	c/u	18,04	13,53	31,58
44	ESTRUCTURA TIPO 2ER	c/u	20,64	20,64	41,28
45	ESTRUCTURA TIPO 2ED	c/u	23,22	23,22	46,44
46	ESTRUCTURA TIPO 3EP	c/u	23,20	17,40	40,60
47	ESTRUCTURA TIPO 3ER	c/u	25,80	25,80	51,60
48	ESTRUCTURA TIPO 3ED	c/u	28,38	28,38	56,76
49	ESTRUCTURA TIPO 4EP	c/u	30,93	23,20	54,13
50	ESTRUCTURA TIPO 4ER	c/u	33,54	33,54	67,08
51	ESTRUCTURA TIPO 4ED	c/u	36,12	36,12	72,24
52	ESTRUCTURA TIPO 4OP	c/u	36,03	27,02	63,05
	TRANSFORMADORES 13,8 KV, (13,2 KV)				
53	INS. DE TRANSF. MONOF. SEC. BAJANT Y P. TIERRA (HASTA 25 KVA)	c/u	70,33	70,33	140,65
54	INS. DE TRANSF. MONOF. SEC. BAJANT Y P. TIERRA (DE 37,5 HASTA 75 KVA)	c/u	125,46	125,46	250,93
55	INS. DE TRANSF. TRIFÁSICO . SEC. BAJANT Y P. TIERRA (HASTA 30 KVA)	c/u	87,91	87,91	175,82
56	INS. DE TRANSF. TRIFÁSICO. SEC. BAJANT Y P. TIERRA (DE 45 HASTA 125 KVA)	c/u	136,87	136,87	273,74
57	CAMBIO O MANTENIMIENTO DE BAJANTE DE TRANSFORMADORES CSP O CONVENCIONALES	c/u	14,79	4,44	19,23

Tabla 2.40_e: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	ACTIVIDAD	Unidad	COSTO TOTAL POR INSTALACION (USD \$)	COSTO TOTAL POR RETIRO (USD \$)	COSTO TOTAL POR INSTALACION Y RETIRO (USD \$)
	TENDIDO Y REGULADO RED DE MEDIA TENSION - BAJA TENSION				
	MEDIO VOLTAJE				
58	TENDIDO, REGULADO Y AMARRE DE CONDUCTOR # 2-2/0 AWG., 1F	Km	360,17	252,12	612,30
59	TENDIDO, REGULADO Y AMARRE DE CONDUCTOR # 3/0 -4/0AWG, 1F	Km	480,23	336,16	816,39
60	TENDIDO, REGULADO Y AMARRE DE CONDUCTOR ACSR 266-336.4 MCM, 1F	Km	600,29	420,20	1020,49
	BAJO VOLTAJE				
61	TENDIDO, REGULADO Y AMARRE DE CONDUCTOR # 2-2/0 AWG., 1F	Km	360,17	252,12	612,30
62	TENDIDO Y REGULADO DE CABLE PREENSAMBLADO 3X50+ 1X50 mm, 1/0	Km	438,11	0,00	438,11
63	TENDIDO Y REGULADO DE CABLE PREENSAMBLADO 2X50+1X50 mm, 1/0	Km	438,11	0,00	438,11
64	TENDIDO Y REGULADO DE CABLE PREENSAMBLADO 3X75+1X75 mm, 2/0	Km	467,32	0,00	467,32
65	TENDIDO Y REGULADO DE CABLE PREENSAMBLADO 2X75+1X75 mm, 2/0	Km	467,32	0,00	467,32

Tabla 2.40_f: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	ACTIVIDAD	Unidad	COSTO TOTAL POR INSTALACION (USD \$)	COSTO TOTAL POR RETIRO (USD \$)	COSTO TOTAL POR INSTALACION Y RETIRO (USD \$)
	INSTALACIÓN DE TENSORES A MEDIO VOLTAJE				
66	MONTAJE DE ANCLA PARA TENSOR	c/u	9,01	0,00	9,01
67	INSTALACIÓN DE TENSORES OTS , A TIERRA SIMPLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	16,55	13,24	29,80
68	INSTALACIÓN DE TENSORES OTD, A TIERRA DOBLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	18,92	15,14	34,06
69	INSTALACIÓN DE TENSORES OFS, FAROL SIMPLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	17,74	14,19	31,93
70	INSTALACIÓN DE TENSORES OFD, FAROL DOBLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	18,33	14,66	32,99
71	INSTALACIÓN DE TENSORES OPS, POSTE A POSTE SIMPLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	14,19	11,35	25,54
72	INSTALACIÓN DE TENSORES OPD, POSTE A POSTE DOBLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	17,15	13,72	30,86
73	INSTALACIÓN DE TENSORES OVS, EN V A TIERRA - SIMPLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	17,74	14,19	31,93
74	INSTALACIÓN DE TENSORES OSS, POS A POSTE EN V SIMPLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	18,62	14,90	33,52
	INSTALACIÓN DE TENSORES A BAJO VOLTAJE				
75	INSTALACIÓN DE TENSORES OTS , A TIERRA SIMPLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	16,75	13,40	30,15
76	INSTALACIÓN DE TENSORES OFS, FAROL SIMPLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	17,74	14,19	31,93
77	INSTALACIÓN DE TENSORES OPS, POSTE A POSTE SIMPLE (INST. CABLE TENSOR Y ACCESORIOS)	c/u	14,49	11,59	26,07

Tabla 2.40_g: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	ACTIVIDAD	Unidad	COSTO TOTAL POR INSTALACION (USD \$)	COSTO TOTAL POR RETIRO (USD \$)	COSTO TOTAL POR INSTALACION Y RETIRO (USD \$)
	CAMBIO DE AISLADORES				
78	Cambio de un aislador pin	c/u	9,84	2,95	12,80
79	Cambio de dos aislador pin	c/u	14,77	4,43	19,20
80	Cambio de tres aislador pin	c/u	19,69	5,91	25,60
81	Cambio de aislador tipo rollo (BT)	c/u	7,38	2,22	9,60
82	Cambio de aislador tipo suspensión 1F(Cadena)	c/u	17,24	5,17	22,42
83	Cambio de aislador tipo suspensión 2F(Cadena)	c/u	22,17	6,65	28,82
84	Cambio de aislador tipo suspensión 3F(Cadena)	c/u	29,56	8,87	38,43
	MANTENIMIENTO. DE REDES SOTERRADAS				
98	Mantenimiento de banco de transformadores subterráneos	c/u	177,05	0,00	177,05
99	Mantenimiento de las celdas subterráneas	c/u	165,24	0,00	165,24
100	Mantenimiento de barras, para derivaciones subterráneas	c/u	123,93	0,00	123,93
	INSPECCIÓN VISUAL Y/O TERMOGRÁFICA				
101	Inspección visual y Termográfica de alimentador (URBANO)	c/u	7,15	0,00	7,15
102	Inspección visual y Termográfica de alimentador (RURAL)	c/u	14,30	0,00	14,30

Tabla 2.40_h: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	ACTIVIDAD	Unidad	COSTO TOTAL POR INSTALACION (USD \$)	COSTO TOTAL POR RETIRO (USD \$)	COSTO TOTAL POR INSTALACION Y RETIRO (USD \$)
	CAMBIO O MANTENIMIENTO DE ELEMENTOS DE PROTECCIÓN O SECCIONAMIENTO				
85	Mantenimiento de banco de capacitores	c/u	73,97	44,38	118,35
86	Mantenimiento de reconectores en alimentador	c/u	93,04	55,83	148,87
87	Mantenimiento de seccionador tipo tripolar	c/u	77,54	46,52	124,06
88	Cambio de seccionador portafusibles 1F	c/u	17,26	10,36	27,61
89	Cambio de seccionador portafusibles 2F	c/u	22,19	13,31	35,50
90	Cambio de seccionador portafusibles 3F	c/u	29,59	17,75	47,34
91	Cambio de seccionador tipo barra 1F	c/u	19,72	13,81	33,53
92	Cambio de seccionador tipo barra 2F	c/u	24,66	17,26	41,91
93	Cambio de seccionador tipo barra 3F	c/u	32,05	22,44	54,49
94	Cambio o reposición de pararrayos 1F	c/u	32,05	22,44	54,49
95	Cambio o reposición de pararrayos 2F	c/u	32,05	22,44	54,49
96	Cambio o reposición de pararrayos 3F	c/u	32,05	22,44	54,49
97	Cambio o reposición de puestas a tierra	c/u	29,59	0,00	29,59

Tabla 2.40_i: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	DESCRIPCION DESBROCE EN LINEAS DE DISTRIBUCIÓN	Unidad	Precio unitario (USD \$)	Cantidad				Presupuesto
				LONGITUD DE LA RED (Km)	KM DE DESBROCE	FRECUENCIA POR AÑO	TOTAL KM A CONTRATAR	TOTAL SIN IVA (USD \$)
1	PALO DE IGUANA	Kilómetros	\$ 113,23	17,4	10	3	30	\$ 3.396,90
2	BONATERRA	Kilómetros	\$ 113,23	10,4	5	3	15	\$ 1.698,45
3	MILAN	Kilómetros	\$ 113,23	4,4	2	3	6	\$ 679,38
4	LA JOYA	Kilómetros	\$ 113,23	5	5	3	15	\$ 1.698,45
5	COSMOS	Kilómetros	\$ 113,23	11	6	3	18	\$ 2.038,14
6	VILLA CLUB	Kilómetros	\$ 113,23	3	3	3	9	\$ 1.019,07
7	QUARZO	Kilómetros	\$ 113,23	18,3	10	3	30	\$ 3.396,90
8	VILLA DEL REY	Kilómetros	\$ 113,23	9,6	5	3	15	\$ 1.698,45

Tabla 2.40_j: PRECIOS UNITARIOS DE MANO DE OBRA PARA MANTENIMIENTO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN SIN TENSION.

Año 2018

ITEM	DESCRIPCION DESBROCE EN LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN	Unidad	Precio unitario (USD \$)	Cantidad				Presupuesto
				LONGITUD DE RED (Km)	KM DE DESBROCE	FRECUENCIA POR AÑO	TOTAL KM A CONTRATAR	TOTAL SIN IVA (USD \$)
9	V GUAYAS-S/E PASCUALES-LA AURORA	Kilómetros	\$ 188,72	25	20	2	40	\$ 7.548,80

Los costos de las actividades de mantenimiento son datos relevantes para la aplicación de la Metodología RCM, por lo que en los capítulos 3 y 4 serán utilizados estos valores dentro del proceso para la obtención de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad.

2.7 Análisis de Actividades de Mantenimiento en el Sistema Eléctrico

Con el propósito de evaluar la ejecución de las actividades de mantenimiento en un sistema eléctrico de distribución, se analiza el impacto de las actividades de mantenimiento realizadas en el Distrito Aurora Vía Salitre durante el año 2017.

Este análisis es realizado con información disponible del departamento de Mantenimiento de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos.

Los objetivos al año 2018 del departamento de Mantenimiento de CNEL EP GLR eran:

- Establecer el Plan de Mantenimiento para Mejorar los indicadores TTIK y FMIK (Parámetros de confiabilidad definidos por el ARCONEL, TTIK es el tiempo promedio de interrupción y FMIK es la frecuencia media de interrupción) con el fin de alcanzar las metas establecidas por los organismos de control.
- Cumplir con la ejecución total del Plan de Mantenimiento.
- Devengar la totalidad del presupuesto asignado dentro del año fiscal.

El presupuesto 2017 para el mantenimiento del sistema eléctrico de distribución fue de US\$ 8.23 millones. Se cumplió con la meta a diciembre 2017 que fue alcanzar un valor ejecutado al menos del 90% alcanzándose el 91%.

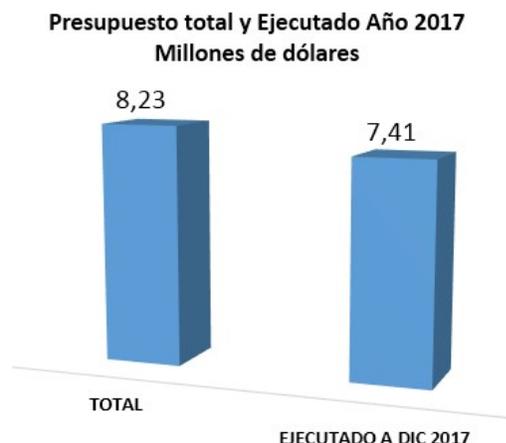


Fig. 2.36: Ejecución de presupuesto de Mantenimiento CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.

El avance al mes de diciembre del 2017 de las actividades de mantenimientos preventivos y predictivos programados por etapa funcional que contribuyen a la mejora de los indicadores de servicio FMIK y TTIK significó una ejecución de actividades programadas en Líneas de Subtransmisión del 84% y en Redes de Distribución se logró ejecutar el 93% de las actividades Programadas.

MANTENIMIENTO SUBTRANSMISIÓN
AÑO 2017



Fig. 2.37: Ejecución de actividades de Mantenimiento en Subtransmisión. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.

MANTENIMIENTO REDES DISTRIBUCIÓN AÑO 2017



Fig. 2.38: Ejecución de actividades de Mantenimiento en Distribución. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.

Respecto a las actividades programadas en Subestaciones se logró ejecutar el 97% de las mismas. Respecto al Plan de Mantenimiento de la Unidad de Negocio Guayas Los Ríos, se logró ejecutar en un porcentaje del 91%.

MANTENIMIENTO SUBESTACIONES AÑO 2017



Fig. 2.39: Ejecución de actividades de Mantenimiento en Subestaciones. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.

**MANTENIMIENTO TOTAL
AÑO 2017**



**Fig. 2.40: Ejecución total de actividades de Mantenimiento. CNEL EP
GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.**

Las principales actividades de mantenimiento en Líneas de Subtransmisión ejecutadas durante el año 2017 se muestran en la tabla 2.41 y en la figura 2.41:

**Tabla 2.41: Actividades de Mantenimiento en Líneas de
Subtransmisión ejecutadas en CNEL EP Unidad de Negocio Guayas –
Los Ríos. Año 2017**

SUBSISTEMA SUBTRANSMISION		Total Actividades	
Trabajo de Mantenimiento	Unidad	Cantidad Programada	Cantidad Ejecutada
Cambio de Aisladores	U	173	115
Corrección de Novedades Termográficas	U	27	26
Inspección Termográfica y/o Efecto Corona	Estructura	184	415
Inspección visual pedestre	Km	95,5	207
Lavado o Limpieza de Aisladores	U	194	48
Mantenimiento de Estructura de Soporte	U	29	33
Mantenimiento, Cambio y reposición de conductores	Km	0,7	22

**Actividades de Mantenimiento CNEL EP GLR - Subtransmisión
AÑO 2017**

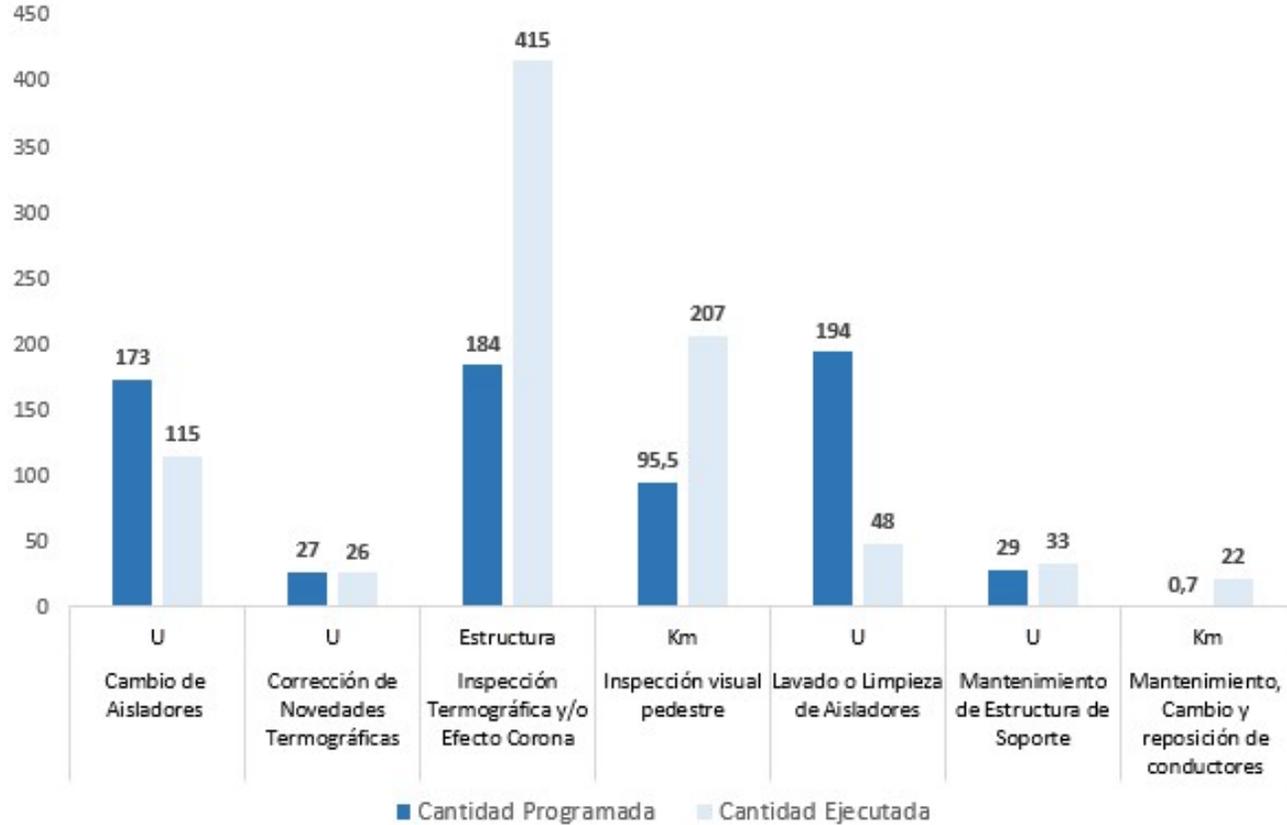


Fig. 2.41: Actividades de Mantenimiento Subtransmisión. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.

Las principales actividades de mantenimiento en Subestaciones ejecutadas durante el año 2017 se muestran en la tabla 2.42 y en la figura 2.42:

Tabla 2.42: Actividades de Mantenimiento en Subestaciones ejecutadas en CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos. Año 2017

SUBSISTEMA SUBESTACIONES		TOTAL	
Trabajo de Mantenimiento	Unidad	Cantidad Programada	Cantidad Ejecutada
Inspección Termográfica y/o Efecto Corona	U	169	181
Mantenimiento de Celdas METALCLAD	U	18	18
Mantenimiento de Equipos de Potencia de MV y AV en patio	U	66	66
Mantenimiento de Interruptores de AV	U	35	36
Mantenimiento de Interruptores o reconectores de MV	U	51	51
Mantenimiento de Transformador de Potencia	U	55	48
Mantenimiento del Sistema de Puesta a Tierra	U	33	33
Mantenimiento de Equipos de Medida, Control y Automatismo	U	71	64

**Actividades de Mantenimiento CNEL EP GLR - Subestaciones
SISTEMA QUEVEDO 2017**

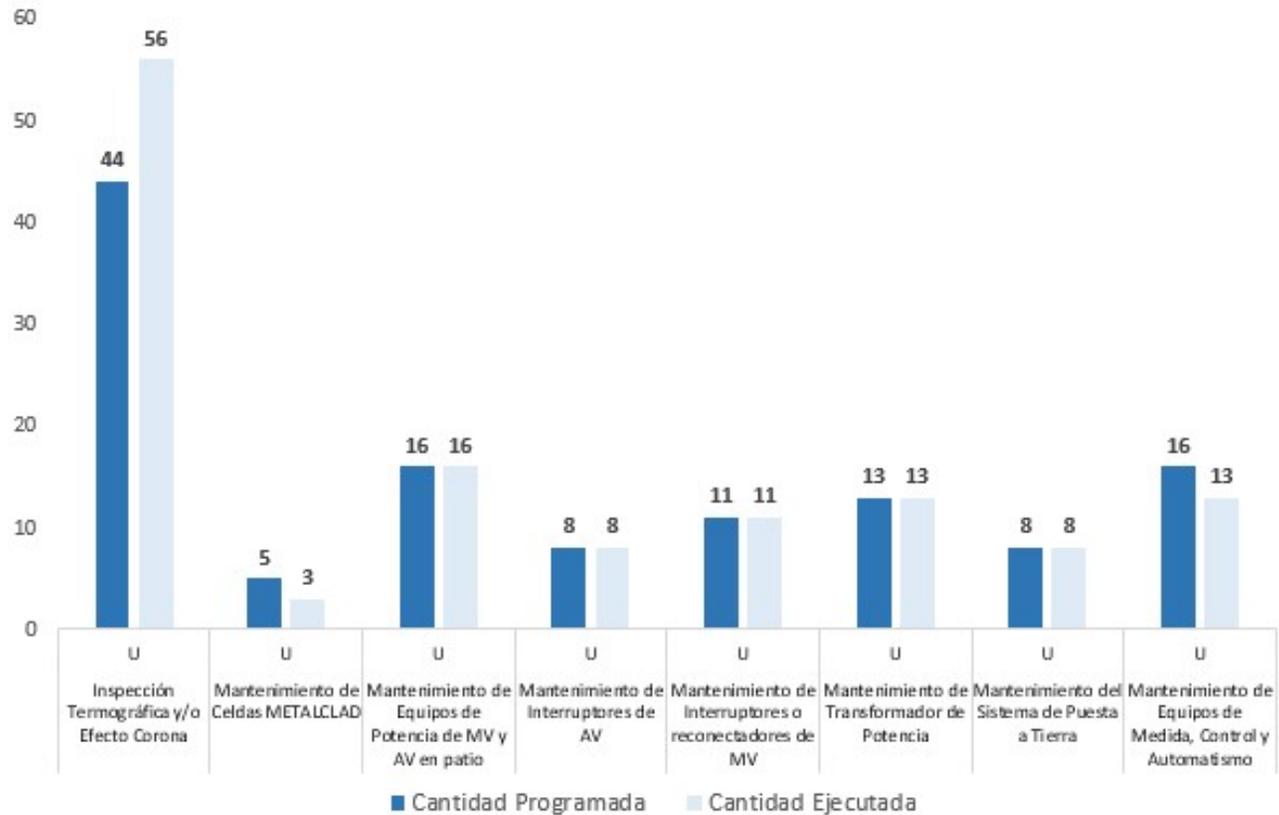


Fig. 2.42: Actividades de Mantenimiento Subestaciones. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.

Las principales actividades de mantenimiento en Redes de distribución ejecutadas durante el año 2017 se muestran en la tabla 2.43 y en la figura 2.43:

**Tabla 2.43: Actividades de Mantenimiento en Alimentadores de Distribución ejecutadas en CNEL EP Guayas – Los Ríos.
Año 2017**

SUBSISTEMA ALIMENTADORES DE DISTRIBUCIÓN		TOTAL	
Trabajo de Mantenimiento Ejecutado	Unidad	Cantidad Programada	Cantidad Ejecutada
Cambio de Aisladores RD	U	1.510	2.386
Cambio de Conductor	Km	56,65	83
Cambio o mantenimiento de elementos de protección o seccionamiento RD	U	907	1.033
Cambio o mantenimiento de transformador	U	797	803
Inspección visual o Termográfica	Estructura	1.937	2.359
Mantenimiento de estructuras	Estructura	1.144	1.444
Mantenimiento de Postes, reubicación, aplomo, mejoramiento de base	U	734	850
Mantenimiento de redes soterradas	U	88	39

**Actividades de Mantenimiento CNEL EP GLR Alimentadores
AÑO 2017**

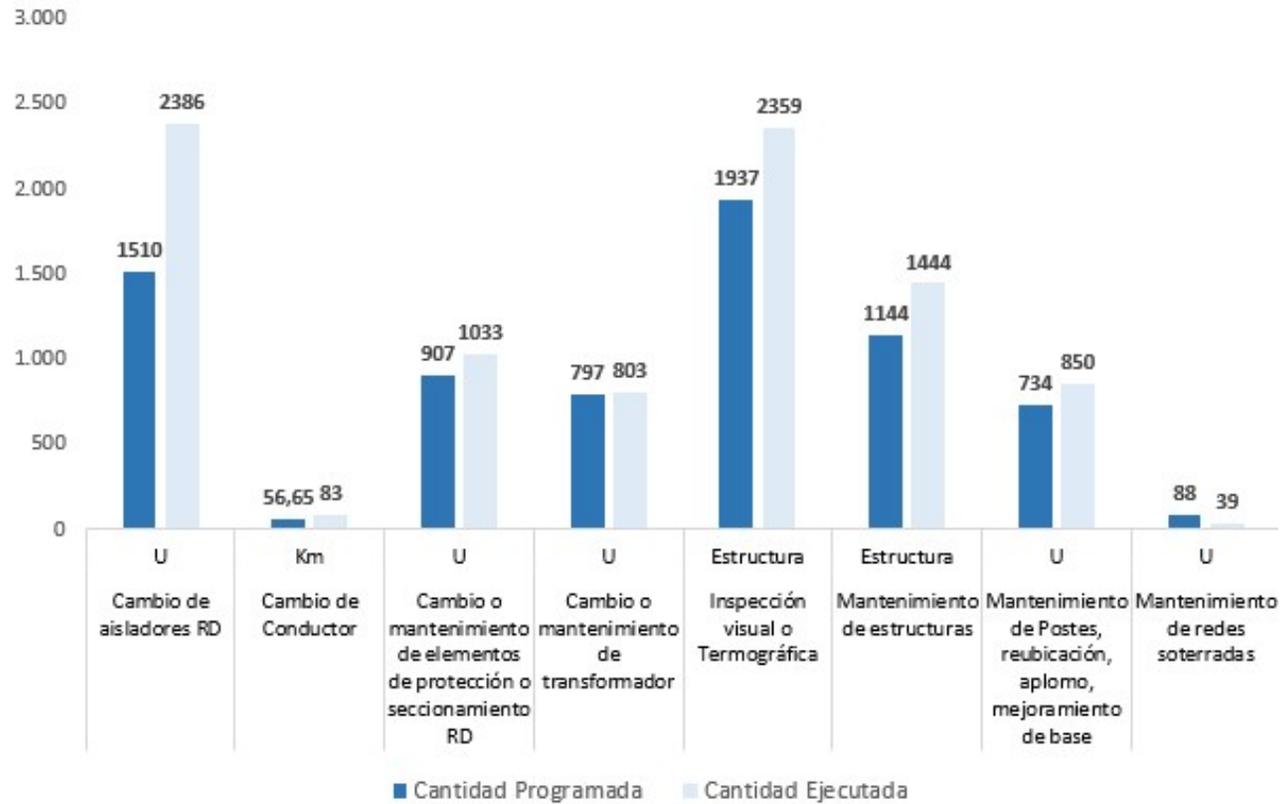


Fig. 2.43: Actividades de Mantenimiento Redes de Distribución. CNEL EP GUAYAS LOS RIOS. AÑO 2017.

De la información analizada, se determina que no se lleva un adecuado registro de las actividades de Desbroce, que según el análisis realizado en el numeral 2.5 de este capítulo, resulta ser una de las principales causas de eventos de interrupción de servicio.

Dado que se cuenta con un sistema de registro de fallas y de actividades de mantenimiento programadas, se establece que el proceso de mantenimiento en la CNEL EP UN Guayas Los Ríos se encuentra enfocado en las acciones de Mantenimiento específicamente en la etapa II, concepto revisado en el capítulo 1 del presente trabajo.

Con la información obtenida en el presente capítulo, se da forma a la base requerida para iniciar el proceso de determinación de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad, el cual se ejecutará en los siguientes capítulos.

CAPITULO III

3. Análisis de Datos – Caso La Aurora – Vía Salitre

Luego de ejecutar estudios de Cálculo de caída de voltaje, balance de alimentadores, Sistema de Protecciones, de cargas/consumidores, de interrupciones del servicio, de costos y análisis de las actividades de mantenimiento correspondientes al Distrito Aurora – Vía Salitre dentro del desarrollo del Capítulo 2, en el presente capítulo se realizará el análisis de los datos requeridos para visualizar un sistema eléctrico desde el punto de vista de la Confiabilidad,

Se determinará la priorización de las cargas y los elementos del Sistema de distribución que afectan la disponibilidad de este, en caso de sufrir alguna falla. En este capítulo también se detallarán los índices de fallas de los diferentes elementos del sistema y los recursos requeridos para un plan de Mantenimiento centrado en índices de confiabilidad históricos y esperados.

3.1 Diagrama Unifilar del Sistema para implementación de RCM

En la tabla 1.17 del capítulo 1 se definieron los principales elementos del Sistema de distribución eléctrico dentro de la propuesta de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. La ubicación de estos elementos se la realiza por subsistemas, con el fin de priorizar la etapa en la que las fallas afectan en mayor medida la disponibilidad del sistema eléctrico. Los subsistemas definidos para el sistema de Distribución eléctrica son: Línea de Subtransmisión, Subestaciones y alimentadores de distribución.

Para expresar estos subsistemas en un diagrama unifilar que se relacione con la confiabilidad, se utiliza la metodología de Diagramas de Bloques, con conexiones en serie y en paralelo.

El diagrama de bloques para la implementación del RCM es el siguiente:

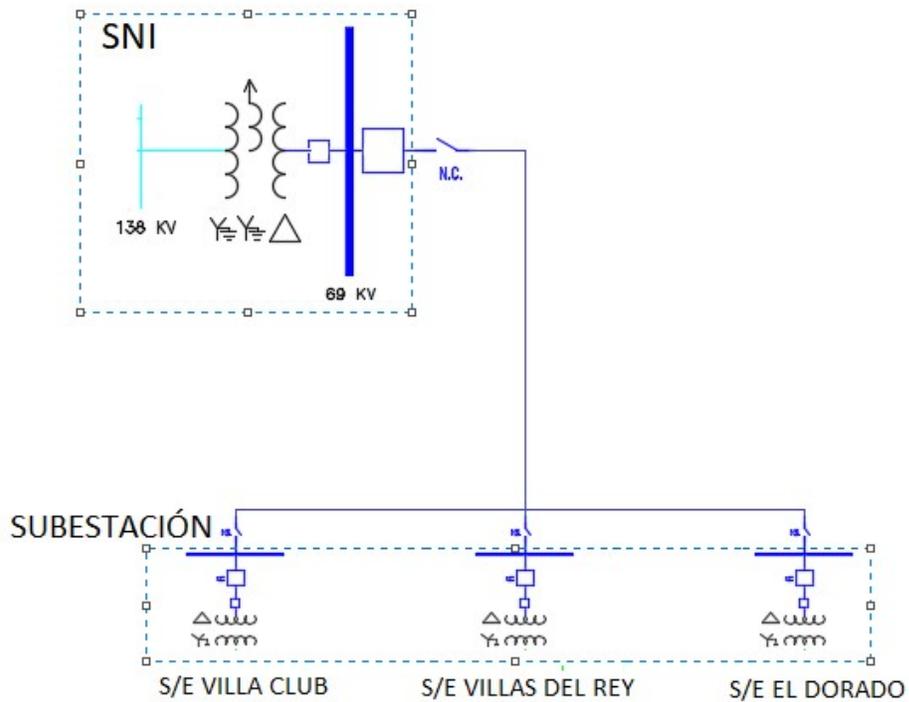


Fig. 3.1: Diagrama de bloques de un Sistema de Distribución para implementación de RCM

Para el caso de los subsistemas, en las figuras 3.2, 3.4 y 3.6 se muestra se muestran los diagramas unifilares para estudios eléctricos y en las figuras 3.3, 3.5 y 3.7 su equivalencia en diagramas unifilares para la implementación de RCM.

Para el Subsistema Línea de Subtransmisión, como se indicó en los anteriores capítulos, en el Distrito Aurora – Vía Salitre se tiene solamente la Línea de subtransmisión Quinto Guayas, la cual se origina en la Subestación CELEC – Pascuales. Esta subestación es

parte del Sistema Nacional Interconectado y por motivos de simplificación se la designa como SNI.



**Fig. 3.2: Diagrama unifilar de la línea de Subtransmisión Quinto
Guayas para estudios eléctricos**



**Fig. 3.3: Diagrama de bloques de la línea de Subtransmisión Quinto
Guayas para implementación de RCM**

El diagrama de bloques para implementación del RCM del subsistema Línea de Subtransmisión Quinto Guayas está compuesto por tres principales grupos de elementos, conectados en serie: Equipo de seccionamiento, Conductores y Postes (Con todos los demás elementos que se ubican en este). Se hace notar que el diagrama mostrado en la figura 3.3 es para el caso particular de la línea de Subtransmisión Quinto Guayas, lo que significa que otras líneas de subtransmisión pueden tener otros equivalentes, lo cual dependerá principalmente de la topología y criterio con las que hayan sido diseñadas y construidas.

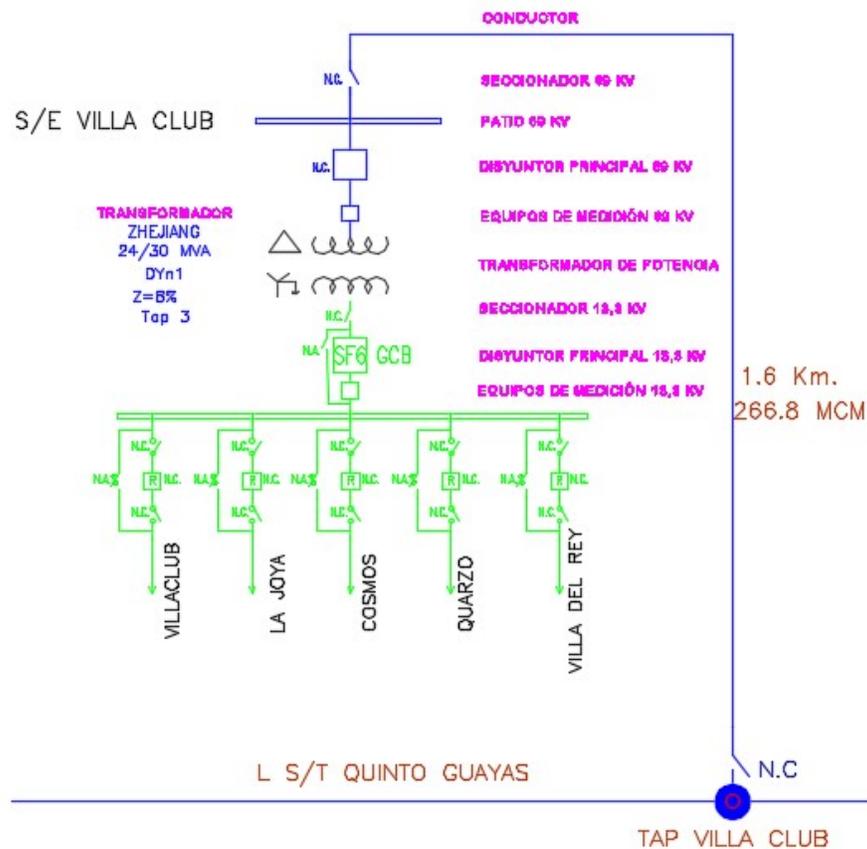


Fig. 3.4: Diagrama unifilar de la Subestación VILLA CLUB para estudios eléctricos

Para el Subsistema Subestaciones, como se indicó en los anteriores capítulos, en el Distrito Aurora – Vía Salitre se tienen tres

subestaciones, Villa Club, Cataluña y Villas del Rey, siendo la última de estas, una subestación construida por promotores particulares, por lo que aún no forma parte de los activos de CNEL EP, lo que significa que esta empresa no es la responsable de las actividades de mantenimiento de dicha subestación. Actualmente solo la Subestación Villa Club se encuentra conectada a la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas, por lo que se muestra solamente el diagrama de bloques para implementación del RCM de la misma en la figura 3.5.



Fig. 3.5: Diagrama de bloques de la Subestación VILLA CLUB para implementación de RCM

El diagrama de bloques para implementación del RCM del subsistema Subestación Villa Club está compuesto por diez principales grupos de elementos, conectados en serie: Equipo de seccionamiento 69 KV, Conductores, Patio 69 KV (Con todos los demás elementos que se ubican en este), Equipo de protección 69 KV, Equipo de Medición 69 KV (Corriente), Transformador de Potencia, Equipo de seccionamiento 13,8 KV, Equipo de protección 13,8 KV, Equipo para medición 13,8 KV (Corrientes) y Patio 13,8 KV (Con todos los demás elementos que se ubican en este). Se hace notar que el diagrama mostrado en la figura 3.5 es para el caso particular de la Subestación Villa Club, lo que significa que otras subestaciones pueden tener otros diagramas equivalentes, lo cual dependerá principalmente de la topología y criterio con las que hayan sido diseñadas y construidas.

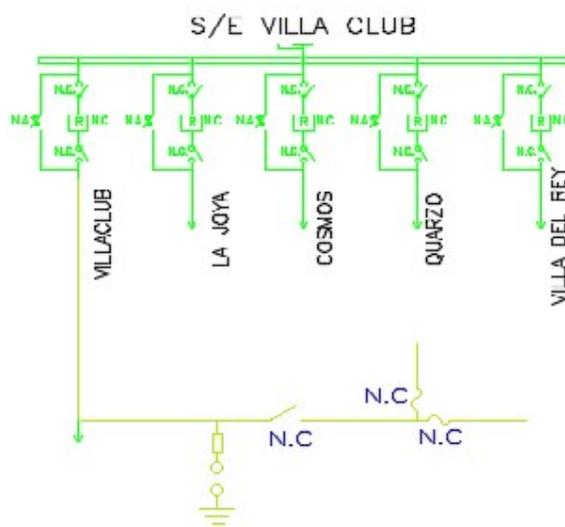


Fig. 3.6: Diagrama unifilar de alimentadores de la S/E VILLA CLUB para estudios eléctricos

Para el Subsistema Alimentadores de Distribución, como se indicó en los anteriores capítulos, en el Distrito Aurora – Vía Salitre se tienen nueve alimentadores, 5 parte de la S/E Villa Club, 3 de la S/E Cataluña y uno de la S/E Villas del Rey, siendo la última de estas,

una subestación construida por promotores particulares, Actualmente solo la Subestación Villa Club se encuentra conectada a la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas, por lo que se muestra solamente el diagrama de bloques para la implementación del RCM de los alimentadores de esta en la figura 3.7.



Fig. 3.7: Diagrama de bloques de los alimentadores de la Subestación VILLA CLUB para implementación de RCM

El diagrama de bloques para implementación del RCM del subsistema Alimentadores de Distribución está compuesto por siete principales grupos de elementos, conectados en serie: Equipo de seccionamiento 13,8 KV, Equipo de medición 13,8 KV, Equipo de Seccionamiento 13,8 KV, Conductores, Postes (Con todos los demás elementos que se ubican en este), y equipos de protección (de derivaciones). Se hace notar que el diagrama mostrado en la

figura 3.7 es para el caso particular de los alimentadores de distribución de la Subestación Villa Club, lo que significa que otros alimentadores pueden tener otros diagramas equivalentes, lo cual dependerá principalmente de la topología y criterio con las que hayan sido diseñados y construidos.

El objetivo de realizar una diagramación de bloques para la implementación del RCM es el de estudiar el sistema de distribución eléctrico desde el punto de vista de la confiabilidad.

Por medio del diagrama de bloques se pueden determinar los elementos de los subsistemas del sistema de Distribución que se encuentran en una configuración en serie, lo que significa que en caso de fallar, produzcan una falla en la totalidad de dicho sistema.

Cabe indicar que este diagrama de bloques esta realizado en base a la topología del sistema eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre, por lo que en caso de replicar este estudio en trabajos futuros, debe tenerse en cuenta la topología particular del sistema a analizar.

Es necesario acotar en este punto, que dentro de los resultados analizados en los capítulos 1 y 2 del presente trabajo, se determinó que el sistema eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre está conformado por alimentadores de alta Densidad de Carga, pero con un nivel de desarrollo de mantenimiento circunscrito a las etapas primitivas de este, por lo que es lógico visualizar que el nivel operativo de este sistema también se encuentra en sus primeras etapas, lo que trae como consecuencia que la topología de la red existente sea sencilla.

3.2 Priorización de puntos de carga del Sistema Eléctrico

Para realizar la priorización de los puntos de carga del sistema eléctrico dentro de la metodología RCM, se utiliza el concepto de subsistemas y costos de interrupción analizados en el numeral 1.3.4.1 del capítulo 1.

Estos costos de interrupción se calculan mediante las ecuaciones mostradas en el capítulo mencionado en el párrafo anterior.

Para el costo de interrupción por tipo de cliente, se considera los valores indicados en la resolución CONELEC 025/11, los cuales se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.1: Costo de energía No Suministrada (CENS) por tipo de consumidor

Tipo de consumidor	CENS \$/kWh
Residencial	0,646
Comercial	1,791
Industrial	4,003
Otros	1,507

Fuente: Resolución CONELEC 025/11

En esta misma resolución, se indica que puede utilizarse un valor promedio de 1,53 \$/kWh para procesos de planificación de la operación. Este valor es el que se utiliza en el presente estudio para el cálculo de los costos de interrupción desde el punto de vista del cliente. Para el cálculo de los costos de interrupción para CNEL EP se utiliza un valor de 0,11 \$/kWh.

En la siguiente tabla se muestran los costos de interrupción de servicio calculados para cada Subsistema, ordenados de mayor a menor costo:

Tabla 3.2: Priorización de puntos de carga del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre para implementación de RCM

Línea de Subtransmisión, Subestación y / o Alimentador	Costo de interrupción por subsistema para CNEL EP <i>CTIS_k^{iCNEL}</i> (\$)	Costo de interrupción por subsistema para los clientes <i>CTIS_k^{iClientes}</i> (\$)	Costo Total de Interrupción de servicio por subsistema <i>CTISⁱ</i> (\$)
L S/T Quinto Guayas	25.165,58	229.716,75	254.882,33
S/E Villa Club	17.699,05	60.955,03	78.654,08
Alimentador La Joya	17.081,40	16.200,32	33.281,72
Alimentador Cosmos	16.463,94	14.301,68	30.765,61
Alimentador Quarzo	15.849,10	12.969,30	28.818,40
Alimentador Villa Club	14.824,15	12.622,25	27.446,39
Alimentador Villas del Rey	15.195,28	10.829,85	26.025,13

Se determina que La Línea de Subtransmisión Quinto Guayas presenta el mayor costo de interrupción durante el año 2018.

Con la priorización obtenida según los costos de interrupción por subsistema, en el siguiente apartado se realizará la priorización por cada elemento reparable.

3.3 Priorización de elementos reparables del sistema

Para realizar la priorización de los elementos reparables del sistema eléctrico dentro de la metodología RCM, se utiliza la información disponible en el numeral 2.5 del capítulo 2, donde se realizó un análisis estadístico de los eventos que provocaron interrupciones de servicio y se determinó cuales eran las principales causas de estas.

Las causas son clasificadas de acuerdo con el subsistema correspondiente y con los elementos revisados en el numeral 1.3.4.1 del capítulo 1 y la priorización se realiza calculando los costos de interrupción por cada evento producido por la falla de un elemento particular en un subsistema particular.

En la siguiente tabla se muestran los costos de interrupción de servicio calculados para cada Subsistema y elemento, ordenados de mayor a menor costo:

Tabla 3.3: Priorización de elementos reparables del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre para implementación de RCM

Línea de Subtransmisión, Subestación y / o Alimentador	Elemento	Costo Total de Interrupción de servicio por subsistema y elemento <i>CTIS</i> ¹ \$
L S/T Quinto Guayas	Conductor	251.082,33
S/E Villa Club	Equipo para medición 13,8 KV	9.896,44
Alimentador Cosmos	Conductor	4.382,34
L S/T Quinto Guayas	Equipo de Seccionamiento 69 KV	3.800,00
Alimentador La Joya	Conductor	2.318,49
Alimentador Villa Club	Conductor	1.810,32
Alimentador Quarzo	Conductor	765,09
Alimentador Cosmos	Pararrayos	558,52
Alimentador Villas del Rey	Conductor	384,19
Alimentador Cosmos	Equipo de Protección Derivaciones	21,33

Se determina que el elemento Conductor del Subsistema Línea de Subtransmisión Quinto Guayas presenta el mayor costo de interrupción durante el año 2018.

Se debe tener claro que el elemento reparable es aquel sobre el cual se pueden ejecutar actividades de mantenimiento para sostener su funcionalidad. Un elemento **no reparable** por ejemplo es el fusible de un seccionador Portafusible (Equipo de Protección Derivaciones), porque no se puede ejecutar una actividad de mantenimiento para mantener su funcionalidad, ya que su función en si es **destruirse** para proteger la red contra fallas.

3.4 Índices de falla de los elementos del sistema eléctrico

Para realizar un estudio comparativo de una situación existente y la implementación de una mejora a dicha situación, se requiere contar con parámetros que puedan ser calculados y comparados en ambos eventos.

Dentro del capítulo 2.5.4 se ha determinado el tiempo de interrupción total por cada subsistema durante el año 2018 y en el numeral 2.5.5 se han determinado las tasas de falla anual por cada subsistema componente del sistema de Distribución del distrito Aurora Vía Salitre.

Estos dos parámetros en conjunto con la Energía No Suministrada (ENS), serán utilizados para realizar un análisis comparativo entre la situación actual del Sistema Eléctrico del distrito Aurora Vía Salitre y la propuesta de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad que persigue el presente trabajo.

En la siguiente tabla se muestran los valores de estos tres parámetros:

Tabla 3.4: Índices de fallas de los subsistemas del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre. Año 2018

Subsistema	Numero de Eventos de Interrupción de servicio	Tiempo de Interrupción (horas/año)	Tasa de Falla (eventos/año)	Energía no Suministrada ENS (kWh)
L ST QUINTO GUAYAS	4	4,566667	0,000460	153.891,67
S/E VILLA CLUB	6	5,033333	0,000690	48.746,67
AL. LA JOYA	13	5,200000	0,001495	12.888,33
AL. VILLA CLUB	7	5,333333	0,000805	9.977,50
AL. QUARZO	12	5,166667	0,001380	10.256,67
AL. COSMOS	16	6,400000	0,001840	12.140,33
AL. VILLAS DEL REY	9	5,100000	0,001035	8.434,00

Tabla 3.5: Índices de fallas de los elementos de los Subsistemas del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre. Año 2018

Subsistema: Línea de Subtransmisión, Subestación y / o Alimentador	Elemento	Energía no Suministrada ENS (kWh)	Tiempo de Interrupción (horas/año)	Tasa de falla por elemento (eventos/año)
L S/T Quinto Guayas	Conductor	148.891,67	4,166667	0,000343
Alimentador Cosmos	Conductor	1.818,50	0,800000	0,000457
Alimentador Cosmos	Pararrayos	1.311,67	0,516667	0,000342
S/E Villa Club	Equipo para medición 13,8 KV	9.566,67	0,466667	0,000228
Alimentador Villa Club	Conductor	738,00	0,300000	0,000228
Alimentador La Joya	Conductor	285,67	0,100000	0,000457
L S/T Quinto Guayas	Equipo de Seccionamiento 69 KV	5.000,00	0,400000	0,000114
Alimentador Quarzo	Conductor	100,67	0,033333	0,000228
Alimentador Villas del Rey	Conductor	51,33	0,016667	0,000114
Alimentador Cosmos	Equipo de Protección Derivaciones	29,17	0,016667	0,000114

3.5 Requerimientos de recursos para el proceso de Mantenimiento

En el numeral 1.3.5 del capítulo 1 se revisó el enfoque integrado de mantenimiento, donde se explica que la gestión del mantenimiento debe visualizarse desde 12 aristas perfectamente integradas, en cada una de las cuales se definen los recursos necesarios para que esta gestión sea desarrollada de manera óptima.

En la tabla 3.6 se describen brevemente los recursos que se requieren para el Proceso de Mantenimiento del Distrito Aurora – Vía Salitre, teniendo en cuenta que esta información se presentara de manera más detallada en la parte culminante del presente trabajo, cuando se determine la propuesta de Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.

Tabla 3.6_a: Requerimientos de recursos para el Proceso de Mantenimiento del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre.

Año 2018

GESTION	PROPUESTA
De Infraestructura eléctrica	<ol style="list-style-type: none"> 1. Actualizar mediante el registro de ordenes de trabajo, los cambios que se ejecuten en la infraestructura eléctrica. 2. Ejecutar un levantamiento total de la infraestructura eléctrica de CNEL EP Distrito Aurora Vía Salitre para verificar confiabilidad de información disponible en Sistema Geoportal. 3. Realizar estudios de Ingeniería para el sistema eléctrico con las herramientas informáticas disponibles como CYME, DMD, etc., con el fin de mejorar la gestión operativa y de mantenimiento.
De Personal	<ol style="list-style-type: none"> 1. Gestionar la asignación de dos grupos de tres personas de planta para trabajos de Mantenimiento
De Vehículos	<ol style="list-style-type: none"> 1. Gestionar la asignación de dos vehículos tipo camioneta, uno para cada grupo de tres personas para trabajos de Mantenimiento
De Herramientas	<ol style="list-style-type: none"> 1. Gestionar la asignación de herramientas de trabajo para cada grupo de tres personas, con el fin de ejecutar trabajos de Mantenimiento

Tabla 3.6_b: Requerimientos de recursos para el Proceso de Mantenimiento del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre.

Año 2018

GESTION	PROPUESTA
De Equipos	1. Gestionar la asignación de un computador de escritorio, un equipo de medición en medio voltaje, una torre de iluminación, una cámara termográfica, dos radios base para comunicación para instalación en vehículos
De Oficinas	1. Gestionar la asignación de una oficina y una bodega dentro del distrito La Aurora - Vía Salitre
De Inventarios	1. Gestionar un stock mínimo de materiales para cumplir con la propuesta de plan de mantenimiento basado en Confiabilidad
De Ordenes de Trabajo	1. Incrementar el registro de Ordenes de Trabajo con actividades originadas de la propuesta de Plan de Mantenimiento basado en la Confiabilidad
De Adquisiciones	1. Gestionar procesos de adquisiciones de acuerdo con los requerimientos originados dentro de la propuesta de Plan de Mantenimiento basado en confiabilidad

Tabla 3.6_c: Requerimientos de recursos para el Proceso de Mantenimiento del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre.

Año 2018

GESTION	PROPUESTA
De Presupuesto	1. Gestionar la asignación de un presupuesto para ejecutar procesos originados dentro de la propuesta de Plan de Mantenimiento basado en confiabilidad
De Capacitación	1. Gestionar la Capacitación del Personal que se busca se asigne al distrito, en temas como: Confiabilidad de Sistemas de Distribución, Normas de Construcción de redes eléctricas, Normas de seguridad para trabajos en redes eléctricas, entre otros
De Homologación	1. Gestionar la aplicación de los procesos homologados realizados por la Gerencia de Distribución de CNEL EP y en caso de no existir procedimientos requeridos para alguna actividad del Plan de Mantenimiento basado en Confiabilidad que se busca, se propondrá la aplicación de normativas internacionales con la autorización de dicha gerencia.

3.6 Índices de Confiabilidad Históricos y esperados

En el numeral 3.1 del presente capítulo, se definió el diagrama unifilar para la implementación del RCM en el sistema Eléctrico del Distrito Aurora – Vía Salitre.

Este diagrama será utilizado para calcular la confiabilidad de cada Subsistema, considerando el arreglo detallado de cada elemento en una conexión en serie, lo que significa que todos los componentes deberán trabajar para que el sistema **funcione**.

La confiabilidad de un sistema en serie es igual al producto de la confiabilidad de cada elemento. Si se define como “R_i” a la confiabilidad de un elemento i del sistema, la confiabilidad del sistema R_s será:

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \quad (3.1)$$

Siendo R_i:

$$R = \frac{m_T}{r_T} = \frac{m_T}{m_T + r_T} \quad (3.2)$$

Donde:

m_T : Tiempo total de operación en horas/año

r_T : Tiempo total de falla en horas/año

A continuación, considerando que el Sistema Nacional Interconectado a nivel de generación y transmisión no es parte del análisis realizado en el presente trabajo, por lo que se asume que no tiene fallas, es decir con una confiabilidad igual a 1, se presenta el cálculo de la confiabilidad de cada uno de los subsistemas que conforman el Sistema de Distribución Eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre

3.6.1 Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión Línea Quinto Guayas

Durante el año 2018, utilizando la fórmula 3.2 y el diagrama de bloques respectivo, se determina que la confiabilidad de la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas fue:



Fig. 3.8: Cálculo de confiabilidad de Línea de Subtransmisión Quinto Guayas para implementación de RCM. Año 2018

3.6.2 Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación Villa Club

Durante el año 2018, utilizando la fórmula 3.1 y 3.2 y el diagrama de bloques respectivo, se determina que la confiabilidad de la Subestación Villa Club fue:

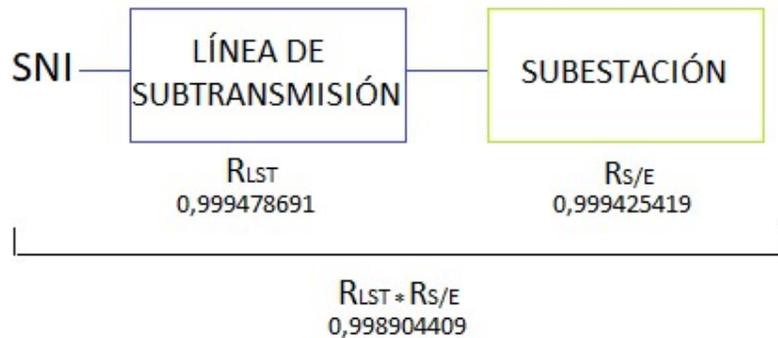


Fig. 3.9: Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación Villa Club para implementación de RCM. Año 2018

3.6.3 Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador La Joya

Durante el año 2018, utilizando la fórmula 3.1 y 3.2 y el diagrama de bloques respectivo, se determina que la confiabilidad del Alimentador LA JOYA fue:

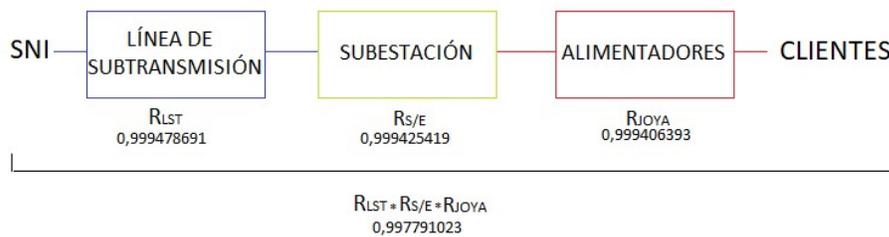


Fig. 3.10: Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador La Joya para implementación de RCM. Año 2018

3.6.4 Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador VILLA CLUB

Durante el año 2018, utilizando la fórmula 3.1 y 3.2 y el diagrama de bloques respectivo, se determina que la confiabilidad del Alimentador VILLA CLUB fue:

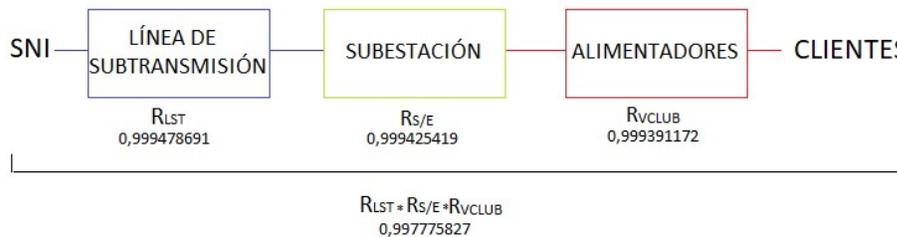


Fig. 3.11: Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador Villa Club para implementación de RCM. Año 2018

3.6.5 Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador QUARZO

Durante el año 2018, utilizando la fórmula 3.1 y 3.2 y el diagrama de bloques respectivo, se determina que la confiabilidad del Alimentador QUARZO fue:

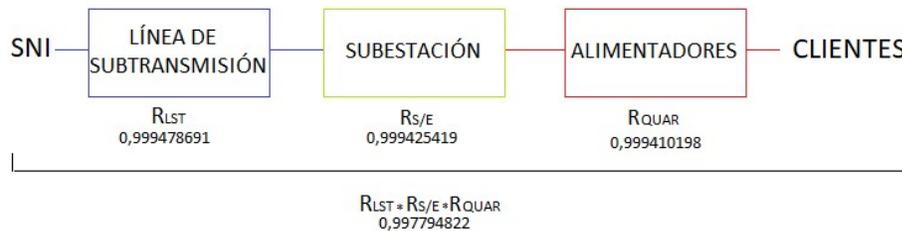


Fig. 3.12: Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador QUARZO para implementación de RCM. Año 2018

3.6.6 Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador COSMOS

Durante el año 2018, utilizando la fórmula 3.1 y 3.2 y el diagrama de bloques respectivo, se determina que la confiabilidad del Alimentador COSMOS fue:

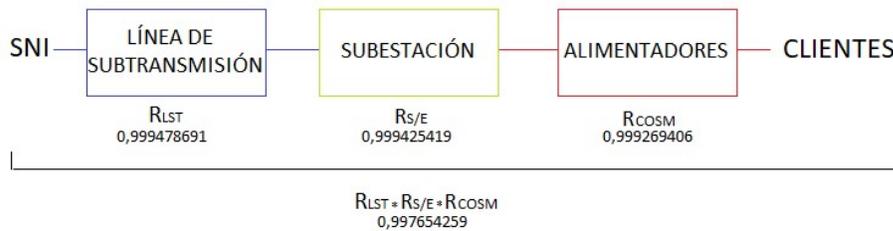


Fig. 3.13: Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador COSMOS para implementación de RCM. Año 2018

3.6.7 Cálculo de la Confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador VILLAS DEL REY

Durante el año 2018, utilizando la fórmula 3.1 y 3.2 y el diagrama de bloques respectivo, se determina que la confiabilidad del Alimentador VILLAS DEL REY fue:

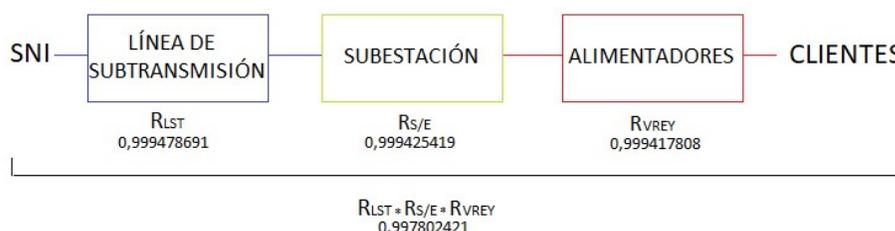


Fig. 3.14: Cálculo de confiabilidad de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentador VILLAS DEL REY para implementación de RCM. Año 2018

3.6.8 Resultados de índices de Confiabilidad históricos de Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentadores

Durante el año 2018, con la información disponible se ha calculado los siguientes índices de confiabilidad para cada subsistema y para el sistema en conjunto.

Tabla 3.7: Calculo de indicadores de confiabilidad Histórico del Sistema de Distribución Distrito Aurora – Vía Salitre. Año 2018

Subsistema	Tiempo de Interrupción (horas/año)	Tasa de Falla (eventos/año)	Confiabilidad del Sistema
L ST QUINTO GUAYAS	4,566667	0,000460	0,999478691
S/E VILLA CLUB	5,033333	0,000690	0,998904409
AL. LA JOYA	5,200000	0,001495	0,997791023
AL. VILLA CLUB	5,333333	0,000805	0,997775827
AL. QUARZO	5,166667	0,001380	0,997794822
AL. COSMOS	6,400000	0,001840	0,997654259
AL. VILLAS DEL REY	5,100000	0,001035	0,997802421

3.6.9 Índices de Confiabilidad esperados en Subsistema Subtransmisión – Subestación – Alimentadores. Distrito Aurora Vía Salitre

Con el fin de tener un análisis comparativo de índices con otras empresas del sector eléctrico, se recoge la información disponible en el reporte del Electric Power Research Institute (EPRI) número 1001873 del año 2001, donde se presenta valores de tiempos de interrupción y tasas de falla de los diferentes elementos del sistema eléctrico para diferentes empresas eléctricas del mundo.

En la tabla 3.7 se muestran los valores de tiempos de interrupción y tasas de falla que muestra el estudio del EPRI y se los compara con los valores calculados en el Distrito Aurora Vía Salitre:

Tabla 3.8_a: Comparación de Indicadores de confiabilidad del Sistema de Distribución Distrito Aurora – Vía Salitre y EPRI. Año 2018

Subsistema: Línea de Subtransmisión, Subestación y / o Alimentador	Elemento	Tiempo de Interrupción (horas/año) EPRI	Tiempo de Interrupción (horas/año) Distrito Aurora – Vía Salitre 2018
Línea Subtransmisión	Conductor	2,5	4,166667
	Equipo de Seccionamiento 69 KV	1,0	0,400000
Subestación	Equipo para medición 13,8 KV	1,0	0,466667
Alimentador	Conductor	1,8	0,800000
	Pararrayos	2,0	0,516667
	Equipo de Protección Derivaciones	1,0	0,016667

Tabla 3.8_b: Comparación de Indicadores de confiabilidad del Sistema de Distribución Distrito Aurora – Vía Salitre y EPRI. Año 2018

Subsistema: Línea de Subtransmisión, Subestación y / o Alimentador	Elemento	Tasa de falla por elemento EPRI (eventos/año)	Tasa de falla por elemento Distrito Aurora Vía Salitre 2018 (eventos/año)
Línea Subtransmisión	Conductor	0,02170	0,000343
	Equipo de Seccionamiento 69 KV	0,00040	0,000114
Subestación	Equipo para medición 13,8 KV	0,00036	0,000228
Alimentador	Conductor	0,01220	0,000457
	Pararrayos	0,00020	0,000342
	Equipo de Protección Derivaciones	0,00087	0,000114

En las tablas anteriores se puede observar que los tiempos de interrupción y las tasas de falla calculados para los elementos de los Subsistemas del distrito Aurora Vía Salitre se acercan a los valores determinados en el EPRI, con excepción de los valores calculados del conductor en la Línea de Subtransmisión y los pararrayos en los alimentadores, que tienen tiempos de interrupción y tasas de falla superiores a lo que indica el EPRI. Estos valores son los que se busca mejorar a través del plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.

Con el análisis realizado en este capítulo, se tiene la base requerida para iniciar la implementación del proceso RCM con el fin de determinar el plan de Mantenimiento que se busca obtener en el presente estudio.

CAPITULO IV

4. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad del Sistema – Caso La Aurora – Vía Salitre

Luego de realizar diversos estudios para determinar la condición operativa del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre en el capítulo II y de sentar las bases para la implementación de la técnica RCM a través de la determinación de parámetros de confiabilidad de dicho sistema dentro del capítulo III, en el presente capítulo se determinarán los componentes críticos del sistema mediante la metodología del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. También se detallarán los tipos de falla que pueden tener estos componentes críticos y el impacto en la confiabilidad del sistema.

Luego de este análisis, se determinarán las actividades de mantenimiento que se asocian a estos componentes críticos y a los tipos de fallas, las estrategias disponibles para ejecutar estas actividades, un análisis costo beneficio de cada estrategia y finalmente, se seleccionará la estrategia óptima de mantenimiento para este sistema,

4.1 Tipos de Falla y su efecto en el Sistema

En la tabla 1.17 del capítulo 1 se definieron los principales elementos del Sistema de distribución eléctrico dentro de la propuesta de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. En el numeral 2.5 del capítulo II se revisaron los registros de eventos de interrupción de servicio en el Sistema Eléctrico de Distribución del Distrito Aurora - Vía Salitre durante el año 2018, y con el análisis estadístico resultante, en el numeral 3.3 del capítulo 3 se priorizaron los elementos reparables de dicho sistema mediante el cálculo de los costos asociados a las interrupciones.

Dentro del análisis de las interrupciones de servicio del año 2018, se ha determinado que todos los eventos de interrupción en el sistema Eléctrico de distribución del Distrito Aurora Vía Salitre tuvieron la característica de ser no programados, circunscritos a fallas producidas en cinco elementos comunes entre los subsistemas: Conductores, Pararrayos, equipos e instrumentos de medición, equipos de protección y equipos de seccionamiento.

Sin embargo, dentro de la técnica RCM es necesario contar con la mayor cantidad de información respecto a las fallas en cada uno de los elementos de un sistema, de manera que las actividades de mantenimiento puedan direccionarse concretamente a reducir la causa de dichas fallas. Por tal motivo, a continuación, dentro de las tablas 4.1, 4.2 y 4.3, se presentan de manera detallada, los tipos de fallas más comunes dentro de los sistemas de distribución y sus efectos en la confiabilidad del sistema, considerando para lo segundo, las características del sistema Eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre:

Tabla 4.1_ a: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Línea de Subtransmisión

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Línea de Subtransmisión	a. Poste	Daño a nivel estructural	Rotura de poste por vetustez	Interrupción de larga duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Rotura de poste por esfuerzos no previstos (redes de telecomunicaciones)		
			Rotura de poste por errores de diseño		
			Rotura de poste por corrosión de estructura interna		
			Rotura de poste por falla elemento tensor		
			Rotura de poste por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
		Pérdida de verticalidad	Desaplome de poste por condiciones del terreno	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Desaplome de poste por esfuerzos no previstos (redes de telecomunicaciones)		
			Desaplome de poste por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
			Desaplome de poste por falla elemento tensor		
		Disminución de distancia de seguridad	Relleno de terrenos alrededor de postes	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Hundimiento de terreno		
			Vegetación junto a poste		

Tabla 4.1_b: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Línea de Subtransmisión

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Línea de Subtransmisión	b. Aisladores	Daño a nivel estructural	Rotura de aislador por vetustez	Interrupción de larga duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Rotura de aislador por errores de diseño		
			Rotura de aislador por instalación o manipulación errónea		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Acumulación de suciedad en porcelana o polímero por medio ambiente contaminante	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Descargas atmosféricas		
		Operación no adecuada	Sobrevoltajes	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores

Tabla 4.1_ c: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Línea de Subtransmisión

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Línea de Subtransmisión	c. Herrajes	Daño a nivel estructural	Rotura de herraje por desgaste y vetustez	Interrupción de larga duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Rotura de herraje por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de herraje por errores en instalación		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de larga duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores

Tabla 4.1_d: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Línea de Subtransmisión

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Línea de Subtransmisión	d. Tensores	Daño a nivel estructural	Rotura de tensor por desgaste y vetustez	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Rotura de tensor por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de tensor por errores de instalación		
			Rotura de tensor por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores

Tabla 4.1_ e: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Línea de Subtransmisión

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Línea de Subtransmisión	g. Estructura	Daño a nivel estructural	Rotura de estructura por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Rotura de estructura por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de estructura por errores de instalación.		
			Rotura de estructura por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de larga duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores

Tabla 4.1_ f: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Línea de Subtransmisión

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Línea de Subtransmisión	f. Puesta a tierra	Daño a nivel estructural	Desconexión de puesta a tierra por desgaste o vetustez	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Desconexión de puesta a tierra por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores

Tabla 4.1_ g: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Línea de Subtransmisión

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Línea de Subtransmisión	e. Conductor	Daño a nivel estructural	Rotura de conductor por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Rotura de conductor por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de conductor por errores de instalación		
			Rotura de conductor por daños de terceros (manipulación, vandalismo, etc.)		
		Disminución de distancia de seguridad	Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en el mismo poste	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Contacto de conductor energizado con estructura por fallas en diseño o soportes como elemento aislador o tensor		
			Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en postes y estructuras paralelas o perpendiculares a Línea Subtransmisión.		
			Contacto de conductor energizado con estructuras dentro de franja de servidumbre		
		Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Animales en contacto con conductor energizado y estructuras de soporte como postes y herrajes		
		Operación no adecuada	Sobrecarga	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores

Tabla 4.1_ h: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Línea de Subtransmisión

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Línea de Subtransmisión	h. Equipos de seccionamiento	Daño a nivel estructural	Rotura de polos o barras por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Rotura de polos y/o barras por errores de instalación		
			Rotura de polos y/o barras por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de polos y/o barras por daños de terceros (manipulación, vandalismo, etc.)		
		Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desajuste de calibración por vibración	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
			Animales en contacto con partes energizadas energizado y estructuras de soporte como postes y herrajes		
		Operación no adecuada	Sobrecarga	Interrupción de larga duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores
Apertura falsa con carga					
Disminución de distancia de seguridad	Contacto de partes energizadas con vegetación dentro de franja de servidumbre	Interrupción de corta duración	Subtransmisión Subestación Alimentadores		

Tabla 4.2_ a: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Subestación	a. Transformador de Potencia	Fugas Externas	Corrosión	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Falla en empaques		
			Afloje de perno y/o conectores		
			Fatiga de tuberías		
			Pérdida de vacío		
			Fuga en válvulas		
			Falla en porcelana de Bushings		
			Falla en soldaduras		
			Falla en los Bushings		
			Falla de aislamiento		

Tabla 4.2_b: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Subestación	a. Transformador de Potencia	Nivel de aislamiento no adecuado	Contaminación/ degradación de aceite	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Bajo nivel de aceite		
			Falla de aislamiento en el núcleo		
			Falla de aislamiento en los devanados		
			Falla en el intercambiador de TAP		
		Voltaje de salida no adecuado	Falla del aceite dieléctrico	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Alta resistencia de devanados		
			Circuito interno de bobinas abierto		
			Falla de calibración		
			Daño en bobinas secundarias		

Tabla 4.2_c: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Subestación	a. Transformador de Potencia	Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Animales en contacto con Bushings o partes energizadas de transformador	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Acumulación de polvo en Bushings por medio ambiente contaminante		
			Descargas atmosféricas		
	Operación no adecuada	Sobrecarga	Interrupción de corta duración	Subestación Alimentadores	
		Sobredimensionamiento de protecciones de componentes aguas abajo			
		Desbalance de corrientes de salida			
b. Puesta a tierra	Daño a nivel estructural	Desconexión de puesta a tierra por desgaste o vetustez	Interrupción de corta duración	Subestación Alimentadores	
		Desconexión de puesta a tierra por daños de terceros (vandalismo, etc.)			
	Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de corta duración	Subestación Alimentadores	

Tabla 4.2_d: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado	
Subestación	c. Pórtico de 69 KV	Daño a nivel estructural	Rotura de estructura de pórtico por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores	
			Rotura de estructura de pórtico por errores de instalación			
			Rotura de estructura de pórtico por errores de diseño de carga o esfuerzo			
			Rotura de estructura de pórtico por daños de terceros (manipulación, vandalismo, etc.)			
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de corta duración	Subestación Alimentadores	
	d. Conductor	Daño a nivel estructural		Rotura de conductor por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
				Rotura de conductor por errores de diseño de carga o esfuerzo		
				Rotura de conductor por errores de instalación		
				Rotura de conductor por daños de terceros (manipulación, vandalismo, etc.)		
			Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
		Animales en contacto con conductor energizado y estructuras de soporte como postes y herrajes				
	Operación no adecuada	Sobrecarga	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores		

Tabla 4.2_e: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Subestación	e. Disyuntor 69 KV	Fugas Externas	Corrosión	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Falla en empaques		
			Afloje de perno y/o conectores		
			Fatiga de tuberías		
			Pérdida de vacío		
			Fuga en válvulas		
			Falla en porcelana de Bushings		
			Falla en soldaduras		
			Falla en los bushings		
		Falla de aislamiento			
		Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Animales en contacto con bushings o partes energizadas de transformador	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
Acumulación de polvo en bushings por medio ambiente contaminante					
Descargas atmosféricas					

Tabla 4.2_ f: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Subestación	f. Seccionador 69 KV	Daño a nivel estructural	Rotura de polos o barras por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Rotura de polos y/o barras por errores de instalación		
			Rotura de polos y/o barras por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de polos y/o barras por daños de terceros (manipulación, vandalismo, etc.)		
		Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desajuste de calibración por vibración	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Animales en contacto con partes energizadas energizado y estructuras de soporte como postes y herrajes		
		Disminución de distancia de seguridad	Contacto de partes energizadas con vegetación dentro de franja de servidumbre	Interrupción de corta duración	Subestación Alimentadores
Operación no adecuada	Sobrecarga	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores		
	Apertura falsa con carga				

Tabla 4.2_g: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Subestación	g. Disyuntor 13.8 KV	Fugas Externas	Corrosión	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Falla en empaques		
			Afloje de perno y/o conectores		
			Fatiga de tuberías		
			Pérdida de vacío		
			Fuga en válvulas		
			Falla en porcelana de Bushings		
			Falla en soldaduras		
			Falla en los bushings		
			Falla de aislamiento		
	Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Animales en contacto con bushings o partes energizadas de transformador	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores	
		Acumulación de polvo en bushings por medio ambiente contaminante			
		Descargas atmosféricas			

Tabla 4.2_h: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Subestación	h. Equipos de Seccionamiento 13.8 KV	Daño a nivel estructural	Rotura de polos o barras por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Rotura de polos y/o barras por errores de instalación		
			Rotura de polos y/o barras por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de polos y/o barras por daños de terceros (manipulación, vandalismo, etc.)		
		Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desajuste de calibración por vibración	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Animales en contacto con partes energizadas energizado y estructuras de soporte como postes y herrajes		
		Disminución de distancia de seguridad	Contacto de partes energizadas con vegetación dentro de franja de servidumbre	Interrupción de corta duración	Subestación Alimentadores
		Operación no adecuada	Sobrecarga	Interrupción de corta duración	Subestación Alimentadores
Apertura falsa con carga					

Tabla 4.2_ i: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado	
Subestación	i. Patio 13.8 KV	Daño a nivel estructural	Rotura de estructura de pórtico por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores	
			Rotura de estructura de pórtico por errores de instalación			
			Rotura de estructura de pórtico por errores de diseño de carga o esfuerzo			
			Rotura de estructura de pórtico por daños de terceros (manipulación, vandalismo, etc.)			
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas		Desgaste por Corrosión	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
				Animales en contacto con partes energizadas energizado y estructuras de soporte como postes y herrajes		
	j. Aisladores	Daño a nivel estructural		Rotura de aislador por vetustez	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
				Rotura de aislador por errores de diseño		
				Rotura de aislador por instalación o manipulación errónea		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas		Acumulación de suciedad en porcelana o polímero por medio ambiente contaminante	Interrupción de corta duración	Subestación Alimentadores
Descargas atmosféricas						
Operación no adecuada		Sobrevoltajes	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores		

Tabla 4.2_j: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Subestación

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Subestación	k. equipos e instrumentos de medición a 13.8 Y 69 KV	Fugas Externas	Falla en empaques	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores
			Afloje de perno y/o conectores		
			Fatiga de tuberías		
			Pérdida de vacío		
			Falla en porcelana de Bushings		
			Falla en soldaduras		
			Falla en los bushings		
	Falla de aislamiento				
	Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Animales en contacto con bushings o partes energizadas de transformador	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores	
		Acumulación de polvo en bushings por medio ambiente contaminante			
		Descargas atmosféricas			
	Operación no adecuada	Sobrevoltajes	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores	
		Sobrecorriente			
l. Pararrayos	Daño a nivel estructural	Rotura de pararrayo por vetustez	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores	
		Rotura de pararrayo por errores de diseño			
		Rotura de pararrayo por instalación o manipulación errónea			
	Operación no adecuada	Sobrevoltajes	Interrupción de larga duración	Subestación Alimentadores	

Tabla 4.3_ a: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Alimentador

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Alimentadores	a. Poste	Daño a nivel estructural	Rotura de poste por vetustez	Interrupción de larga duración	Alimentadores
			Rotura de poste por esfuerzos no previstos (redes de telecomunicaciones)		
			Rotura de poste por errores de diseño		
			Rotura de poste por corrosión de estructura interna		
			Rotura de poste por falla elemento tensor		
			Rotura de poste por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
		Pérdida de verticalidad	Desaplome de poste por condiciones del terreno	Interrupción de corta duración	Alimentadores
			Desaplome de poste por esfuerzos no previstos (redes de telecomunicaciones)		
			Desaplome de poste por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
			Desaplome de poste por falla elemento tensor		
		Disminución de distancia de seguridad	Relleno de terrenos alrededor de postes	Interrupción de corta duración	Alimentadores
			Hundimiento de terreno		
Vegetación junto a poste					

Tabla 4.3_ b: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Alimentador

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Alimentadores	b. Aisladores	Daño a nivel estructural	Rotura de aislador por vetustez	Interrupción de larga duración	Alimentadores
			Rotura de aislador por errores de diseño		
			Rotura de aislador por instalación o manipulación errónea		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Acumulación de suciedad en porcelana o polímero por medio ambiente contaminante	Interrupción de corta duración	Alimentadores
			Descargas atmosféricas		
		Operación no adecuada	Sobrevoltajes	Interrupción de corta duración	Alimentadores

Tabla 4.3_ c: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Alimentador

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Alimentadores	c. Herrajes	Daño a nivel estructural	Rotura de herraje por desgaste y vetustez	Interrupción de larga duración	Alimentadores
			Rotura de herraje por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de herraje por errores en instalación		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de corta duración	Alimentadores

Tabla 4.3_ d: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Alimentador

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Alimentadores	e. Tensores	Daño a nivel estructural	Rotura de tensor por desgaste y vetustez	Interrupción de corta Duración	Alimentadores
			Rotura de tensor por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de tensor por errores de instalación		
			Rotura de tensor por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de corta duración	Alimentadores

Tabla 4.3_ e: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Alimentador

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Alimentadores	d. Estructura	Daño a nivel estructural	Rotura de estructura por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Alimentadores
			Rotura de estructura por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de estructura por errores de instalación.		
			Rotura de estructura por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de larga duración	Alimentadores

Tabla 4.3_ f: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Alimentador

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Alimentadores	f. Conductor	Daño a nivel estructural	Rotura de conductor por desgaste o vetustez	Interrupción de larga duración	Alimentadores
			Rotura de conductor por errores de diseño de carga o esfuerzo		
			Rotura de conductor por errores de instalación		
			Rotura de conductor por daños de terceros (manipulación, vandalismo, etc.)		
		Disminución de distancia de seguridad	Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en el mismo poste	Interrupción de corta duración	Alimentadores
			Contacto de conductor energizado con estructura por fallas en diseño o soportes como elemento aislador o tensor		
			Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en postes y estructuras paralelas o perpendiculares a Línea Subtransmisión.		
			Contacto de conductor energizado con estructuras dentro de franja de servidumbre		
		Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	Interrupción de larga duración	Alimentadores
			Animales en contacto con conductor energizado y estructuras de soporte como postes y herrajes		
Operación no adecuada	Sobrecarga	Interrupción de corta Duración	Alimentadores		

Tabla 4.3_ g: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Alimentador

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Alimentadores	g. Puesta a Tierra	Daño a nivel estructural	Desconexión de puesta a tierra por desgaste o vetustez	Interrupción de corta duración	Alimentadores
			Desconexión de puesta a tierra por daños de terceros (choque, vandalismo, etc.)		
		Disminución de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión		
		h. Equipos de seccionamiento y protección	Daño a nivel estructural		
	Rotura de polos y/o barras por errores de instalación				
	Rotura de polos y/o barras por errores de diseño de carga o esfuerzo				
	Rotura de polos y/o barras por daños de terceros (manipulación, vandalismo, etc.)				
	Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas		Desajuste de calibración por vibración	Interrupción de larga duración	Alimentadores
	Animales en contacto con partes energizadas y estructuras de soporte como postes y herrajes				
	Disminución de distancia de seguridad		Contacto de partes energizadas con vegetación dentro de franja de servidumbre	Interrupción de corta duración	Alimentadores
	Operación no adecuada		Sobrecarga	Interrupción de corta duración	Alimentadores
		Apertura con carga			

Tabla 4.3_ h: Tipos de Falla y su efecto en el Sistema. Subsistema Alimentador

Subsistema	Elementos	Tipos de Falla	Causa de Falla	Efecto en la Confiabilidad del Sistema	Subsistema Afectado
Alimentadores	I. Pararrayos	Daño a nivel estructural	Rotura de pararrayo por vetustez	Interrupción de larga duración	Alimentadores
			Rotura de pararrayo por errores de diseño		
			Rotura de pararrayo por instalación o manipulación errónea		
		Operación no adecuada	Sobrevoltajes	Interrupción de corta duración	Alimentadores

4.2 Determinación de los componentes críticos del Sistema mediante metodología RCM

Una vez que se han detallado los tipos de fallas más comunes, y su efecto en la confiabilidad del sistema considerando las características del sistema de distribución eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre, se debe determinar los componentes críticos mediante la metodología RCM propuesta en los capítulos 1 y 3.

Cabe indicar que en el numeral 3.1 del capítulo 3 y en los numerales subsiguientes se explicó que la topología del Sistema de distribución Aurora – Vía Salitre desde el punto de vista de la confiabilidad presenta una configuración en serie de sus correspondientes subsistemas y los diferentes elementos o componentes que lo conforman. De esta manera, se debe considerar que los alimentadores de este distrito se verán afectados por eventos de interrupción de servicio que se originen en la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas o en la S/E Villa Club y ante esto, se tendrá un componente correspondiente a cada alimentador, en los costos de interrupción total por cada elemento y por cada tipo de falla que se obtengan en los subsistemas de subtransmisión y subestaciones. De igual forma se debe tratar al subsistema subestación cuando exista una falla en la línea de Subtransmisión.

Con lo anteriormente indicado, se procede a determinar los componentes críticos del sistema aplicando la técnica RCM descrita en el presente trabajo, los cuales se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 4.4_ a: Componentes Críticos Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM				TOTAL DISTRITO			
#	Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA	Costo de interrupción por elemento para los clientes USD \$	Costo de interrupción por elemento para CNEL EP USD \$	Costo Total de Interrupción de servicio por elemento y causa de falla USD \$
1	Línea de Subtransmisión	e. Conductor	Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desgaste por Corrosión	303.560,93	40.724,64	344.285,57
2	Subestación	k. equipos e instrumentos de medición a 13.8 Y 69 KV	Operación no adecuada	Sobre corrientes	9.703,26	28.697,62	38.400,88
3	Línea de Subtransmisión	e. Conductor	Disminución de distancia de seguridad	Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en postes y estructuras paralelas o perpendiculares a Lst	33.868,34	31.834,98	65.703,31

Tabla 4.4_ b: Componentes Críticos Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM					TOTAL DISTRITO		
#	Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA	Costo de interrupción por elemento para los clientes USD \$	Costo de interrupción por elemento para CNEL EP USD \$	Costo Total de Interrupción de servicio por elemento y causa de falla USD \$
4	Línea de Subtransmisión	h. Equipos de seccionamiento	Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas	Desajuste de calibración por vibración	4.492,08	12.572,96	17.065,04
5	Alimentadores	f. Conductor	Disminución de distancia de seguridad	Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en el mismo poste	2.639,25	689,75	3.329,00
6	Alimentadores	i. Pararrayos	Daño a nivel estructural	Rotura de pararrayo por instalación o manipulación errónea	334,48	224,05	558,52
7	Alimentadores	f. Conductor	Daño a nivel estructural	Rotura de conductor por errores de instalación	1.364,76	1.898,12	3.262,88

Tabla 4.4_ c: Componentes Críticos Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM					TOTAL DISTRITO		
#	Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA	Costo de interrupción por elemento para los clientes USD \$	Costo de interrupción por elemento para CNEL EP USD \$	Costo Total de Interrupción de servicio por elemento y causa de falla USD \$
8	Alimentadores	f. Conductor	Disminución de distancia de seguridad	Contacto de conductor energizado con vegetación dentro de franja de servidumbre	577,07	2.491,49	3.068,55
9	Alimentadores	h. Equipos de seccionamiento y protección	Daño a nivel estructural	Rotura de polos o barras por desgaste o vetustez	2,13	19,20	21,33
10	Alimentadores	Desconocido	Falla de origen desconocido	Desconocido	1.052,90	3.125,70	4.178,59

De los resultados obtenidos, se comprueba que por la topología existente en el Distrito Aurora Vía Salitre, desde el punto de vista de la confiabilidad, elementos ubicados en los subsistemas Líneas de Subtransmisión y Subestación se encuentran entre los más críticos.

Se puede deducir a partir de este momento, que con la actual topología del Sistema Eléctrico Distrito Aurora Vía Salitre, cualquier plan de mantenimiento obtenido en el presente trabajo, debe incluir actividades para mantener las funciones de los componentes críticos ubicados dentro de los subsistemas Línea de Subtransmisión y Subestación.

Es importante también indicar que existe un componente del costo de interrupción dentro del Sistema Aurora Vía Salitre, que corresponde a eventos de interrupción cuyos orígenes se encuentran ubicados dentro del Subsistema alimentador pero que no se pudo determinar el componente afectado, ni el tipo y causa de la falla.

4.3 Determinación de actividades de mantenimiento asociadas a los componentes críticos del Sistema

De acuerdo con los componentes críticos determinados en el numeral anterior, se describen a continuación las actividades de mantenimiento que se encuentran asociadas a estos componentes:

Tabla 4.5: Componente Crítico #1. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Línea de Subtransmisión	e. Conductor	Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climaticas	Desgaste por Corrosion

Fig. 4.6: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #1.

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
MCOR001	CAMBIO DE CONDUCTOR	MPREV001	REFORMAZAMIENTO DE CONDUCTOR EN TRAMO AFECTADO	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD001	REEMPLAZO DE CONDUCTOR POR OTRO DE MATERIAL NO CORROSIBLE (ACAR)
-	-	-	-	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	-	-

Tabla 4.7: Componente Crítico #2. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Subestación	k. equipos e instrumentos de medicion a 13.8 Y 69 KV	Operación no adecuada	sobrecorrientes

Tabla 4.8: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #2

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
MCOR002	REEMPLAZO DE EQUIPOS MEDICION S/E	MPREV002	BALANCE DE ALIMENTADORES	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD002	INCREMENTO DE CAPACIDAD DE EQUIPOS
-	-	MPREV003	REAJUSTE DE COMPONENTES DE EQUIPOS MEDICION S/E	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	MMOD003	INSTALACION DE EQUIPOS DE PROTECCION CON MEDICION INCORPORADA

Tabla 4.9: Componente Crítico #3. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Línea de Subtransmisión	e. Conductor	Disminucion de distancia de seguridad	Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en postes y estructuras paralelas o perpendiculares a Lst

Tabla 4.10: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #3

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
-	-	MPREV004	REUBICACION DE OTRAS REDES	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD004	ELEVACION DE LINEA CON CAMBIO DE ESTRUCTURA
-	-	-	-	-	-	MMOD005	INTERCALACION DE POSTE PARA LST

Tabla 4.11: Componente Crítico #4. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Línea de Subtransmisión	h. Equipos de seccionamiento	Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climaticas	Desajuste de calibracion por vibracion

Tabla 4.12: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #4

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
-	-	MPREV005	REAJUSTE DE COMPONENTES DE EQUIPO LST	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD006	CAMBIO DE EQUIPOS POR OTROS DE MAYOR RESISTENCIA A VIBRACIONES
-	-	-	-	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	MMOD007	REUBICACION DE EQUIPO A PUNTO CON MENORES NIVELES DE VIBRACION

Tabla 4.13: Componente Crítico #5. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Alimentadores	f. Conductor	Disminucion de distancia de seguridad	Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en el mismo poste

Tabla 4.14: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #5

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
-	-	-	-	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD008	INSTALACION DE POSTES DE MAYOR ALTURA
-	-	-	-	-	-	MMOD009	CAMBIO DE AISLADORES POR OTROS DE MAYOR NIVEL DE VOLTAJE

Tabla 4.15: Componente Crítico #6. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Alimentadores	i. Pararrayos	Daño a nivel estructural	Rotura de pararrayo por instalacion o manipulacion erronea

Tabla 4.16: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #6

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
-	-	-	-	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD010	REUBICACION DE PARARRAYOS A LADO DE CARGA DEL CLIENTE
-	-	-	-	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	-	-

Tabla 4.17: Componente Crítico #7. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Alimentadores	f. Conductor	Daño a nivel estructural	Rotura de conductor por errores de instalacion

Tabla 4.18: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #7

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
-	-	MPREV006	REAJUSTE DE CONECTORES EN PUENTES	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD011	CAMBIO DE CONECTORES DE AJUSTE A COMPRESION
-	-	-	-	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	-	-

Tabla 4.19: Componente Crítico #8. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Alimentadores	f. Conductor	Disminucion de distancia de seguridad	Contacto de conductor energizado con vegetacion dentro de franja de servidumbre

Tabla 4.20: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #8

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
-	-	MPREV007	DESBROCE	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD012	APLICACIÓN DE PLAN DE MANEJO INTEGRAL DE VEGETACION

Tabla 4.21: Componente Crítico #9. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Alimentadores	h. Equipos de seccionamiento y protección	Daño a nivel estructural	Rotura de polos o barras por desgaste o vetustez

Tabla 4.22: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #9

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
-	-	MPREV008	REAJUSTE DE TERMINALES DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD013	CAMBIO DE EQUIPOS POR OTROS DE MAYOR CAPACIDAD O AUTOMATIZADOS
-	-	-	-	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	-	-

Tabla 4.23: Componente Crítico #10. Distrito Aurora Vía Salitre. TÉCNICA RCM. AÑO 2018

DETERMINACION DE COMPONENTES CRITICOS RCM			
Subsistema	Elementos	TIPOS DE FALLA	CAUSA DE FALLA
Alimentadores	Desconocido	Falla de origen desconocido	Desconocido

Tabla 4.24: Actividades de Mantenimiento asociadas al componente crítico #10

ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO ASOCIADAS AL COMPONENTE CRITICO							
MANTENIMIENTO CORRECTIVO		MANTENIMIENTO PREVENTIVO		MANTENIMIENTO PREDICTIVO		MANTENIMIENTO MODIFICATIVO	
CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD	CODIGO	ACTIVIDAD
MCOR003	CAMBIO DE EQUIPOS DE PROTECCION EN DERIVACIONES DE ALIMENTADOR (INCLUYE TIRAFUSIBLES)	-	-	MPREC001	INSPECCION VISUAL	MMOD014	INSTALACION DE EQUIPOS DE RECONEXION A MITAD DE ALIMENTADOR
-	-	-	-	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	MMOD015	INSTALACION DE EQUIPOS INDICADORES DE FALLA EN ALIMENTADOR

Estas actividades se circunscriben dentro de los cuatro tipos de grupos de actividades descritos en el capítulo 1: Mantenimiento Correctivo, Mantenimiento Preventivo, Mantenimiento Predictivo y Mantenimiento Modificativo.

Las estrategias se definirán como la combinación de algunas de estas actividades.

4.4 Estrategias de Mantenimiento para los componentes críticos del sistema

Es importante indicar que el objetivo primordial de una estrategia de mantenimiento desarrollada mediante una metodología RCM, es de mejorar la confiabilidad del sistema, reduciendo los eventos de desconexión imprevistos o programados, los tiempos de interrupciones de servicios imprevistas o programadas y la cantidad de energía No Suministrada, parámetros que ya fueron revisados dentro del capítulo 3, y que se traducen todos ellos en la búsqueda de la reducción de los costos de interrupción.

Ante tal visión, es necesario indicar que la teoría del mantenimiento en redes de distribución de electricidad explica que las fallas en dichas redes pueden disminuirse si se siguen acciones tales como:

- Cambio de elementos viejos por nuevos
- Aumento de la capacidad de los elementos
- Reforzamiento de los elementos

Y en los referentes a tiempos de reparación, disminuirlo puede lograrse con acciones como:

- Mejorar sistemas de detección de fallas
- Automatización de la red
- Aumento en la cantidad de personal para atender problemas en la red

Por tal motivo, se analizarán las tres estrategias para tratar de reducir los eventos de falla, en conjunto con la estrategia para reducir los tiempos de reparación para cada uno de los componentes críticos determinados.

**Tabla 4.25_a: Resumen de Componentes Críticos en Distrito Aurora Vía Salitre
previo a selección de estrategias de mantenimiento**

CODIGO	Características del elemento y del evento de interrupción	
COMPONENTE 1	SUBSISTEMA	Línea de Subtransmisión
	ELEMENTO	e. Conductor
	TIPO DE FALLA	Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas
	CAUSA DE FALLA	Desgaste por Corrosion
COMPONENTE 2	SUBSISTEMA	Subestación
	ELEMENTO	k. equipos e instrumentos de medición a 13.8 Y 69 KV
	TIPO DE FALLA	Operación no adecuada
	CAUSA DE FALLA	sobrecorrientes
COMPONENTE 3	SUBSISTEMA	Línea de Subtransmisión
	ELEMENTO	e. Conductor
	TIPO DE FALLA	Disminución de distancia de seguridad
	CAUSA DE FALLA	Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en postes y estructuras paralelas o perpendiculares a Lst
COMPONENTE 4	SUBSISTEMA	Línea de Subtransmisión
	ELEMENTO	h. Equipos de seccionamiento
	TIPO DE FALLA	Falla de funcionalidad por Eventos Naturales, condiciones ambientales o climáticas
	CAUSA DE FALLA	Desajuste de calibración por vibración
COMPONENTE 5	SUBSISTEMA	Alimentadores
	ELEMENTO	f. Conductor
	TIPO DE FALLA	Disminución de distancia de seguridad
	CAUSA DE FALLA	Contacto de conductor energizado con red de comunicación u otras redes en el mismo poste
COMPONENTE 6	SUBSISTEMA	Alimentadores
	ELEMENTO	i. Pararrayos
	TIPO DE FALLA	Daño a nivel estructural
	CAUSA DE FALLA	Rotura de pararrayo por instalación o manipulación erronea
COMPONENTE 7	SUBSISTEMA	Alimentadores
	ELEMENTO	f. Conductor
	TIPO DE FALLA	Daño a nivel estructural
	CAUSA DE FALLA	Rotura de conductor por errores de instalacion

**Tabla 4.25_b: Resumen de Componentes Críticos en Distrito Aurora Vía Salitre
previo a selección de estrategias de mantenimiento**

CODIGO	Características del elemento y del evento de interrupción	
COMPONENTE 8	SUBSISTEMA	Alimentadores
	ELEMENTO	f. Conductor
	TIPO DE FALLA	Disminución de distancia de seguridad
	CAUSA DE FALLA	Contacto de conductor energizado con vegetación dentro de franja de servidumbre
COMPONENTE 9	SUBSISTEMA	Alimentadores
	ELEMENTO	h. Equipos de seccionamiento y protección
	TIPO DE FALLA	Daño a nivel estructural
	CAUSA DE FALLA	Rotura de polos o barras por desgaste o vetustez
COMPONENTE 10	SUBSISTEMA	Alimentadores
	ELEMENTO	Desconocido
	TIPO DE FALLA	Falla de origen desconocido
	CAUSA DE FALLA	Desconocido

A continuación se determinan las estrategias de mantenimiento para cada componente crítico:

Tabla 4.26: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 1

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 1	344.285,57	CAMBIO DE CONDUCTOR	265.362,75	INSPECCION VISUAL	98.662,85	CAMBIO DE RUTA DE LINEA Y REEMPLAZO POR CONDUCTOR MAYOR CAPACIDAD	368.500,00
				INSPECCION TERMOGRAFICA	98.662,85		
				REFORZAMIENTO DE CONDUCTOR	53.072,55		
		TOTAL	265.362,75	TOTAL	250.398,25	TOTAL	368.500,00

Tabla 4.27: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 2

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 2	38.400,88	CAMBIO DE EQUIPOS	36.000,00	INSPECCION VISUAL	257,40	INCREMENTO DE CAPACIDAD DE EQUIPOS	60.000,00
				INSPECCION TERMOGRAFICA	257,40		
				BALANCE DE ALIMENTADOR	3.452,00	INSTALACION DE EQUIPOS DE PROTECCION CON MEDICION INCORPORADA	300.000,00
				REAJUSTE DE COMPONENTES	232,62		
		TOTAL	36.000,00	TOTAL	4.199,42	TOTAL	360.000,00

Tabla 4.28: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 3

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 3	65.703,31			REUBICACION DE OTRAS REDES A EJECUTARSE POR COMPAÑIAS TELEFONICAS	600,00	ELEVACION DE LINEA CON CAMBIO DE ESTRUCTURA	6.000,00
				DESBROCE	24.000,00	INTERCALACION DE POSTE PARA LST	8.000,00
		TOTAL		TOTAL	24.600,00	TOTAL	14.000,00

Tabla 4.29: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 4

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 4	17.065,04			INSPECCION VISUAL	171,6	CAMBIO DE EQUIPOS POR OTROS DE MAYOR RESISTENCIA A VIBRACIONES	150.000,00
				INSPECCION TERMOGRAFICA	171,6	REUBICACION DE EQUIPO A PUNTO CON MENORES NIVELES DE VIBRACION	50.000,00
				REAJUSTE DE COMPONENTES DE EQUIPO LST	465,24		
				TOTAL	808,44	TOTAL	200.000,00

Tabla 4.30: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 5

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 5	3.329,00					INSTALACION DE POSTES DE MAYOR ALTURA	3.500,00
						CAMBIO DE AISLADORES POR OTROS DE MAYOR NIVEL DE VOLTAJE	2.969,00
						TOTAL	6.469,00

Tabla 4.31: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 6

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 6	558,52					REUBICACION DE PARARRAYOS A LADO DE CARGA DEL CLIENTE	517,80
						TOTAL	517,80

Tabla 4.32: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 7

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 7	3.262,88			REAJUSTE DE CONECTORES EN PUENTES	1.600,00	CAMBIO DE CONECTORES DE AJUSTES A COMPRESION	4.000,00
				TOTAL	1.600,00	TOTAL	4.000,00

Tabla 4.33: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 8

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 8	3.068,55			DESBROCE	24.000,00	APLICACIÓN DE PLAN DE MANEJO INTEGRAL DE VEGETACION	100
				TOTAL	24.000,00		100

Tabla 4.34: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 9

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 9	21,33			REAJUSTE DE TERMINALES DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION	258,90	CAMBIO DE EQUIPOS POR OTROS DE MAYOR CAPACIDAD	12.500,00
				TOTAL	258,90	TOTAL	12.500,00

Tabla 4.35: Estrategias de mantenimiento para componente crítico 10

ELEMENTO	COSTO INTERRUPCION (\$)	ESTRATEGIA 1		ESTRATEGIA 2		ESTRATEGIA 3	
		Mantenimiento Correctivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Preventivo y Predictivo	COSTO (\$)	Mantenimiento Modificativo	COSTO (\$)
COMPONENTE 10	4.178,59	CAMBIO DE EQUIPOS DE PROTECCION EN DERIVACIONES DE ALIMENTADOR (INCLUYE TIRAFUSIBLES)	5.690,40			INSTALACION DE EQUIPOS DE RECONEXION A MITAD DE ALIMENTADOR	300,00
						INSTALACION DE EQUIPOS INDICADORES DE FALLA EN ALIMENTADOR	300,00
		TOTAL	5.690,40			TOTAL	600,00

Una vez determinadas las estrategias disponibles para cada componente, se determina la estrategia óptima a través de un análisis costo-beneficio.

4.5 Análisis Costo-Beneficio de las estrategias de Mantenimiento para los componentes críticos del Sistema

Como se definió en el capítulo 1 de este trabajo, existen cuatro tipos básicos de tareas de mantenimiento: Mantenimiento Correctivo, Mantenimiento Preventivo, Mantenimiento Predictivo y Mantenimiento Modificativo.

Una estrategia de mantenimiento puede contener uno, dos, tres o hasta los cuatro tipos descritos, lo cual depende de la visión que tengan los directivos acerca de las tareas de mantenimiento. Sin embargo, dentro de la metodología RCM, el mantenimiento se centra en mantener o incrementar la confiabilidad del sistema, lo que significa que las tareas de mantenimiento que se ejecuten dentro de un plan obtenido a través de esta metodología, debe ser mayoritariamente planificado y con los menores costes interrupción.

La disyuntiva es, cual es el equilibrio óptimo entre las interrupciones de servicio por mantenimiento y los costes que se producen por las interrupciones de servicio por la falta de este. Esta disyuntiva es precisamente lo que permite visualizar y responder la metodología RCM, puesto que se determinan las falencias en el sistema que significaron interrupciones de servicio y se las cuantifica para compararlas con las tareas de mantenimiento que se requieren para que estas falencias no vuelvan a presentarse. El plan de mantenimiento resultante, es por tanto, un plan centrado de la Confiabilidad.

Lo que resta es determinar cual plan resultante es el óptimo, puesto que se generan algunas alternativas, y esto se realiza a través de un análisis costo de mantenimiento versus costo de interrupción, donde el beneficio es eliminar parcial o completamente las causas de los eventos que provocaron interrupciones de servicio, por tanto la cuantificación de este beneficio es el valor de costo de interrupción determinado a través de la metodología RCM y el costo de mantenimiento sería el valor monetario que significa ejecutar las tareas de mantenimiento que se encuentran dentro de los planes o estrategias determinadas. El plan o estrategia optima seria aquel que presente la mayor relación Coste de Mantenimiento – Costo de Interrupción (Beneficio).

A continuación se muestra en resumen, los cálculos de la relación anteriormente indicada para cada elemento.

Tabla 4.36: Análisis Costo Beneficio de las Estrategias de mantenimiento para los componentes críticos del sistema

ELEMENTO	ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO			(a)	(b)	Indice de Selección
	1	2	3	Costo de Estrategia de Mantenimiento (\$)	Costo de Interrupción 2018 (\$)	
COMPONENTE 1	265.362,75			265.362,75	344.285,57	1,29741485
		250.398,25	-	250.398,25	344.285,57	1,37495197
	-		368.500,00	368.500,00	344.285,57	0,93428919
COMPONENTE 2	36.000,00			36.000,00	38.400,88	1,06669111
		4.199,42	-	4.199,42	38.400,88	9,14432946
	-		360.000,00	360.000,00	38.400,88	0,10666911
COMPONENTE 3	-	24.600,00		24.600,00	65.703,31	2,6708664
			14.000,00	14.000,00	65.703,31	4,69309381
COMPONENTE 4	-	808,44	200.000,00	200.808,44	17.065,04	0,08498169
	-	808,44	-	808,44	17.065,04	21,1086042
	-	-	200.000,00	200.000,00	17.065,04	0,0853252
COMPONENTE 5	-	-	3.500,00	3.500,00	3.329,00	0,95114286
			2.969,00	2.969,00	3.329,00	1,12125295
COMPONENTE 6	-	-	517,80	517,80	558,52	1,07864469
COMPONENTE 7	-	1.600,00		1.600,00	3.262,88	2,0393
			4.000,00	4.000,00	3.262,88	0,81572
COMPONENTE 8	-	24.000,00		24.000,00	3.068,55	0,12785639
	-	-	100	100,00	3.068,55	30,6855333
COMPONENTE 9			12.500,00	12.500,00	21,33	0,00170603
		258,90		258,90	21,33	0,08236924
COMPONENTE 10	5.690,40			5.690,40	4.178,59	0,7343233
	0,00		600,00	600,00	4.178,59	6,96432222

Una vez determinada la mejor opción de mantenimiento para cada elemento crítico, a continuación se escoge la estrategia óptima de mantenimiento.

4.6 Selección de la estrategia óptima de mantenimiento

Luego de analizar el sistema eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre en sus parámetros de desempeño como caída de voltaje, balance de carga, protecciones, cargas/consumidores e interrupciones de servicio, se planteó buscar un plan de Mantenimiento centrado en la Confiabilidad.

Se determinó este plan, expresando el sistema en términos de parámetros de confiabilidad con el fin de poder aplicar la metodología denominada RCM, (Reliability Centered Maintenance), calcular costos de interrupción, determinar elementos críticos del sistema y actividades de mantenimiento para evitar fallas en esos componentes y finalmente determinar un conjunto de actividades de mantenimiento que optimicen la relación costo beneficio que deriva de esta técnica RCM.

El plan finalmente obtenido es un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad y se presenta en el siguiente cuadro.

Tabla 4.37_a: Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para el Distrito Aurora – Vía Salitre de CNEL EP Guayas – Los Ríos

ITEM	COMPONENTES CRITICOS		TIPO DE MANTENIMIENTO	PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD		
	Subsistema	Elementos		CODIGO	ACTIVIDAD	MONTO (\$)
1	Línea de Subtransmisión	e. Conductor	PREVENTIVO	MPREV001	REFORMAZAMIENTO DE CONDUCTOR EN TRAMO AFECTADO	53.072,55
			PREDICTIVO	MPREC001	INSPECCION VISUAL	98.662,85
			PREDICTIVO	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	98.662,85
2	Subestación	k. equipos e instrumentos de medicion a 13.8 Y 69 KV	PREVENTIVO	MPREV002	BALANCE DE ALIMENTADORES	3.452,00
			PREVENTIVO	MPREV003	REAJUSTE DE COMPONENTES DE EQUIPOS MEDICION S/E	232,62
			PREDICTIVO	MPREC001	INSPECCION VISUAL	257,40
			PREDICTIVO	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	257,40

Tabla 4.37_b: Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para el Distrito Aurora – Vía Salitre de CNEL EP Guayas – Los Ríos

ITEM	COMPONENTES CRITICOS		TIPO DE MANTENIMIENTO	PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD		
	Subsistema	Elementos		CODIGO	ACTIVIDAD	MONTO (\$)
3	Línea de Subtransmisión	e. Conductor	MODIFICATIVO	MMOD004	ELEVACION DE LINEA CON CAMBIO DE ESTRUCTURA	6.000,00
			MODIFICATIVO	MMOD005	INTERCALACION DE POSTE PARA LST	8.000,00
4	Línea de Subtransmisión	h. Equipos de seccionamiento	PREDICTIVO	MPREC001	INSPECCION VISUAL	171,60
			PREDICTIVO	MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	171,60
			PREVENTIVO	MPREV005	REAJUSTE DE COMPONENTES DE EQUIPO LST	465,24
5	Alimentadores	f. Conductor	MODIFICATIVO	MMOD009	CAMBIO DE AISLADORES POR OTROS DE MAYOR NIVEL DE VOLTAJE	2.969,00
6	Alimentadores	i. Pararrayos	MODIFICATIVO	MMOD010	REUBICACION DE PARARRAYOS A LADO DE CARGA DEL CLIENTE	517,80

Tabla 4.37_c: Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para el Distrito Aurora – Vía Salitre de CNEL EP Guayas – Los Ríos

ITEM	COMPONENTES CRITICOS		TIPO DE MANTENIMIENTO	PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD		
	Subsistema	Elementos		CODIGO	ACTIVIDAD	MONTO (\$)
7	Alimentadores	f. Conductor	PREVENTIVO	MPREV006	REAJUSTE DE CONECTORES EN PUENTES	1.600,00
8	Alimentadores	f. Conductor	MODIFICATIVO	MMOD012	APLICACIÓN DE PLAN DE MANEJO INTEGRAL DE VEGETACION	100,00
9	Alimentadores	h. Equipos de seccionamiento y protección	PREVENTIVO	MPREV008	REAJUSTE DE TERMINALES DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION	258,90
10	Alimentadores	Desconocido	MODIFICATIVO	MMOD014	INSTALACION DE EQUIPOS DE RECONEXION A MITAD DE ALIMENTADOR	300,00
			MODIFICATIVO	MMOD015	INSTALACION DE EQUIPOS INDICADORES DE FALLA EN ALIMENTADOR	300,00
					TOTAL	275.451,81

Para comprobar los resultados obtenidos, se realizó un plan piloto para aplicar este plan en La Línea de Subtransmisión Quinto Guayas y en el alimentador La Joya de la Subestación Villa Club.

4.6.1 Aplicación de Plan de mantenimiento para el Sistema de Distribución eléctrico del distrito Aurora Vía Salitre Centrado en la Confiabilidad

Como parte final del presente trabajo, se ha realizado un plan piloto para aplicar el Plan de Mantenimiento Determinado. Como se ha indicado en el trabajo, los planes de mantenimiento en CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos se proponen a inicios de año. Este trabajo fue culminado en abril del 2019, por lo que se ha tenido hasta el mes de agosto para verificar los resultados de la aplicación del Plan.

Para la aplicación se escogieron tres subsistemas, la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas, la subestación Villa Club y el alimentador La Joya de la Subestación Villa Club.

Como primera instancia, se realizó un levantamiento Visual e inspección termográfica de los elementos que conforman la línea de Subtransmisión, Subestación y el alimentador, con el fin de determinar las ubicaciones de los puntos críticos de ambos Subsistemas.

Con este levantamiento de novedades, se programó la periodicidad de las actividades de mantenimiento para su ejecución, a continuación se muestran los resultados:

Referente a la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas, se determinaron novedades críticas, en especial en el elemento Conductor, donde se hacía necesario intercalar dos postes de 21 metros para elevar la Línea en el tramo Villas del Rey. Desafortunadamente, no se pudo ejecutar a tiempo la intercalación prevista debido a que no se pudo obtener el recurso (Poste y Grúa) para realizar esta actividad, ya que no se encuentra dentro del Plan real de mantenimiento para este año 2019. En la tabla 4.7 se muestran las actividades de mantenimiento del Plan Centrado en Confiabilidad aplicado hasta el momento en la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas y las fallas que se han producido en los elementos críticos posterior a esta aplicación.

Cabe indicar que se informó a los directivos de CNEL EP Unidad de Negocio Guayas Los Ríos, que no ejecutar esta actividad de intercalación del poste, podía significar una falla en el Nivel de Subtransmisión. Sin embargo, no se pudo ejecutar, lo que efectivamente significó una falla a nivel de Subtransmisión en el mes de Julio del 2019, que como se explicó en el presente trabajo, también afecta a los indicadores de confiabilidad de la Subestación Villa Club y de todos sus alimentadores asociados.

Esta falla se produjo el 10 de agosto del 2019, y se desconectaron de manera imprevista 32 MW en el horario de 14:02 a 14:41. El informe de la novedad antes de que ocurra y la acción correctiva provisional se muestran en las figuras 4.1 y 4.2. De haberse aplicado el Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad determinado, se hubiera podido evitar esta falla.

Tabla 4.38: Aplicación de Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Línea Subtransmisión Quinto Guayas

ITEM	COMPONENTES CRITICOS		PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD				
	Subsistema	Elementos	ACTIVIDAD	PERIODO	ESTADO	FALLAS EN PERIODO ENERO - ABRIL 2019 ANTES APLICACIÓN PLAN	FALLAS EN PERIODO MAYO - AGOSTO 2019 DURANTE APLICACIÓN PLAN
1	Línea de Subtransmisión	e. Conductor	REFORMAZAMIENTO DE CONDUCTOR EN TRAMO AFECTADO	MENSUAL	EN EJECUCION	1	0
			INSPECCION VISUAL	BIMENSUAL	EJECUTADO		
			INSPECCION TERMOGRAFICA	MENSUAL	EJECUTADO		
3	Línea de Subtransmisión	e. Conductor	ELEVACION DE LINEA CON CAMBIO DE ESTRUCTURA	ANUAL	POR EJECUTAR	1	1
			INTERCALACION DE POSTE PARA LST	MENSUAL	POR EJECUTAR		
4	Línea de Subtransmisión	h. Equipos de seccionamiento	INSPECCION VISUAL	MENSUAL	EJECUTADO	1	0
			INSPECCION TERMOGRAFICA	MENSUAL	EJECUTADO		
			REAJUSTE DE COMPONENTES DE EQUIPO LST	MENSUAL	EJECUTADO		



ENERGIZACION DE ALIMENTADOR 2 DE SUBESTACION VILLAS DEL REY. OBSERVACION LINEA DE SUBTRANSMISION VILLAS DEL REY

De: GLR FRANCISCO XAVIER RODRIGUEZ VELIZ

Para: LRS REYMONT EGIPTO CASTILLO SANDOVAL

CC: TRIVINO ANDRADE CARLOS ALBERTO | GLR PRESLEY ENRIQUE ALPRECHT OJEDIZ | CARPIO BUSTAMANTE AUGUSTO IVAN

PHOTO-2019-03-18-12-37-12(1).jpg (92,8 KB) [Descargar](#) | [Maletín](#) | [Eliminar](#)

PHOTO-2019-03-18-12-37-26(1).jpg (108,2 KB) [Descargar](#) | [Maletín](#) | [Eliminar](#)

[Ver todas las imágenes](#)

[Descargar todos los archivos adjuntos](#)

[Eliminar todos los archivos adjuntos](#)

Las direcciones de correo electrónico, URLs y otros textos de acciones no se han convertido en hipervínculos debido al tamaño del mensaje. Resaltar objetos.

Estimado Ing.

En la línea de subtransmisión Villas del Rey se ha detectado la flecha en un vano tiene acercamiento con un poste de 11 metros de una derivación trifásica, ubicado entre las Urbs. Tiara de la Joya y Esmeraldas de la Joya.

Existe la posibilidad de que cuando se ingrese mas carga en la S/E Villas del Rey, la flecha aumente y el acercamiento sea mayor, provocando descarga en el poste.

Sugiero que se realicen las gestiones para instalar un poste para elevar la Línea de Subtransmisión en dicho vano. Se adjuntan fotos.

Saludos cordiales



ING./ EC. FRANCISCO RODRIGUEZ VELIZ

INGENIERO - GLR

UNIDAD DE NEGOCIO GUAYAS LOS RÍOS

Empresa Eléctrica Pública Estratégica CNELEP

Dirección: Luis A. Raffo y Medardo Angel Silva,

Teléfono: 593 4 2811471 / ext. 208

UNIDAD GLR/ Durán - Ecuador

<https://www.cnelep.gob.ec>



Fig. 4.1: Reporte de novedad en Línea de Subtransmisión Quinto Guayas. Intercalación de poste

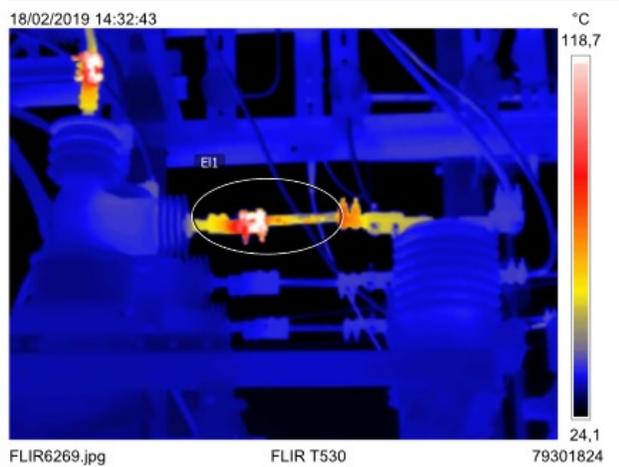


Fig. 4.2: Trabajo correctivo provisional por Falla en Línea de Subtransmisión Quinto Guayas por no ejecutar intercalación de poste

Referente a la Subestación Villa Club, con la inspección visual y termográfica, se determinaron novedades críticas, en especial en el elemento “puntos de interconexión de los equipos de medición” (transformadores de corriente), por lo que se han realizado ajustes y cambios de equipos. Con la aplicación del Plan Centrado en la Confiabilidad no se ha tenido fallas en la Subestación Villa Club por eventos originados en dicho subsistema como se muestra en la tabla 4.38.

En la figura 4.3 se muestra un reporte termográfico en un Equipo para Medición con una anomalía térmica en la Subestación Villa Club, el cual ya fue resuelto:

INFORME DE ANOMALIA TERMICA EN SE VILLA CLUB.



Medidas		°C
E1	Max	127,7
Parámetros		
Emisividad	0.95	
Temp. refl.	26 °C	
Geolocalización		
Localización	S 2° 2' 29,20", W 79° 53' 28,34"	
http://maps.google.com/?z=17&t=k&q=-2.0414,-79.8912		

Nota

SE Villa Club, salida del reconector Quarzo, anomalía de grado 2 en puente que va al transformador de corriente lateral A.

Fig. 4.3: Reporte de Novedad Termográfica en Subestación Villa Club

Tabla 4.39: Aplicación de Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Subestación Villa Club

ITEM	COMPONENTES CRITICOS		PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD				
	Subsistema	Elementos	ACTIVIDAD	PERIODO	ESTADO	FALLAS EN PERIODO ENERO - ABRIL 2019 ANTES APLICACIÓN PLAN	FALLAS EN PERIODO MAYO - AGOSTO 2019 DURANTE APLICACIÓN PLAN
2	Subestación	k. equipos e instrumentos de medición a 13.8 Y 69 KV	BALANCE DE ALIMENTADORES	MENSUAL	EN EJECUCION	2	0
			REAJUSTE DE COMPONENTES DE EQUIPOS MEDICION S/E	SEMESTRAL	EJECUTADO		
			INSPECCION VISUAL	MENSUAL	EJECUTADO		
			INSPECCION TERMOGRAFICA	MENSUAL	EJECUTADO		

Finalmente, en el Alimentador LA JOYA de la Subestación Villa Club luego de la Inspección Visual y termográfica, se programaron y ejecutaron varios correctivos de acuerdo con el Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Luego de la aplicación de este, no se han tenido eventos de falla en los componentes críticos originados en este subsistema como se muestra en la tabla 4.39.

Cabe indicar que en el periodo de enero a abril del 2019, el alimentador LA JOYA presentó cerca de 13 eventos de desconexión por fallas de los componentes críticos determinados en el presente trabajo. Luego de la aplicación del Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, no ha existido ningún evento de interrupción originado en este subsistema en los componentes críticos determinados. Lo indicado se muestra en la tabla 4.39.

Existen dos temas importantes que deben ser abordados, el primero es referente al Plan de Manejo Integral de la Vegetación, el cual es fundamental para la gestión del Mantenimiento de Empresas eléctricas de distribución, sin embargo, CNEL EP Unidad de Negocio Guayas – Los Ríos no posee uno, por lo cual se realizó un borrador de proyecto basado en la Norma ANSI A300 y se presentó a los directivos. Este Plan se encuentra en ejecución, y esta en una segunda etapa de difusión a los clientes. En la figura 4.4 se detalla la amplitud de la zona de despeje de vegetación planteada para las redes de distribución de bajo voltaje y alimentadores de medio voltaje.

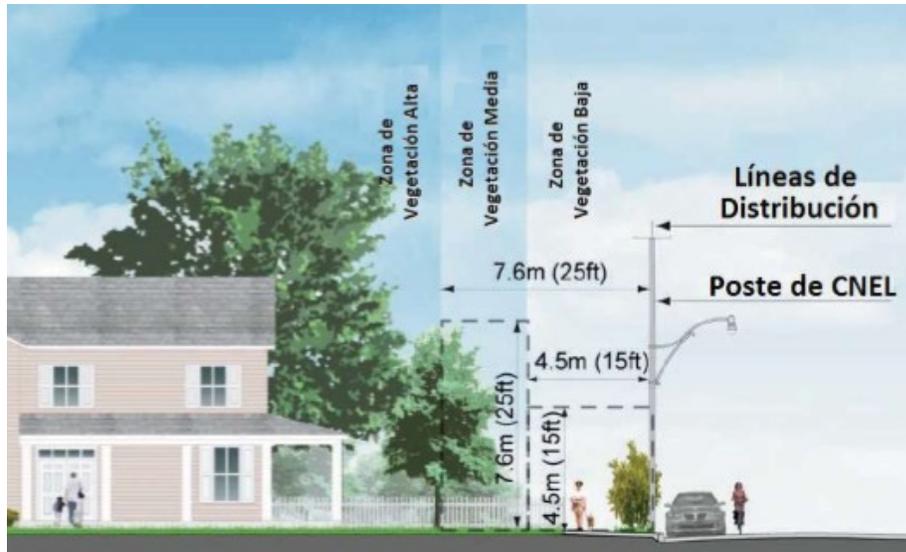


Fig. 4.4: Zona de despeje de Vegetación para línea trifásica de Medio Voltaje. Distrito Aurora – Vía Salitre

El otro tema es la instalación de indicadores de falla, el cual se ejecutó para tratar de ubicar fallas en el alimentador LA JOYA, cuya causa se desconocían. Para verificar la operación de estos equipos, los cuales son de propiedad de CNEL EP, se programó un periodo de prueba desde febrero del 2019 hasta abril del 2019.

Los indicadores de falla perciben el campo magnético producido por la corriente que fluye a través del conductor. Si el flujo de corriente excede la capacidad nominal de disparo del indicador, el indicador de falla se dispara, indicando una falla.

Los indicadores de falla instalados son de la marca SEL-AR360, los cuales tienen la capacidad de que se auto-ajustan automáticamente a la corriente normal que circule por el conductor. En las figuras desde la 4.5 hasta la 4.9 se muestra las características de los indicadores de falla.



Fig. 4.5: Modo de Instalación de indicador de falla SEL-AR360



Fig. 4.6: Fecha de Fabricación de Indicadores instalados, tercer trimestre del 2017.



Fig. 4.7: Tiempo de reseteo automático de indicador en caso de falla permanente: 8 horas. Tiempo de reseteo automático en caso de falla temporal: 24 horas.



**Fig. 4.8: Tipo de señal luminosa encendida en el indicador cuando
sensa una falla permanente.**



**Fig. 4.9: Tipo de señal luminosa encendida en el indicador cuando
sensa una falla temporal.**

CNEL EP solo contaba con 12 equipos indicadores de falla, por lo que fue necesario optimizar la ubicación de estos. Para esta optimización se consideró dividir el alimentador en 4 secciones de acuerdo con la topología del alimentador y el número de novedades detectada en cada sección mediante la inspección visual ejecutada. El esquema de esta instalación se muestra en la figura 4.10:

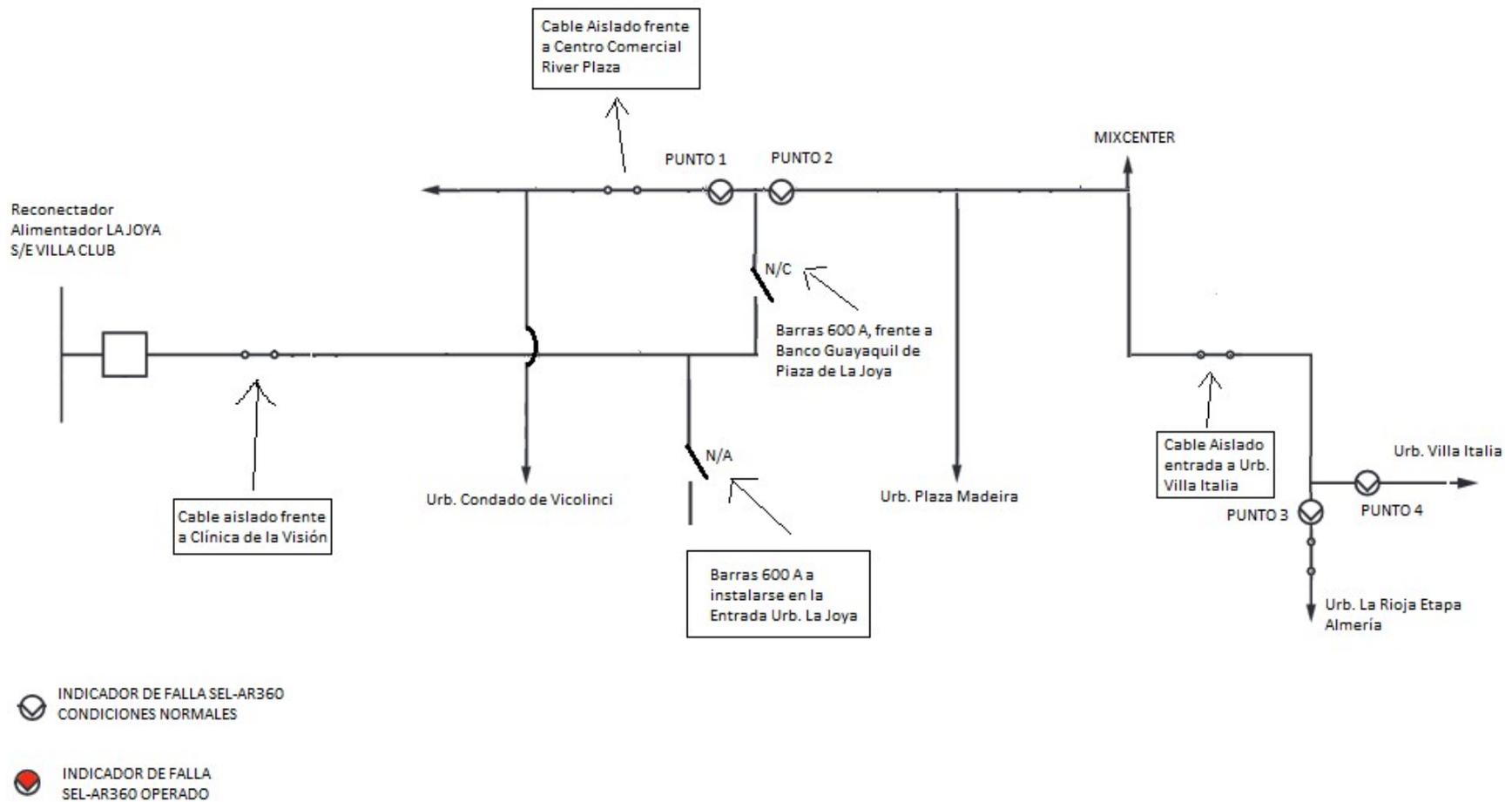


Fig. 4.10: Esquema de Instalación de indicadores de Falla en Alimentador LA JOYA de S/E VILLA CLUB

Durante este periodo de prueba, se logró demostrar el funcionamiento correcto de estos equipos, puesto que se tuvieron fallas en el alimentador LA JOYA que lograron ser ubicadas y que coincidían con el dato proporcionado por los indicadores.

Entre las novedades detectadas con el uso de los indicadores de falla, se determinó que eventos de fallas originados en ramales monofásicos de medio voltaje del alimentador, producían la apertura del reconector de cabecera del alimentador LA JOYA, ante lo cual se solicitó al departamento de Protecciones se realice la revisión del ajuste de este equipo y de la coordinación Reconector-Fusible.

Otro evento que se detectó es que la carga de este alimentador pasa de 5 MW, lo que significa que hay momentos del día en que las corrientes por fase sobrepasan los 200 A, sin embargo, se detectó que había equipos de seccionamiento tipo portafusible en la troncal del alimentador con capacidad nominal menor a la corriente circulante, ocasionando que se provoquen aperturas del alimentador por sobrecarga de dichos equipos. La solución tomada fue reemplazar estos equipos por equipos de seccionamiento tipo barra que soportan corrientes de circulación de hasta 600 A.

Estas fallas en un futuro pueden ser ingresadas en la base estadística que sirve para generar el Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad y determinar nuevas actividades de mantenimiento que permitan mejorar los índices de confiabilidad.

Tabla 4.40: Aplicación de Plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Alimentador La Joya

ITEM	COMPONENTES CRITICOS		PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD				
	Subsistema	Elementos	ACTIVIDAD	PERIODO	ESTADO	FALLAS EN PERIODO ENERO - ABRIL 2019 ANTES APLICACIÓN PLAN	FALLAS EN PERIODO MAYO - AGOSTO 2019 DURANTE APLICACIÓN PLAN
5	Alimentadores	f. Conductor	CAMBIO DE AISLADORES POR OTROS DE MAYOR NIVEL DE VOLTAJE	MENSUAL	EJECUTADO	2	0
6	Alimentadores	i. Pararrayos	REUBICACION DE PARARRAYOS A LADO DE CARGA DEL CLIENTE	MENSUAL	EN EJECUCION	1	0
7	Alimentadores	f. Conductor	REAJUSTE DE CONECTORES EN PUENTES	MENSUAL	EN EJECUCION	3	0
8	Alimentadores	f. Conductor	APLICACIÓN DE PLAN DE MANEJO INTEGRAL DE VEGETACION	MENSUAL	EN EJECUCION	2	0
9	Alimentadores	h. Equipos de seccionamiento y protección	REAJUSTE DE TERMINALES DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION	MENSUAL	EN EJECUCION	2	0
10	Alimentadores	Desconocido	INSTALACION DE EQUIPOS DE RECONEXION A MITAD DE ALIMENTADOR	MENSUAL	EN EJECUCION	3	0
			INSTALACION DE EQUIPOS INDICADORES DE FALLA EN ALIMENTADOR	BIMENSUAL	EJECUTADO		

4.6.2 Resultados de Aplicación de Plan de mantenimiento para el Sistema de Distribución eléctrico del distrito Aurora Vía Salitre Centrado en la Confiabilidad

Con el plan piloto aplicado a la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas, la Subestación Villa Club y el Alimentador La Joya desde el mes de mayo del 2019, se tienen los siguientes resultados:

Tabla 4.41: Índices de Confiabilidad luego de aplicación de PLAN RCM. Tiempo de Interrupción

Subsistema	Tiempo de Interrupción 2018 (horas/año)	Tiempo de Interrupción 2019 luego aplicación PLAN RCM (horas/año)
L ST QUINTO GUAYAS	4,566667	0,650000
S/E VILLA CLUB	5,033333	0,650000
AL. LA JOYA	5,200000	0,650000

Tabla 4.42: Índices de Confiabilidad luego de aplicación de PLAN RCM. Tasa de falla

Subsistema	Tasa de Falla 2018 (eventos/año)	Tasa de Falla 2019 luego aplicación PLAN RCM (eventos/año)
L ST QUINTO GUAYAS	0,000460	0,000114164
S/E VILLA CLUB	0,000690	0,000114164
AL. LA JOYA	0,001495	0,000114164

Tabla 4.43: Índices de Confiabilidad luego de aplicación de PLAN RCM. Energía No Suministrada

Subsistema	Energía no Suministrada ENS 2018 (kWh)	Energía no Suministrada ENS 2019 luego aplicación PLAN RCM (kWh)
L ST QUINTO GUAYAS	153.891,67	19.200,00
S/E VILLA CLUB	48.746,67	12.000,00
AL. LA JOYA	12.888,33	3.600,00

Tabla 4.44: Indicadores de confiabilidad determinado luego de aplicación PLAN RCM

Subsistema: Línea de Subtransmisión, Subestación y / o Alimentador	Elemento	Tiempo de Interrupción (horas/año)	Tasa de falla por elemento (eventos/año)
Línea Subtransmisión	Conductor	0,65	0,000114164

Se determina finalmente que con la Aplicación del Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad se ha mejorado los índices de confiabilidad de la línea de Subtransmisión Quinto Guayas, de la subestación Villa Club y del alimentador La Joya, en comparación con el año 2018.

Conclusiones

5. Conclusiones

Luego de realizar diversos estudios para determinar la condición operativa del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre en el capítulo II y de sentar las bases para la implementación de la técnica RCM a través de la determinación de parámetros de confiabilidad de dicho sistema dentro del capítulo III, y la determinación de los componentes críticos del sistema, la elección de la estrategia óptima para el Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad y los resultados de la aplicación de este en el capítulo IV, se ha llegado a las siguientes conclusiones:

1. Se determinan que los elementos del Sistema Eléctrico que presentan fallas con mayor frecuencia, y con mayores tiempos de interrupción pertenecen al alimentador COSMOS Y LA JOYA y a la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas respectivamente.
2. Se determinó que el nivel de desarrollo de la empresa analizada respecto al Mantenimiento está enfocado hacia las acciones de mantenimiento correctivo, no teniendo una táctica o estrategia determinada para organizar las actividades de un plan anual de mantenimiento.
3. Con el fin de establecer las bases para aplicar la metodología RCM, se realizó el análisis de la situación actual del Sistema Eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre. En el estudio de Caída de Voltaje se determinó que que los niveles de caída de voltaje en el equipo Principal de Medio Voltaje de la Subestación Villa Club y de sus alimentadores asociados cumplieran con los rangos de variación de voltaje establecidos en la regulación CONELEC 004/01 vigente hasta diciembre del 2018 que eran del $\pm 8\%$ respecto del voltaje de servicio. Respecto a la nueva

regulación ARCONEL 005/18, vigente a partir del año 2019, los límites de caída de voltaje son de $\pm 6\%$ por lo que el alimentador QUARZO no cumpliría con los niveles de caída de voltaje vigentes en esta regulación.

4. En el estudio de balance de alimentadores, se determinó que existen desbalances de corrientes en los alimentadores LA JOYA, VILLAS DEL REY y COSMOS de 14,10%, 12,02% y 24,07% respectivamente, valores que superan el límite establecido en la regulación NEMA MG-1 que es del 10%. Para corregir este desbalance, se requiere realizar una redistribución de carga entre fases de dichos alimentadores, pero considerando el efecto que puede tener esta actividad en el balance del principal de la Subestación VILLA CLUB.
5. En el análisis de la situación del esquema de protecciones, se determinó que los equipos de protecciones actualmente instalados, soportan las corrientes de cortocircuito asimétricas calculadas, cuyo mayor valor fue de 9.676 A en las barras de 13.8 KV del principal de la Subestación VILLA CLUB. De igual manera, se determinó que la coordinación de protecciones Reconectador -Fusible en los alimentadores es correcta.
6. En el análisis de las cargas y consumidores del Sistema Eléctrico, se determinó que todos los alimentadores de la Subestación Villa Club son de alta densidad, de acuerdo con la regulación ARCONEL 005/18, lo que significa que son de alta concentración urbana.
7. En el análisis estadístico de las Interrupciones de servicio en el distrito Aurora Vía Salitre durante el 2018, se determinó que se tuvieron 34 eventos que provocaron interrupciones de servicio de duración menor o igual a tres minutos y 24 eventos que provocaron interrupciones de duración mayor a tres minutos. El alimentador que más fallas presentó fue el alimentador COSMOS de la Subestación VILLA CLUB con 16 eventos.

8. Para el Sistema Eléctrico del Distrito Aurora Vía Salitre, se determinó que el mayor costo de interrupción de Servicio en el año 2018 se ha presentado en la Línea de Subtransmisión Quinto Guayas, con un monto de USD \$254.882,33. En la siguiente tabla se muestran los costos de interrupción en el año 2018 calculados para cada subsistema del Distrito Aurora Vía Salitre.

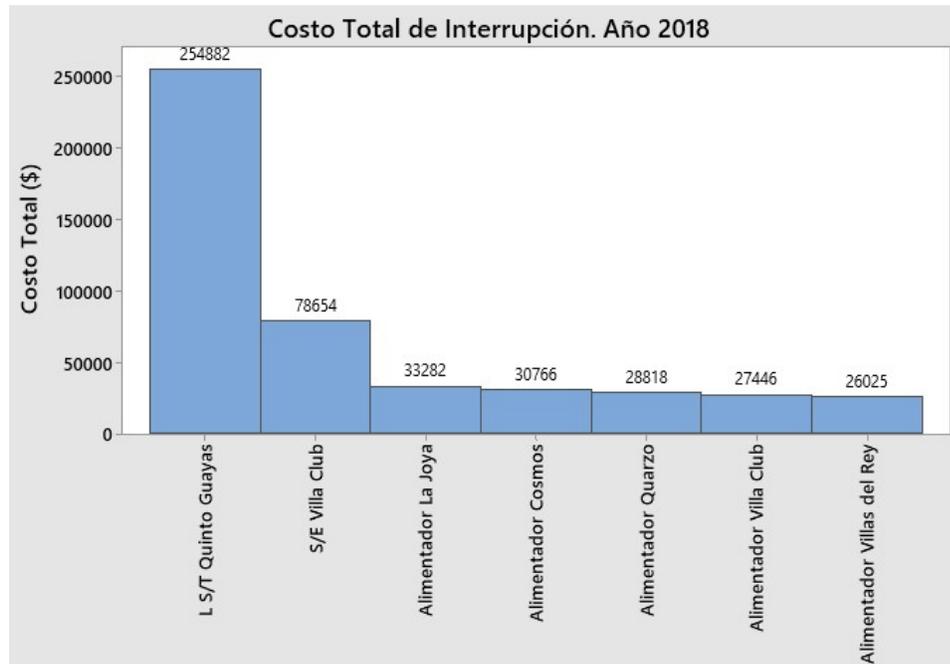


Fig. 5.1: Costos de Interrupción en Distrito Aurora Vía Salitre. Año 2018

9. Mediante la metodología RCM, de acuerdo con el análisis de los costos de interrupción en el año 2018, se determinó un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para focalizar las actividades de mantenimiento con el fin de corregir las causas de las fallas mas frecuentes y costosas. El plan de mantenimiento Centrado en la Confiabilidad que se determinó para el Distrito Aurora Vía Salitre es el siguiente:

**Tabla 5.1_a: Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad Distrito
Aurora – Vía Salitre. Año 2018**

PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD		
CODIGO	ACTIVIDAD	MONTO (\$)
MPREV001	REFORMAZAMIENTO DE CONDUCTOR EN TRAMO AFECTADO	53.072,55
MPREC001	INSPECCION VISUAL	98.662,85
MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	98.662,85
MPREV002	BALANCE DE ALIMENTADORES	3.452,00
MPREV003	REAJUSTE DE COMPONENTES DE EQUIPOS MEDICION S/E	232,62
MPREC001	INSPECCION VISUAL	257,40
MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	257,40
MMOD004	ELEVACION DE LINEA CON CAMBIO DE ESTRUCTURA	6.000,00
MMOD005	INTERCALACION DE POSTE PARA LST	8.000,00
MPREC001	INSPECCION VISUAL	171,60
MPREC002	INSPECCION TERMOGRAFICA	171,60
MPREV005	REAJUSTE DE COMPONENTES DE EQUIPO LST	465,24
MMOD009	CAMBIO DE AISLADORES POR OTROS DE MAYOR NIVEL DE VOLTAJE	2.969,00
MMOD010	REUBICACION DE PARARRAYOS A LADO DE CARGA DEL CLIENTE	517,80
MPREV006	REAJUSTE DE CONECTORES EN PUENTES	1.600,00
MMOD012	APLICACIÓN DE PLAN DE MANEJO INTEGRAL DE VEGETACION	100,00
MPREV008	REAJUSTE DE TERMINALES DE EQUIPOS DE SECCIONAMIENTO Y PROTECCION	258,90

Tabla 5.1_b: Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad Distrito Aurora – Vía Salitre. Año 2018

PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD		
CODIGO	ACTIVIDAD	MONTO (\$)
MMOD014	INSTALACION DE EQUIPOS DE RECONEXION A MITAD DE ALIMENTADOR	300,00
MMOD015	INSTALACION DE EQUIPOS INDICADORES DE FALLA EN ALIMENTADOR	300,00
	TOTAL	275.451,81

10. Finalmente, en la aplicación del plan obtenido en la línea de Subtransmisión Quinto Guayas, la Subestación VILLA CLUB y el Alimentador La Joya, se lograron los resultados esperados de mejora de los índices de confiabilidad propuestos. A continuación se muestra un análisis comparativo del valor de la Energía No Suministrada calculada en el año 2018 versus el valor de Energía No Suministrada calculada luego de la aplicación del Plan Centrado en la Confiabilidad.

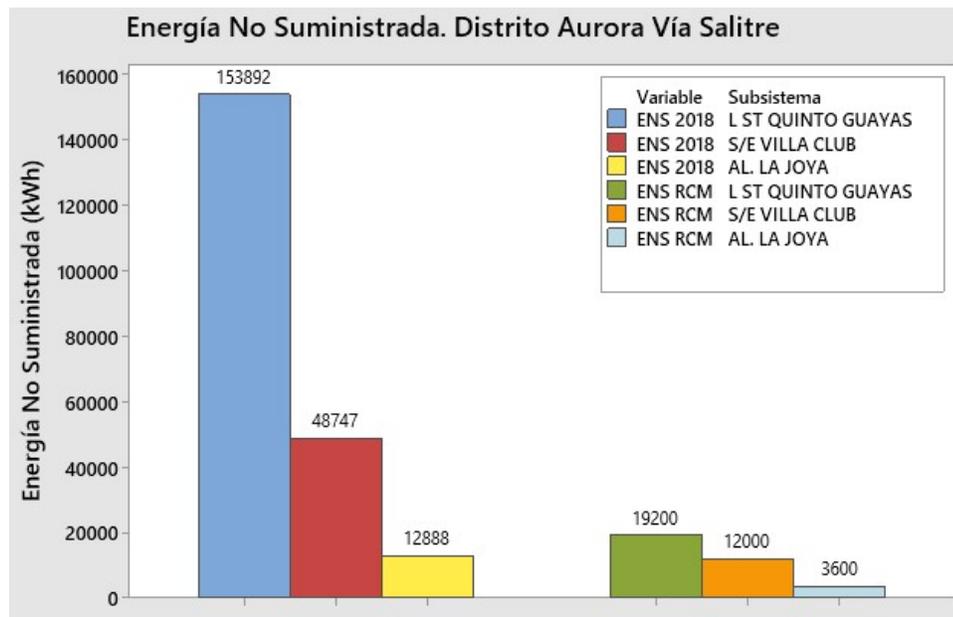


Fig. 5.2: Comparación de ENS Año 2018 y ENS luego de aplicación del Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad

Recomendaciones

6. Recomendaciones

1. Se recomienda mejorar el procedimiento de registro de fallos en el sistema para tener una base histórica completa y clasificada de los eventos de falla y las actividades de mantenimiento ejecutadas para recuperar la funcionalidad de los componentes del sistema con la finalidad de establecer de manera más precisa parámetros de confiabilidad tales como tasas de falla, tiempos de interrupción, costos de interrupción, entre otros.
2. Se recomienda continuar con procesos de automatización del Sistema de Distribución eléctrico, con el fin de que se pueda disminuir la zona de interrupción del servicio cuando se tienen fallas en el sistema.
3. Se recomienda establecer una estrategia de Mantenimiento como la obtenida en el presente trabajo, para todo el Sistema de distribución de la empresa estudiada.
4. Se recomienda ejecutar estudios para determinar los costos de interrupción del servicio desde el punto de vista del cliente, con el fin ajustar los costos de interrupción totales que se originan cuando existen fallas en alimentadores de distribución.

BIBLIOGRAFÍA

[1] Mora, Luis Alberto; (2012). Mantenimiento: Planeación, ejecución y control (Quinta Edición). México, Editorial Alfaomega.

[2] Payman Dehghanian; Mahmud Fotuhi-Firuzabad; Farrokh Aminifar; Roy Billinton; “A Comprehensive Scheme for Reliability Centered Maintenance in Power Distribution Systems—Part I: Methodology”; IEEE; Transactions on Power Delivery (Volume: 28 , Issue: 2); 2013.

[3] Payman Dehghanian; Mahmud Fotuhi-Firuzabad; Farrokh Aminifar; Roy Billinton; “A Comprehensive Scheme for Reliability-Centered Maintenance in Power Distribution Systems—Part II: Numerical Analysis”; IEEE; Transactions on Power Delivery (Volume: 28 , Issue: 2); 2013.

[4] W. Pobporn, O. Noohawm, and D. Rerkpreedapong; “Reliability Centered Maintenance (RCM) Implementation on PEA Power Distribution Systems: A Case Study of Bang-Pa-In Branch Office”; GMSARN International Journal 8 pag. 41 – 46, 2014.

[5] P. Teansri, R. Bhasaputra, W. Pattaraprakorn, and P. Bhasaputra; “Outage Cost of Industries in Thailand by Considering Thailand Standard Industrial Classification”; GMSARN International Journal 4 pag. 37 – 48, 2010.

[6] Arreaga Mass, Aldo; “EVALUACION DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELECTRICOS DE DISTRIBUCION”; Pontificia Universidad Católica de Chile; 1994.