

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE  
CADAFE PARA LA CIUDAD DE SAN CARLOS, ESTADO  
COJEDES PERÍODO 2009-2019**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Br. Maryant C., Guerrero G.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2010

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CADAFE  
PARA LA CIUDAD DE SAN CARLOS, ESTADO COJEDES PERÍODO  
2009-2019**

Prof. Guía: Ing. Vanessa Carlson  
Tutor Industrial: Ing. Eduardo Jiménez

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
por la Br. Guerrero G., Maryant C.  
para optar al título de  
Ingeniero Electricista.

Caracas, 2008

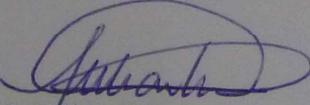
## CONSTANCIA DE APROBACIÓN

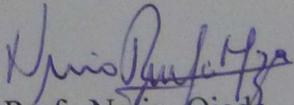
Caracas, 25 de mayo de 2011

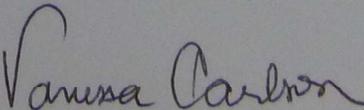
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por la Bachiller Maryant C., Guerrero G., titulado:

### “PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CADAFE PARA LA CIUDAD DE SAN CARLOS, ESTADO COJEDES”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

  
Prof. Julián Pérez  
Jurado

  
Prof. Nerio Ojeda  
Jurado

  
Prof. Vanessa Carlson  
Prof. Guía

## **DEDICATORIA**

A Mis Padres María Guerra, Zoraida Guerra y Pedro Guerrero. A mis hermanos Gabriel, Javier, Lenslymar y a mi sobrinita Ana Sofía los quiero mucho, gracias por estar siempre a mi cuidado y disposición.

A mi perrita traviesa, que siempre alegraba mis días.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Díos por poner siempre en mi camino a personas extraordinarias que me orienten y ayuden cuando los necesito.

A mis tutores el Ing. Eduardo Jiménez y la Ing. Vanessa Carlson.

A mi familia, en especial a mis tías América y Nancy, son unos ángeles guardianes ¡las quiero mucho!

A mis amigos Carmen Duque, Karina Sane, Frank Blanco, Alexis Marcano, Daniel Lemoine, Douglas Peña, Yan Yan Liu Sien, Daniella Mederos, Gabriel Peroza, Daniel Rengifo, Ramiro Ortega, Renee Quintero, Leonel Silva, María Cristina Cabeza, Vicente López, Víctor Urbina y muy especialmente a Luis Miguel Yépez por su apoyo y cariño ¡gracias!, ¡los quiero!

A la ingeniera Sugey Jiménez, al departamento de planificación distribución 115kV de CADAPE por su compañía, ayuda y apoyo especialmente a los ingenieros Andrés Velazco, Digna Bolívar, Juan Parra, Edilberto Tobito, Tibisay Álvarez, Anthony Vargas, Luis Suárez y Zuly Hurtado. También a la gerencia de gestión ambiental a Javier Eduardo Blanco, Joan Cuevas, Mayernu Aponte y Lizbeth Materano por hacer muy grata mi estadía y animarme cada día.

**Guerrero G., Maryant C.**

**PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CADAFE  
PARA LA CIUDAD DE SAN CARLOS, ESTADO COJEDES.**

**Prof. Guía: Ing. Vanessa Carlson. Tutor industrial: Ing. Eduardo Jiménez. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción Potencia. Institución: C.A. De Administración y Fomento Eléctrico Nacional (CADAFE). 2010. 174h.+ anexos.**

**Palabras Claves:** Distribución de energía eléctrica; Subestaciones; Circuitos eléctricos de distribución; Planificación - Distribución; PADEE.

**Resumen:** El presente trabajo consiste en planificar el sistema eléctrico de distribución para la ciudad de San Carlos, período 2009-2019, se inicia con la definición y delimitación del área de interés a estudiar, a la cual se le realizará el análisis del sistema de distribución de energía eléctrica existente en la ciudad para el año 2009, a fin de diagnosticar sus condiciones operativas y tomar las acciones correctivas a que hubiese lugar para brindar a los usuarios de CADAFE un servicio con calidad y confiabilidad, a esta fase se le denomina Análisis de Sistema Presente. Continúa con la predicción de demanda de potencia del área, fundamental para planificar a corto (5 años), mediano(10 años) y largo plazo (20 años) que permitirá realizar la expansión adecuada del equipamiento y redes de distribución de manera ordenada, determinando por anticipado la ubicación y dimensionamiento de nuevas subestaciones, así como la extensión de las redes existentes y creación de nuevos circuitos, adecuados para cubrir la demanda estimada con diseños adecuados que satisfagan los requerimientos de calidad y confiabilidad, aprovechando al máximo las redes existentes. Por último se indica un plan de inversiones económicas obtenido como resultado de este estudio.

## ÍNDICE GENERAL

<b>CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....</b>	<b>III</b>
<b>DEDICATORIA .....</b>	<b>IV</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>V</b>
<b>Resumen .....</b>	<b>VI</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>XII</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>XV</b>
<b>LISTA DE GRÁFICOS .....</b>	<b>XVII</b>
<b>SIGLAS .....</b>	<b>XIX</b>
<b>SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS .....</b>	<b>XX</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I .....</b>	<b>2</b>
1 GENERALIDADES .....	2
1.1 Planteamiento del problema .....	2
1.2 Objetivos.....	3
1.2.1 Objetivo General .....	3
1.2.2 Objetivos Específicos .....	3
1.3 Justificación .....	3
1.4 Antecedentes .....	4
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>6</b>
2 BASES TEÓRICAS.....	6
2.1 Definición del Sistema Eléctrico de potencia .....	6
2.1.1 Sistema eléctrico de generación: .....	6

2.1.2 Sistema eléctrico de transmisión: .....	6
2.1.3 Sistema eléctrico de subtransmisión:.....	6
2.1.4 Sistema eléctrico de distribución:.....	6
2.2 Modelación de un sistema eléctrico de distribución .....	7
2.2.1 Topología .....	7
2.2.2 Definición de microáreas en la zona bajo estudio .....	8
2.2.3 Definición de la matriz geográfica .....	8
2.2.4 Definición de centro de carga .....	9
2.3 Conceptos básicos .....	10
2.3.1 Tasa de crecimiento promedio .....	10
2.3.2 Curva de carga y curva de variación horaria.....	11
2.3.3 Error estándar en la estimación .....	12
2.3.4 Estimado de costos .....	13
2.3.5 Método de promedios móviles .....	13
2.4 Criterios a utilizar para el análisis del sistema de distribución.....	15
i. Criterios de Calidad de Servicio .....	16
ii. Criterios de Flexibilidad de Servicio.....	18
iii. Criterios de Continuidad de Servicio .....	24
iv. Criterios de diseño.....	26
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>31</b>
3. MARCO METODOLÓGICO .....	31
3.1 Definición y delimitación del área general en estudio .....	31
3.2 Recopilación de información .....	32
i. Suavización de la historia de demanda .....	33
3.3 Actualización del sistema presente .....	34
3.4 Criterios a utilizar para el análisis del sistema de distribución.....	34
3.5 Análisis del sistema presente en el área en estudio.....	34

Análisis de continuidad de servicio .....	34
• Análisis de continuidad del servicio.....	35
• Análisis de calidad de servicio.....	35
• Análisis de flexibilidad de Servicio .....	35
3.6 Predicciones de demanda en el área en estudio .....	35
i. Definición del uso de las parcelas del área de interés (zonificaciones) .....	36
ii. Determinación de los factores de carga y potencia por zonificación.....	37
iii. Obtención de la matriz geográfica de carga y selección de áreas vacantes. .	37
iv. Obtención de la matriz geográfica de saturación. ....	41
v. Procedimiento de la predicción de demanda. ....	42
vi. Inclusión de solicitudes de factibilidad de servicio.....	46
3.7 Planificación del sistema eléctrico de distribución a mediano y largo plazo ...	47
i. Dimensionamiento de subestaciones urbanas.....	47
ii. Ubicación de subestaciones de distribución .....	49
iii. Planteamiento de alternativas de expansión .....	51
iv. Evaluación técnica de las alternativas planteadas.....	53
3.8 Planificación del sistema eléctrico de distribución a corto plazo .....	55
i. Criterios utilizados para la planificación a Corto plazo .....	56
3.9 Creación del plan maestro de expansión del sistema eléctrico de distribución	58
i. Evaluación económica de las alternativas planteadas.....	58
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>60</b>
4. ANALISIS DEL SISTEMA PRESENTE.....	60
4.1 Descripción y Delimitación del Área de Estudio.....	60
4.2 Descripción del sistema Eléctrico de Subtransmisión.....	61
4.3 Descripción del Sistema Eléctrico de Distribución de CORPOELEC dentro del Área en estudio .....	64
4.4 Análisis de Calidad de Servicio .....	70

4.5 Análisis de la Continuidad de Servicio .....	76
4.6 Análisis de la Flexibilidad del Sistema .....	76
i. Puntos de seccionamiento.....	77
4.7 Soluciones al Sistema Presente .....	79
4.8 Resultados del análisis presente corregido .....	84
4.9 Condición de emergencia .....	84
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>94</b>
5. PREDICCIÓN DE DEMANDA EN EL ÁREA DE ESTUDIO .....	94
5.1 Pronóstico de demanda.....	94
5.2 Determinación del uso de la tierra .....	95
5.3 Determinación de los factores de carga y potencia por zonificación.....	99
5.4 Obtención de la Matriz geográfica de carga .....	100
5.5 Obtención de la matriz geográfica de Saturación .....	106
5.6 Inclusión de solicitudes de factibilidad de servicio.....	108
<b>CAPÍTULO VI.....</b>	<b>110</b>
6. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A MEDIANO Y LARGO PLAZO .....	110
6.1 Dimensionamiento de subestaciones.....	111
i. Casos base:.....	112
ii. Saturación .....	112
6.2 Ubicación de subestaciones .....	114
i. Largo plazo .....	114
ii. Mediano plazo.....	118
iii. Corto plazo.....	119

<b>CAPÍTULO VII</b> .....	<b>125</b>
7. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A CORTO PLAZO .....	125
7.1 Operación normal.....	127
7.2 Operación en emergencia .....	129
<b>CAPÍTULO VIII</b> .....	<b>149</b>
8. PLANES DE EXPANSIÓN Y DE INVERSIONES .....	149
8.1 Costos del sistema presente.....	149
8.2 Costo a mediano plazo .....	151
Propuesta 1 .....	152
Propuesta 2 .....	154
8.3 Costo a corto plazo .....	155
<b>CONCLUSIONES</b> .....	<b>158</b>
<b>RECOMENDACIONES</b> .....	<b>159</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS</b> .....	<b>160</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>162</b>
<b>GLOSARIO</b> .....	<b>168</b>
<b>MATRICES GEOGRÁFICAS</b> .....	<b>174</b>
<b>ANEXOS</b> .....	<b>174</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1: Promedio móvil de cinco periodos.....	15
Tabla 2.2: Máximas caídas de tensión a nivel de subtransmisión y distribución primaria .....	17
Tabla 2.3: Valores límites admitidos para usuarios en baja tensión.....	26
Tabla 2.4: Capacidades de subestaciones normalizadas .....	26
Tabla 2.5: Calibres de conductores para redes primarias.....	27
Tabla 2.6: Calibres de conductores para redes secundarias .....	28
Tabla 2.7: Calibre de conductores en función de la demanda.....	28
Tabla 2.8: Capacidad térmica de conductores ARVIDAL en Líneas Aéreas .....	29
Tabla 2.9: Nivel de consumo en función del consumo promedio .....	30
Tabla 2.10: Grupos homogéneos de poblaciones en función del consumo promedio (CP) en kWh/suscriptor.....	30
Tabla 4.1: Poblaciones Servidas por circuitos que componen la red de distribución en 13,8 kV de estudio. ....	65
Tabla 4.2: Información base de circuitos y subestaciones .....	68
Tabla 4.3: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV para el sistema presente ...	69
Tabla 4.4: Interconexiones existentes entre circuitos del área de estudio .....	78
Tabla 4.5.a: Ajustes por circuitos .....	86
Tabla 4.5.b: Ajustes por circuitos .....	87
Tabla 4.5.c: Ajustes por circuitos .....	88
Tabla 4.5.d: Ajustes por circuitos .....	89
Tabla 4.6: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV para el sistema presente con ajustes inmediatos .....	90
Tabla 4.7: Interconexiones de circuitos existentes después de ajustes inmediatos ...	91
Tabla 4.8: Condición de emergencia en circuitos de 13,8 kV de la subestación San Carlos .....	92

Tabla 4.9: Condición de emergencia en circuitos de 13,8 kV de las subestaciones Tinaco y Zona Industrial .....	93
Tabla 5.1: Valores promedio por circuito S/E San Carlos .....	94
Tabla 5.2: Valores promedio por circuito S/Es zona industrial y tinaco .....	95
Tabla 5.3: Clasificación de las zonificaciones del plan de ordenamiento de la ciudad de San Carlos .....	97
Tabla 5.4: Clasificación de las zonificaciones del plan de ordenamiento de la ciudad de Tinaco .....	98
Tabla 5.5: Asignación del Factor de Carga y potencia .....	100
Tabla 5.6: Densidad poblacional por zonificación residencial.....	101
Tabla 5.7: Datos por oficina comercial año 2009.....	103
Tabla 6.1.: Casos base.....	113
Tabla 6.2: Visualización de distribución de carga año de saturación.....	114
Tabla 6.3: Carga promedio por circuito caso base .....	115
Tabla 6.4: Movimiento del centro de carga caso base .....	115
Tabla 6.5.a: Alternativa 1, año 2029. Largo plazo .....	116
Tabla 6.5.b: Alternativa 2, año 2029. Largo plazo .....	117
Tabla 6.6.a: Alternativa 1, año 2024. Largo plazo .....	118
Tabla 6.6.b: Alternativa 2, año 2024. Largo plazo .....	118
Tabla 6.7.a: Alternativa 1, año 2019. Mediano plazo.....	119
Tabla 6.7.b: Alternativa 2, año 2019. Mediano plazo.....	119
Tabla 6.8.a: Alternativa 1 año 2014. Corto plazo.....	120
Tabla 6.8.b: Alternativa 2 año 2014. Corto plazo .....	120
Tabla 6.9: Movimiento del centro de carga Alternativa 1 .....	123
Tabla 6.10: Movimiento del centro de carga Alternativa 2 .....	123
Tabla 6.11: Carga promedio por circuito Alternativa 1 .....	124
Tabla 6.12: Carga promedio por circuito Alternativa 2.....	124
Tabla 7.1: Selección de curva de tendencia para circuitos.....	125
Tabla 7.2: Transferencias en porcentaje de carga de las demandas por circuitos en la proyección de demanda.....	126

Tabla 7.3: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV para el primer año de proyección .....	131
Tabla 7.4.a: Ajustes por circuitos del primer año de proyección .....	132
Tabla 7.4.b: Ajustes por circuitos del primer año de proyección .....	133
Tabla 7.4.c: Ajustes por circuitos del primer año de proyección .....	134
Tabla 7.4.e: Ajustes por circuitos del primer año de proyección .....	136
Tabla 7.5: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV con ajustes para el primer año de proyección .....	137
Tabla 7.6: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV para el segundo año de proyección .....	141
Tabla 7.7.a: Ajustes por circuitos .....	142
Tabla 7.7.b: Ajustes por circuitos .....	143
Tabla 7.8: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV con ajustes para el primer año de proyección .....	144
Tabla 7.9.a: Condición de emergencia en circuitos de 13,8 kV de la subestación San Carlos .....	145
Tabla 7.9.b: Condición de emergencia en circuitos de 13,8 kV de la subestación Tinaco.....	146
Tabla 7.10: Interconexiones existentes entre circuitos del área de estudio.....	148
Tabla 8.1: Costos aproximados de equipos y montajes .....	149
Tabla 8.2: Inversiones del sistema presente por circuitos en el área de estudio .....	150
Tabla 8.3: Inversiones del sistema presente por subestaciones en el área de estudio.....	151
Tabla 8.4: Inversiones en circuitos fuera del área de estudio.....	151
Tabla 8.5: Obras a mediano plazo de la propuesta 1 en el área de estudio .....	152
Tabla 8.6: Inversiones a mediano plazo de la propuesta 1 en el área de estudio .....	153
Tabla 8.7: Obras a mediano plazo de la propuesta 2 en el área de estudio .....	154
Tabla 8.8: Inversiones a mediano plazo de la propuesta 1 en el área de estudio .....	155
Tabla 8.9.a: Inversiones del sistema al primer año de proyección .....	156
Tabla 8.9.b: Inversiones del sistema al primer año de proyección.....	157
Tabla 8.10: Inversiones del sistema al segundo año de proyección .....	157

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Microáreas irregulares.....	8
Figura 2.2: Microáreas regulares.....	8
Figura 2.3: Identificación de la matriz geográfica.....	9
Figura 2.4: Error estándar de estimación .....	12
Figura 3.1: Esquema de la metodología de trabajo.....	32
Figura 3.2: Medición área por zonificación de una cuadrícula. ....	37
Figura 3.3: Esquema de pasos para la obtención de la matriz geográfica de carga de las zonificaciones residenciales. ....	38
Figura 3.4: Esquema de pasos para la obtención de las matrices geográficas de carga de las zonificaciones comerciales e industriales.....	40
Figura 3.5: Curva tipo “S” .....	41
Figura 3.6: Ilustración del procedimiento de ajuste por subáreas. ....	43
Figura: 3.7: Inferencia en áreas vacantes .....	46
Figura 3.8: Crecimiento de subestaciones.....	49
Figura 3.9: Ejemplo de ubicación de subestaciones y centros de carga de áreas de influencias en microáreas de demanda en kW .....	51
Figura 3.10: Ubicación de subestaciones con centros de carga fuera del área de influencia. ....	51
Figura 3.11: Ejemplo de configuraciones del sistema de capacidad en MVA de tres subestaciones en corto y mediano plazo. ....	52
Figura 3.12: Flujograma de evaluación de esquemas de alimentación a mediano plazo .....	53
Figura 4.1: Distribución Poblacional por municipio del estado Cojedes.....	61
Figura 4.2: Delimitación de la zona y circuitos del Estudio a través de una poligonal .....	63
Figura 4.3: Atlas Eléctrico del Sistema Geográfico de Cojedes .....	64
Figura 4.4: Diagrama Unifilar estado Cojedes .....	67

Figura 4.5.a: Configuración actual circuito terminal.....	81
Figura 4.5.b: Configuración propuesta circuito terminal.....	81
Figura 4.6.a: Configuración actual circuito Mapuey.....	83
Figura 4.6.b: Configuración propuesta circuito Mapuey.....	83
Figura 5.1: Planes de ordenamiento urbano dentro de la poligonal de estudio.....	96
Figura 5.2: Cambio de uso de la tierra al este de San Carlos.....	99
Figura 5.3: Ruta de construcción del Ferrocarril Roberto Vargas.....	106
Figura 5.4: Crecimiento urbano de San Calos en función del relieve. ....	107
Figura 6.1: Relieve de San Carlos fuente: Google Earth 2009.....	111

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 2.1: Ejemplo de curva de carga.....	11
Gráfico 4.1: Porcentaje de carga en circuitos 13,8 kV, S/E San Carlos .....	70
Gráfico 4.2: Porcentaje de caída de tensión en circuitos 13,8 kV, S/E San Carlos....	71
Gráfico 4.3: Porcentaje de caída de tensión, circuitos 13,8 kV, S/E San Carlos .....	72
Gráfico 4.4: Porcentaje de carga en circuitos 13,8 kV, S/E Zona Industrial .....	73
Gráfico 4.5: Porcentaje de caída de tensión, circuitos 13,8 kV, S/E Zona Industrial.	73
Gráfico 4.6: Porcentaje de caída de tensión, circuitos 13,8 kV, S/E Zona Industrial.	74
Gráfico 4.7: Porcentaje de carga en circuitos 13,8 kV, S/E Tinaco .....	74
Gráfico 4.8: Porcentaje de caída de tensión, circuitos 13,8 kV, S/E Tinaco .....	75
Gráfico 4.9: Porcentaje de caída de tensión, circuitos 13,8 kV, S/E Tinaco .....	75
Gráfico 4.10: Pérdidas Técnicas por circuitos 13,8 kV .....	84
Gráfico 4.11: Porcentaje de Cargabilidad por circuitos 13,8 kV .....	85
Gráfico 4.12: Porcentaje de Caída de Tensión por circuitos 13,8 kV .....	85
Gráfico 5.1: Demanda promedio por usuario residencial .....	102
Gráfico 5.2.a: Crecimiento de demanda y repartición de áreas vacantes año 2014 .	109
Gráfico 5.2.b: Crecimiento de demanda y repartición de áreas vacantes año 2019 .	109
Gráfico 7.1: Caída de tensión con y sin propuesta al primer año de proyección en la S/E San Carlos.....	128
Gráfico 7.2: Caída de tensión con y sin propuesta al primer año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco .....	128
Gráfico 7.3: Cargabilidad de circuitos con y sin propuesta al primer año de proyección en la S/E San Carlos.....	129
Gráfico 7.4: Cargabilidad de circuitos con y sin propuesta al primer año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco .....	129
Gráfico7.5: Porcentaje de pérdidas técnicas con y sin propuesta al primer año de proyección en la S/E San Carlos.....	130

Gráfico 7.6: Porcentaje de pérdidas técnicas con y sin propuesta al primer año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco .....	130
Gráfico 7.7: Caída de Tensión con y sin propuesta al primer año de proyección en la S/E San Carlos .....	138
Gráfico 7.8: Caída de Tensión con y sin propuesta al primer año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco .....	138
Gráfico 7.9: Cargabilidad de circuitos con y sin propuesta al segundo año de proyección en la S/E San Carlos.....	139
Gráfico 7.10: Cargabilidad de circuitos con y sin propuesta al segundo año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco .....	139
Gráfico 7.11: Porcentaje de pérdidas técnicas con y sin propuesta al segundo año de proyección en las S/E San Carlos .....	140
Gráfico 7.12: Porcentaje de pérdidas técnicas con y sin propuesta al segundo año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco .....	140

## SIGLAS

<b>CADAFE</b>	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico
<b>CAVEINTEL</b>	Cámara Venezolana de la Industria Eléctrica
<b>CORPOELEC</b>	Corporación Eléctrica Nacional
<b>COVENIN</b>	Comisión Venezolana de Normas Industriales
<b>FUDECO</b>	Fundación para el Desarrollo de la Región Centro –Occidental de Venezuela
<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>INE</b>	Instituto Nacional de Estadísticas
<b>LOSE</b>	Ley Orgánica de Servicio Eléctrico
<b>MOPVI</b>	Ministerio del Poder Popular para las Obras Públicas y Vivienda
<b>PADEE</b>	Programa de Análisis de Distribución de Energía Eléctrica.
<b>SEN</b>	Sistema Estadístico Nacional
<b>SID</b>	Sistema Integrado de Distribución.
<b>SIG</b>	Sistema de Información Geográfica
<b>S/E</b>	Subestación
<b>TTA</b>	Tiempo Total de Interrupción Anual
<b>UCV</b>	Universidad Central de Venezuela

## SIMBOLOGÍA Y ABREVIATURAS

<b>A.</b>	Amperé.
<b>Art.</b>	Artículo
<b>Arv.</b>	Conductor Arvidal
<b>Aprox.</b>	Aproximadamente
<b>Cap.</b>	Capacidad
<b>cto.</b>	Circuito
<b>F.U.</b>	Factor de Utilización.
<b>km</b>	kilo metro.
<b>kV</b>	kilo Volt.
<b>kVA</b>	kilo Volt-Amperé.
<b>kVA Inst.</b>	kilo Volt-Amperé Instalados.
<b>kVAR</b>	kilo Volt-Amperé reactivos.
<b>Máx.</b>	Máximo.
<b>MCM</b>	Mil Circular Mil.
<b>min.</b>	Mínimo
<b>MVA</b>	Mega Volt-Amperé.
<b>Perd.</b>	Pérdidas.
<b>Prom.</b>	Promedio
<b>Tram.</b>	Tramo
<b>Transf.</b>	Transformador.

## INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la población, y el avance tecnológico en busca del mejoramiento de la calidad de vida, originan el aumento de la demanda energética, es por ello que para las compañías de electricidad, la planificación del crecimiento ordenado de los sistemas eléctricos de potencia es la mejor alternativa para hacer los ajustes necesarios a lo largo del tiempo, para así garantizar el servicio de energía eléctrica con calidad y confiabilidad.

El área a analizar fue la ciudad de San Carlos y sus alrededores. Es indispensable que el planificador conozca las características esenciales de la región, como sus posibles áreas de crecimiento para emplear el criterio más acertado. La definición de la zona de estudio, los objetivos y características generales del mismo se hallan en el capítulo I, los fundamentos teóricos y criterios establecidos en el capítulo II y la metodología empleada se explica en el capítulo III.

El estudio empieza con el análisis del sistema presente en el capítulo IV para conocer el sistema de distribución actual e identificar los problemas existentes, y con ello hallar posibles soluciones inmediatas a través de un plan de inversiones que mejoren los indicadores de confiabilidad. En paralelo se realizó el pronóstico o predicción de demanda, ubicado en el capítulo V. En el capítulo VI se halla la planificación a mediano y largo plazo que servirán de referencia para la planificación a corto plazo, mostrado en el capítulo VII cuyo plan de inversiones y plan de expansiones del sistema de se halla en el capítulo VIII.

Por último se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas en el estudio para la mejora de los circuitos

# CAPÍTULO I

## 1 GENERALIDADES

### 1.1 Planteamiento del problema

El crecimiento de las ciudades y la mejora en la calidad de vida de la población, así como el desarrollo comercial e industrial de un país, originan el aumento de la demanda de potencia eléctrica, como consecuencia, las empresas de energía eléctrica tienen la necesidad de realizar, de manera periódica, estudios de planificación en sus sistemas eléctricos, con el objetivo de determinar la expansión requerida que permita satisfacer la demanda de potencia y energía, para afrontar los crecimientos interanuales que se presentan, de manera tal que se pueda garantizar la prestación de servicio con calidad y confiabilidad.

Un sistema de distribución de energía eléctrica tiene una importancia fundamental dentro del contexto de un sistema eléctrico, tanto por su gran responsabilidad en la calidad y confiabilidad del servicio prestado al consumidor, se estima que entre el 30% y 40% del total de las inversiones requeridas por el sector eléctrico se orientan hacia los sistemas eléctricos de distribución. [1]

San Carlos de Cojedes cuenta con un gran desarrollo en: cultivos, ganadería, pesca y minería, lo que lo hace un punto de referencia importante de observación del estado Cojedes por su potencial de expansión y crecimiento industrial como comercial, turístico y residencial, siendo necesario estudiar y analizar la planificación del sistema eléctrico de distribución de energía para determinar las acciones a ejecutar a corto, mediano y largo plazo para enfrentar los cambios que pudiesen traducirse en el incremento de la demanda de potencia y energía, y de esta manera garantizar la continuidad en la calidad y confiabilidad del servicio prestado a través del tiempo.

Por todo lo anteriormente mencionado se resalta la importancia de realizar el estudio de “Planificación del Sistema Eléctrico de Distribución de la Ciudad de San Carlos – estado Cojedes – Período 2009-2019”.

## **1.2 Objetivos**

### **1.2.1 Objetivo General**

Realizar el estudio de Planificación del Sistema Eléctrico de Distribución de la Ciudad de San Carlos – Estado Cojedes para el Período 2009 – 2019.

### **1.2.2 Objetivos Específicos**

- ✓ Caracterización del área general en estudio
- ✓ Predicción de la demanda.
- ✓ Establecer criterios a utilizar para el análisis del sistema de distribución.
- ✓ Análisis del sistema presente.
- ✓ Análisis del sistema a mediano y largo plazo.
- ✓ Análisis del sistema a corto plazo
- ✓ Planes de expansión del sistema eléctrico de distribución de CADAFE
- ✓ Planes estratégicos de inversiones del sistema eléctrico de distribución de CADAFE.

## **1.3 Justificación**

El área en estudio, la ciudad de San Carlos, está enmarcada en el estado Cojedes, ubicado en la parte centro – occidental del país, cercano a los grandes centros de consumo y zonas industriales: Valencia, Puerto Cabello, Maracay, Acarigua, Barquisimeto y Caracas, limita al Norte con los estados Carabobo, Lara y Yaracuy, al Sur con Barinas al Este con Guárico y al Oeste con Portuguesa, presenta condiciones

favorables para cultivos de cereales, hortalizas, leguminosas y frutales, igualmente para la ganadería, así como la pesca fluvial.

Asimismo, la industria petrolera desarrolla actividades en un área que abarca los 1.771 km<sup>2</sup>, con una esperanza de reservas petroleras estimadas aproximadamente en 400 millones de barriles, existen igualmente yacimientos minerales no metálicos de importancia como: calizas, asbestos, talco, arcillas plásticas, cuarzo, arena y grava, ocre y mica. En la rama del turismo, existen numerosos atractivos naturales que adornan su geografía: montañas, ríos, embalses, fauna silvestre, e importantes sitios de interés históricos con manifestaciones folclóricas y artesanales que pueden garantizar una actividad turística rentable. [2]

Igualmente se dispone de tres (3) zonas industriales bien definidas, ubicadas en Tinaquillo, Tinaco y San Carlos, siendo este último, el área de mayor desarrollo específicamente en las áreas de agroindustria, metalmecánica, textil y de servicio.

#### **1.4 Antecedentes**

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAPE), ha realizado la planificación de sus sistemas de generación y transmisión casi desde su fundación, siendo lo contrario en sus sistemas de distribución de energía eléctrica, esto ha ocasionado que el crecimiento dependiera de las tendencias globales de la carga del sistema y no por los requerimientos particulares y características específicas de la carga en cada región.

A partir del año 1976, CADAPE contrata firmas consultoras externas para realizar los estudios de planificación de sistemas eléctricos de distribución, para el 80% del país, utilizando un paquete de computación denominado SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE DISTRIBUCIÓN (SAD), representando esta acción el primer avance en lo que a planificación de sistemas eléctricos de distribución se refiere. En el año 1981, CADAPE, a través de su Gerencia de Distribución, inicia el

desarrollo de las metodologías para realizar la planificación de los sistemas eléctricos de distribución propios, acorde con los recursos disponibles en la empresa. Como resultado, se diseña un nuevo método de predicción de demanda para sistemas de distribución en líneas aéreas urbanas denominado “**Sistema Interactivo de computación para predicción de demanda en distribución**”, el cual fue implementado en un computador IBM 370, perteneciente a CADAFE para mediados de 1983. Las pruebas pilotos de este nuevo método se realizaron en las ciudades Barcelona y Puerto la Cruz con resultados satisfactorios. Desde el año 1984 comienza su aplicación por todas las zonas del país en el denominado **Plan Nacional de Predicción de Demanda en Distribución** con el propósito de que cada zona haga su predicción de demanda con recursos propios de la empresa, con esta acción CADAFE nivela el vacío existente, en lo que a planificación de Sistemas de distribución se refiere. [3] y [4]

La historia se repite unos años más tarde, cuando CADAFE se aparta nuevamente de los estudios a nivel de los sistemas eléctricos de distribución, priorizado por la necesidad urgente de expansión de la generación y transmisión en el país.

Es a partir del año 2009 cuando se crea la **Gerencia de planificación de distribución 115 kV**, adscrita a la Dirección Ejecutiva de Expansión del Sistema Eléctrico, que inicia el rescate de las metodologías de planificación de los sistemas eléctricos de distribución, junto con investigaciones de nuevas alternativas e integraciones de nuevas tecnologías, entre ellas el paquete de programas PADEE. Como primer paso, se inicia con el trabajo de grado titulado *METODOLOGÍA PARA EL PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN DE CADAFE PERÍODO: CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO*, y este trabajo de grado es un segundo paso seleccionando un área piloto para cumplir y comprobar esta metodología.

## CAPÍTULO II

### 2 BASES TEÓRICAS

#### 2.1 Definición del Sistema Eléctrico de potencia

*“Un sistema eléctrico de potencia es una herramienta de conversión y transporte de energía”.* [5]

Un sistema eléctrico de potencia se compone de cuatro fases básicas: generación, transmisión, subtransmisión y distribución

**2.1.1 Sistema eléctrico de generación:** Encargado de la conversión de energía mecánica o térmica en eléctrica, mediante plantas de generación hidráulica, térmica, eólica, nuclear, entre otras. [6]

**2.1.2 Sistema eléctrico de transmisión:** Encargada de transmitir la energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo (subestaciones de transmisión) mediante líneas en alta tensión logrando transportar grandes bloques de energía. [6]

**2.1.3 Sistema eléctrico de subtransmisión:** Encargada de transmitir la energía desde las subestaciones de transmisión hasta los centros de carga de las ciudades (subestaciones de distribución) mediante líneas de media tensión que puedan entrar en las ciudades con poco peligro. [6]

**2.1.4 Sistema eléctrico de distribución:** Encargada de transmitir la energía desde las subestaciones reductoras 115/13,8 kV y 34,5/13,8 kV hasta los transformadores de distribución 13,8/0,12/0,24 kV y de ahí a las acometidas de cada suscriptor en baja tensión. Las tensiones de distribución en CADAPE son principalmente 34,5 y 13,8 kV. [6]

Dentro del sistema eléctrico de distribución de energía se distinguen dos niveles:

- **Sistema eléctrico de distribución primario:** transmite la energía eléctrica de las subestaciones de distribución, mediante formas de troncales y ramales de los alimentadores formados por nodos. Se compone de cargas concentradas que son esencialmente transformadores de distribución y ciertos consumidores especiales como industrias y otros que tienen capacidad de manejar niveles de 13,8 kV. [7]
- **Sistema eléctrico de distribución secundario:** Después de los transformadores de distribución, se encarga de transportar la energía eléctrica en niveles de baja tensión (salvo en casos especiales según el tipo de cliente), usualmente 120, 240 V hasta las acometidas de cada suscriptor. [7]

## 2.2 Modelación de un sistema eléctrico de distribución

### 2.2.1 Topología

La topología a emplear representa una visualización esquemática del sistema o red a analizar, en este trabajo, esta configuración se basa en el paquete de programas PADEE, por ser éste el programa empleado en este trabajo. Según esta especificación definiremos lo siguiente:

- **Troncal del alimentador:** Se define como troncal de un alimentador de distribución la ruta de mayor kVA de carga por metro lineal de recorrido. Esto basado en la importancia en función de la magnitud de la demanda servida, excepto en el caso de clientes o consumidores especiales. [6]
- **Ramal del alimentador:** es la derivación directa del circuito troncal y se extiende por las rutas secundarias de una zona, para la alimentación de carga y/o enlaces con otros circuitos. [6]

- **Nodo:** Se entiende como nodo la interrupción de una línea, por la aparición de un ángulo en la misma o bloque como un elemento de seccionamiento, transformación, capacitación, diseño entre otros en un punto de la red.
- **Tramo:** es la sección entre dos nodos.

**2.2.2 Definición de microáreas en la zona bajo estudio:** Ésta consiste en la delimitación en microáreas del área a estudiar. Las microáreas son pequeñas divisiones de un área definida y de acuerdo a su forma pueden ser:

- **Regulares:** usa un reticulado uniforme del área de estudio. (Figura 2.1)
- **Irregulares:** son divisiones según un criterio como área de influencia de equipos, centros poblados, divisiones territoriales, etc. (Figura 2.2)

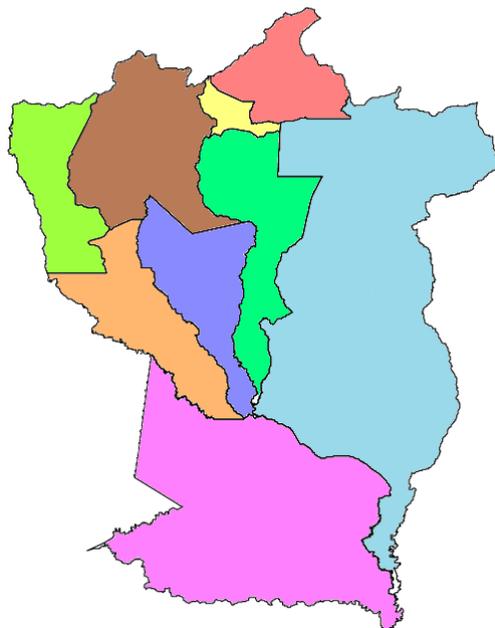


Figura 2.1: Microáreas irregulares

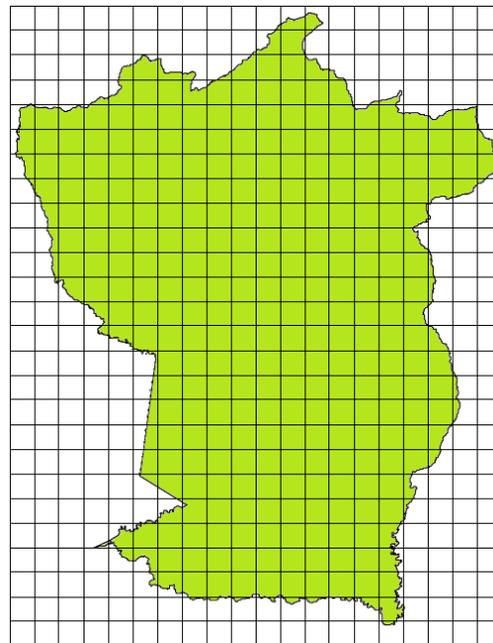


Figura 2.2: Microáreas regulares [4]

**2.2.3 Definición de la matriz geográfica:** Es un arreglo que simula la disposición geográfica de las microáreas donde se le da una nomenclatura para cada microárea que permita su localización en el espacio geográfico. Esta simulación permitirá crear una matriz numérica de carga que identifique su localización.

Estas cuadrículas se identificaran mediante combinaciones de letras en tres coordenadas separadas por comas (,), la primera y segunda en el orden horizontal y vertical de la microárea, la última identifica la cuadrícula dentro de esa microárea. Como ejemplo la figura 2.3 donde se encuentra resaltada en color naranja la microárea cuya coordenada horizontal o eje X es D, y su coordenada vertical o eje Y es B. En amarillo se resalta la cuadrícula S. Denominaremos entonces esta cuadrícula como: D,B,S

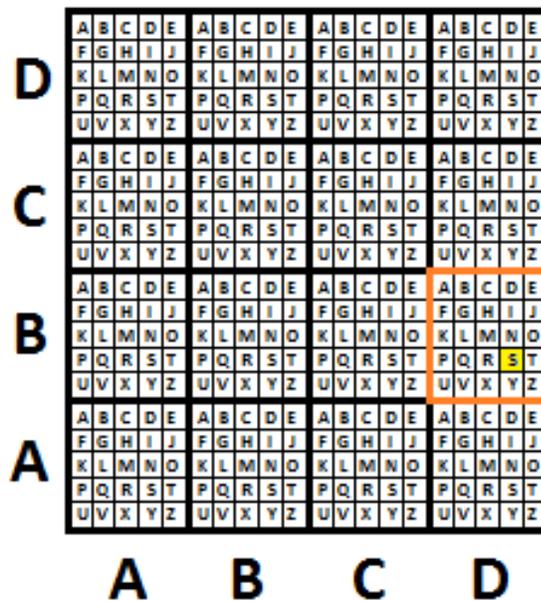


Figura 2.3: Identificación de la matriz geográfica

**2.2.4 Definición de centro de carga:** Este concepto es equivalente al centro de masa de un cuerpo, el cual se define como:

*“El **centro de masa** de un objeto es el punto donde debe aplicarse una fuerza no equilibrada para que dicho objeto realice un movimiento de translación sin rotación.” [8]*

El centro de masa entonces, es representativo de toda la masa del objeto o cuerpo como una partícula. De forma similar el centro de carga es representativo de toda la carga o demanda de un área de influencia alimentada por una subestación.

El área de influencia de subestaciones es la demarcación de las cuadrículas con una demanda de potencia correspondiente, designadas a ser abastecidas por una subestación definida. Al comparar un objeto plano de masa definida con esta área de influencia o de forma más detallada la afinidad de sus partículas de masa con la demanda por cuadrícula se halla la analogía del centro de masa con el de carga.

A diferencia de este objeto plano cuya masa está definida e invariable, la demanda de potencia en cada cuadrícula cambia en el tiempo, sin embargo, su centro de carga aplica al instante de la demanda máxima..

Para obtener las ecuaciones de centro de carga se emplean las ecuaciones de centro de masa, sustituyendo las variables de masa total de las partículas ( $M$ ) por la demanda total suplida por la subestación ( $D$ ) y el elemento de masa de la partícula “ $i$ ” ( $m_i$ ) por la demanda de la cuadrícula “ $i$ ” ( $d_i$ ), de la siguiente forma:

$$X_c = \frac{\sum d_i \cdot x_i}{D} \quad \text{Ecuación 2.1} \qquad Y_c = \frac{\sum d_i \cdot y_i}{D} \quad \text{Ecuación 2.2}$$

Donde:

$x_i$  y  $y_i$ : Coordenadas “x” y “y” del sistema de referencia de la partícula “ $i$ ”.

$X_c$  y  $Y_c$ : Coordenadas “x” y “y” del sistema de referencia del centro de carga.

## 2.3 Conceptos básicos

### 2.3.1 Tasa de crecimiento promedio

Se define como, el crecimiento promedio ocurrido en el período de análisis a considerar, si la tasa ofrece un reporte negativo, esto es indicativo de una caída en el nivel de la serie. La expresión a considerar para el cálculo se expresa a continuación:

$$T_{tcp} = \left( \frac{Y_n}{Y_o} \right)^{\frac{1}{n}} - 1 \quad \text{Ecuación 2.3}$$

Donde:

$T_{tcp}$ : Tasa de crecimiento promedio

$Y_n$ : Corresponde a la cantidad del último período de estudio

$Y_o$ : Cantidad correspondiente al primer período considerado en el estudio

$n$ : Es el número de años que van del primero al último período [9]

### 2.3.2 Curva de carga y curva de variación horaria

La curva de carga es la representación gráfica de la forma en que el consumidor, en un determinado intervalo de tiempo, hace uso de sus equipos eléctricos. El intervalo de tiempo puede ser diario, mensual, anual o cualquier otro. Gráfico 2.1

La curva de variación horaria en cambio muestra la frecuencia de las intensidades de demanda en este mismo intervalo de tiempo, de esta curva se obtiene la energía como el área bajo la curva, la cual se calcula de la siguiente forma:

$$\text{Energía consumida en el período} = \sum_{i=1}^{i=n} \text{Demanda}_i \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Donde:

$n$ : Número de mediciones en el intervalo de tiempo

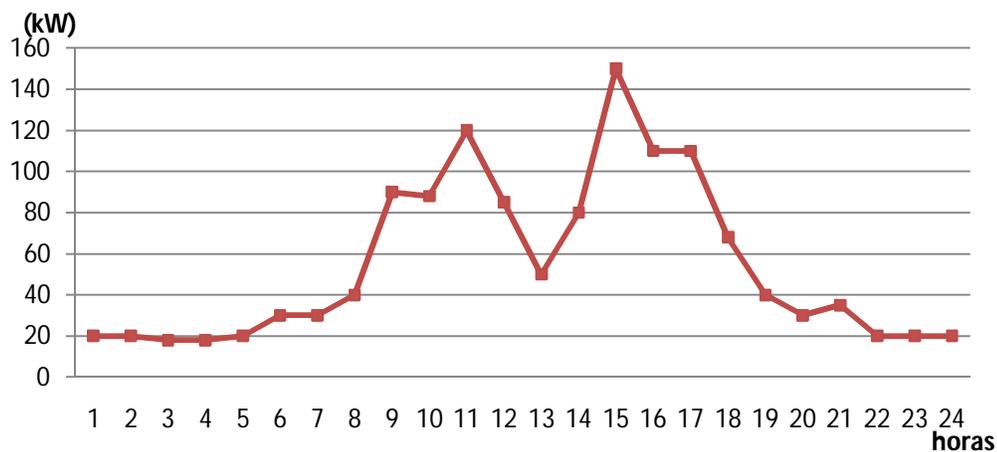


Gráfico 2.1: Ejemplo de curva de carga

El factor de carga (fc) es un indicador numérico importante acerca de la forma de uso de los equipos eléctricos en una instalación. Este indicador provee de algunos elementos de juicio que ayudan a tomar decisiones sobre esa forma de uso a nivel de

los procesos productivos y se define como la relación entre la demanda promedio del periodo y la demanda máxima en el mismo periodo, es decir:

$$fc = \frac{\text{Demanda promedio}}{\text{Demanda máxima}} \quad \text{Ecuación 2.5}$$

Asimismo, indica el comportamiento de la demanda comparada con su pico máximo. Lo más recomendable es que su factor de carga sea lo más cercano al valor de 1, ya que representa una utilización constante de la carga. Si el factor de carga es menor a 1, demuestra una utilización ineficiente de los equipos instalados, mientras el factor de carga se acerca más a cero (0) la ineficiencia es mayor.

La demanda promedio se halla de la siguiente manera:

$$\text{Demanda promedio} = \frac{\text{Energía consumida en el período}}{\text{Número de horas del período}} \quad \text{Ecuación 2.6}$$

[<sup>10</sup>]

### 2.3.3 Error estándar en la estimación

Al obtener la ecuación de una curva de tendencia a unos parámetros reales se presenta una diferencia entre el valor efectivo y el valor estimado con la ecuación; esta diferencia se conoce como error en la estimación, este error se puede medir y se observa en la figura 2.4.

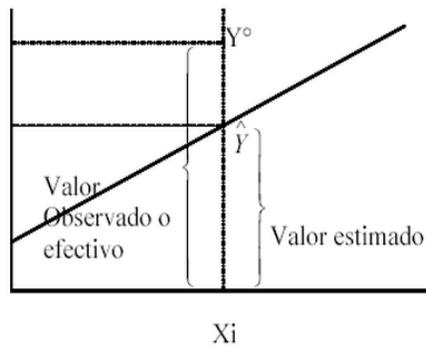


Figura 2.4: Error estándar de estimación

El error estándar de la estimación designado por  $S_{YX}$  mide la disparidad "promedio" entre los valores observados y los valores estimados de  $\hat{Y}$ . Se utiliza la siguiente fórmula.

$$S_{xy} = \sqrt{\frac{\sum (Y^\circ - \hat{Y})^2}{n-2}} \quad \text{Ecuación 2.8}$$

Donde:

$S_{xy}$  : Error estándar de estimación

$Y^\circ$  : Valor observado o efectivo

$\hat{Y}$  : Valor estimado

$n$  : Cantidad de valores efectivos [<sup>11</sup>]

### 2.3.4 Estimado de costos

*“Un estimado de costos es un pronóstico de los costos que conforma un proyecto de alcance y estrategia de ejecución definidos, que respalda la toma de decisiones en cada una de las gerencias y en cada una de las fases de un proyecto. Sus objetivos son evaluar la factibilidad de ejecución de los proyectos en su etapa conceptual, analizar la rentabilidad económica de proyectos en su etapa básica, aprobar presupuesto, servir de base de comparación de las ofertas en licitaciones. y/o de costos y de avance en la fase de ejecución, además de servir de base para establecer estrategias de financiamiento”. [<sup>12</sup>]*

### 2.3.5 Método de promedios móviles

La utilización de esta técnica supone que la serie de tiempo<sup>1</sup> es estable, es decir los datos que la componen se generan sin variaciones importantes entre un dato y otro

---

<sup>1</sup> Una serie de tiempo es un conjunto de observaciones respecto a una variable, medidas en puntos sucesivos en el tiempo o a lo largo de periodos sucesivos de tiempo.

(error aleatorio=0)<sup>2</sup>, que el comportamiento de los datos aunque muestren un crecimiento o un decrecimiento lo hagan con una tendencia constante, a demás de que todas las observaciones de la serie de tiempo<sup>1</sup> son igualmente importantes para la estimación del parámetro a pronosticar. De esta manera, se utiliza como pronóstico para el siguiente periodo el promedio de los n valores de los datos más recientes de la serie de tiempo. Resumido en la ecuación 2.6.

$$\text{Promedio}_M\acute{o}vil = \frac{\sum(n\_valores\_de\_datos\_m\acute{a}s\_recientes)}{n} \quad \text{Ecuaci3n 2.9}$$

El t3rmino m3vil indica que conforme se tienen una nueva observaci3n de la serie de tiempo, se reemplaza la observaci3n m3s antigua de la ecuaci3n y se calcula un nuevo promedio. El resultado es que el promedio se mover3, es decir, conforme se tengan nuevos datos y se vayan sustituyendo en la f3rmula, el valor del promedio ir3 modific3ndose.

No existe una regla espec3fica que nos indique c3mo seleccionar la base del promedio m3vil n. Si la variable que se va a pronosticar no presenta variaciones considerables, esto es, si su comportamiento es relativamente estable en el tiempo, se recomienda que el valor de n sea grande. Por el contrario, es aconsejable un valor de n peque1o si la variable muestra patrones cambiantes.

La pr3ctica usual es ubicar al promedio m3vil en un punto que se encuentre a la mitad entre los puntos cronol3gicos de las observaciones m3s recientes y m3s antiguas como se muestra en la tabla 2.1, o bien, en un punto en el tiempo que corresponda a la observaci3n m3s actual. Como el prop3sito en este trabajo es 3nicamente alisar los datos, entonces es m3s apropiado colocar en el centro el promedio m3vil, entre el

---

<sup>2</sup> El error aleatorio muestra el grado de confiabilidad con que se van a comportar los datos. La variaci3n del error puede ser de 0 a 1, en donde, un error aleatorio=0 muestra una total confiabilidad del comportamiento de los datos y un error aleatorio=1 muestra que los datos no son confiables en su comportamiento.

primer y último puntos. En realidad, de las dos alternativas el método de centrado es el que se usa con más frecuencia.

Tabla 2.1: Promedio móvil de cinco periodos

Período (mes)	Demanda máxima (A)	Total Móvil (5periodos)	Promedio Móvil (Total Móvil/5)
Enero	205		
Febrero	206		
Marzo	210	$(205+206+210+210+200)=1031$	206,2
Abril	210	$(206+210+210+200+208)=1034$	206,8
Mayo	200	$(210+210+200+208+210)=1038$	207,6
Junio	208	$(210+200+208+210+211)=1039$	207,8
Julio	210	$(200+208+210+211+214)=1043$	208,6
Agosto	211	$(208+210+211+214+210)=1053$	210,6
Septiembre	214	$(210+211+214+210+220)=1065$	213
Octubre	210	$(211+214+210+220+225)=1080$	216
Noviembre	220		
Diciembre	225		

[<sup>13</sup>]

#### 2.4 Criterios a utilizar para el análisis del sistema de distribución

Por medio de consultas a los manuales de planificación, las normas CADAFE (41-87, 42-87, 47-87, 52-87, 53-87, 54-87, 78-87, 156-88, 159-97, 193-88), la ley orgánica de servicio eléctrico, el reglamento y las normas de calidad de servicio eléctrico además de las gacetas oficiales se especifican y actualizan los criterios a emplear los cuales se clasifican de la siguiente manera:

- i. Criterios de calidad de servicio.
  - a. Perfil de tensión
  - b. Factor de potencia (nivel de salida de circuitos)
  - c. Pérdidas técnicas
- ii. Criterios de flexibilidad de servicio:
  - a. Cargabilidad
    - o Factor de utilización de conductores.
    - o Factor de utilización de transformadores

- b. Capacidad firme de subestaciones.
- c. Puntos de seccionamiento de la red
- d. Número de puntos de transferencia de carga entre circuitos.
  - i. Criterios de continuidad de servicio.
    - a. Frecuencia media de interrupción por kVA instalado
    - b. Tiempo total de interrupción por kVA instalado
  - ii. Criterios de diseño
    - a. Tensiones normalizadas
    - b. Capacidades de subestaciones normalizadas
    - c. Calibres de conductores normalizados
      - o Redes primarias
      - o Redes secundarias
    - d. Corrientes nominales del conductor
    - e. Clasificación de alimentadores
    - f. Índices de consumo residencial

## **i. Criterios de Calidad de Servicio<sup>3</sup>**

### **a. Perfil de tensión**

Define las variaciones porcentuales permitidas de los niveles de media tensión, medidos en los puntos de suministro, con respecto al valor de tensión nominal, en un rango de +/- 6% según la LOSE. Sin embargo para este estudio se utiliza un rango de +/- 4%, el cual es un criterio más exigente y manejado en la empresa. [<sup>14</sup>]

Las condiciones de las tensiones del sistema se definen en las siguientes zonas:

- Zona A: Tensiones comprendidas entre los límites establecidos para el punto de medición de energía suministrada por las empresas de servicio eléctrico en condiciones normales de funcionamiento.

---

<sup>3</sup> La frecuencia también forma parte de la calidad de servicio, pero no depende de las características del sistema de distribución, sus límites están determinados a nivel de generación.

- Zona B: Tensiones fuera de los límites de la zona A, que resulta de las maniobras o emergencias en los sistemas de suministro de energía eléctrica. [15]

Las limitaciones en las variaciones de tensión en condiciones normales y en emergencia se muestran a continuación:

Tabla 2.2: Máximas caídas de tensión a nivel de subtransmisión y distribución primaria

Sistema	Operación normal (Zona A)	Operación en emergencia (Zona B)
Línea de subtransmisión (66-34,5-24 kV, etc.)	10%	13%
Líneas de distribución primaria (34,5-13,8-11,8 kV, etc)	4%	7%

[6]

#### a. Factor de Potencia a nivel de salida de circuitos de media tensión

*“El Usuario deberá mantener un factor de potencia no menor de noventa por ciento (90%), en condiciones normales de operación de sus instalaciones. Si éste fuere inferior, el usuario deberá instalar el equipo con las características sugeridas por la distribuidora; de lo contrario el servicio podrá ser suspendido, transcurrido el tiempo acordado para la solución del problema.” [16]*

Por esa razón se deben planificar las redes de media tensión asumiendo que en el horizonte de trabajo se tendrá un factor de potencia de valor 0.9 como mínimo nivel de salida de los circuitos de media tensión en el momento de carga pico.

#### b. Pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas se puede definir como la energía consumida por los elementos que integran el sistema eléctrico al prestar servicio en el área de influencia del proyecto, esta energía representa tanto las pérdidas en el cobre (arrollados y núcleo)

de los transformadores del centro de transformación, como pérdidas en los conductores de media tensión. Si se cuenta con datos del factor de carga de la instalación, se debe aplicar la fórmula:

$$Fp = X \cdot Fc + (1 - X) \cdot Fc^2 \quad \text{Ecuación 2.10}$$

Donde:

Fp: es el factor de pérdidas anual

Fc: es el factor de carga anual

X: es una variable cuyo valor depende de la curva de la carga, con un valor recomendado de 0,3

En este caso la fórmula aproximada queda:

$$Fp = 0.3 \cdot Fc + 0.7 \cdot Fc^2 \quad \text{Ecuación 2.11}$$

Se debe considerar aceptable un nivel de potencia activa en los alimentadores de media tensión inferior al 3%, para su carga pico de diseño en operación normal en el año horizonte. [17]

## **ii. Criterios de Flexibilidad de Servicio**

### **a. Cargabilidad**

- Factor de Utilización de Conductores:

Ninguno de los conductores del troncal o de las ramificaciones que posean puntos de transferencia con otros circuitos deberá cargarse a más de 2/3 de su capacidad nominal (66,6%) en condiciones normales. Este criterio está sustentado por dos razones de importancia que son:

- Disponer de una reserva del 1/3 de la capacidad total del conductor para auxiliar a otros circuitos en caso de emergencia.
- Disponer de la capacidad de reserva para suplir el crecimiento de la demanda del sistema

En condiciones de emergencia no se deberá sobrepasar el límite térmico del conductor (100% de su capacidad de carga) [6]

- Factor de utilización de transformadores de media/baja tensión
- En operación normal, se emplea como carga máxima el 100% de su carga nominal

Se define el factor de utilización de transformadores ( $FU$ ) como:

$$FU = \frac{Dm}{Di} \quad \text{Ecuación 2.12}$$

Donde:

Dm: Demanda máxima del transformador

Di: Demanda instalada del transformador

Este factor análogo al índice de carga en transformadores debe encontrarse en el rango de 0,5 a 0,7 en zonas urbanas, ya que, este rango es definido por diseño para el índice de carga óptimo y representa un rendimiento máximo en relación a las pérdidas. Con un factor de utilización menor a 0,5, las pérdidas en el hierro son mayores a las del cobre y el transformador está subutilizado. Por el contrario si es mayor a 0,7, se disminuye el margen para crecimientos futuros de carga.

En zonas rurales usualmente los transformadores se encuentran subutilizados, por características propias de la carga la zona. Sin embargo, se debe intentar cumplir el rango de zonas urbanas para los centros de transformación.

- En condición de contingencia<sup>4</sup> (N-1) se admite como carga máxima<sup>5</sup> 130% de su carga nominal. [18]

---

<sup>4</sup> Siendo N el número de transformadores existentes en una subestación

<sup>5</sup> según la norma ANSI C-57.92, 1968, un transformador de potencia, a temperatura ambiente de 35 °C, con una carga previa al pico de demanda al 70% de su capacidad nominal, y una duración del pico de carga de 8 horas al 130% de su capacidad nominal, sufre una pérdida de vida del 1%.

## b. Capacidad firme de subestaciones

Se debe lograr que el tiempo de interrupción, causado por la falla de un transformador en una subestación de distribución, sea lo más corto posible. La capacidad de transformación de una subestación de distribución debe ser capaz de alimentar la totalidad de la demanda aún con un transformador fuera de servicio. Esto se logra, estableciendo el siguiente criterio de capacidad firme:

$$Cf = 1,3 \cdot \sum_{i=1}^{i=Nt} P_i - P_M + Cs \quad \text{Ecuación 2.13}$$

Donde:

*Cf*: Capacidad firme

*P<sub>i</sub>*: Es la capacidad nominal del transformador *i*

*P<sub>M</sub>*: Es la capacidad nominal del transformador de mayor capacidad en la S/E.

*N<sub>t</sub>*: Es el número de unidades de transformación en la subestación

*Cs*: Capacidad del sistema<sup>6</sup>.

De la ecuación anteriormente mencionada resulta lo siguiente:

- Subestaciones aisladas, con un solo transformador, no tienen capacidad firme.
- No tiene objeto instalar más de cuatro (4) transformadores en una S/E, puesto que con cinco (5) la capacidad firme resulta mayor que la capacidad nominal.
- La demanda que puede ser alimentada continuamente (*S<sub>sf</sub>*) por una S/E aislada expresada en porcentaje de la capacidad nominal es la siguiente:

$$S = 130 \cdot \frac{N_t - 1}{N_t} \quad \text{Ecuación 2.14}$$

Si se alimenta una carga mayor a la anterior, en caso de falla de un transformador de potencia, el suministro de energía debe ser racionado.

---

<sup>6</sup> Representa el aporte del resto del sistema en condición de emergencia, en caso de que exista al menos una subestación a parte de la estudiada que reciba parcialmente la demanda de potencia eléctrica por transferencia de circuitos.

El criterio de planificación establece que para el año horizonte, la carga máxima proyectada de la red debe ser menor que su capacidad firme, por lo que es un factor decisivo en el dimensionamiento de las subestaciones. Para asegurar entonces la capacidad firme de las subestaciones, desde su implementación debe tener un mínimo de dos (2) transformadores preferiblemente idénticos y con enlace de barras que permita el traspaso de la carga en caso de emergencia.

La carga que puede ser alimentada desde una subestación en condiciones normales puede aumentarse mejorando la capacidad firme del sistema. La manera de lograr esto es determinar el valor de la capacidad del sistema  $C_s$ , simulando la transferencia de la carga a los alimentadores de las subestaciones adyacentes, tomando en consideración los siguientes factores limitantes:

- La caída de tensión no supere el 7% en ningún alimentador (emergencia)
- No se sobrecarguen los conductores de los alimentadores a cualquier otro equipo a más del 100% de su capacidad nominal
- No se sobrecarguen a más del 130% los transformadores de ninguna S/E

Aquellas subestaciones autosuficientes que poseen cuatro transformadores tienen casi 100% de capacidad firme por sí solas y no requieren la evaluación de la capacidad adicional que pueda prestarle el sistema para determinar si son capaces o no de suplir toda la carga en caso de pérdida de una de sus unidades. [6]

### **c. Puntos de seccionamiento de la red**

El objetivo de las condiciones para el seccionamiento de bloques de carga es lograr una mayor rapidez en la localización de fallas y reducir el número de suscriptores sin servicio como consecuencia de las interrupciones y se muestran a continuación:

## I. Alimentadores aéreos

i) Zonas de alta y media densidad de carga: instalación de equipos de seccionamiento en alimentadores primarios según las siguientes condiciones:

- Cada bloque de carga igual o superior a 500kVA de capacidad instalada en transformadores de distribución en los troncales.

- Deben existir puntos de seccionamiento en todas las derivaciones importantes de un circuito como centros de salud, seguridad y protección.

- Debe existir un punto de seccionamiento cada 5 km en aquellos tramos con baja densidad de carga.

- Cada punto de interconexión entre alimentadores primarios.

- Se podrán emplear fusibles en ramales trifásicos y en lazos laterales trifásicos en caso que sea necesario. Aquellos ramales trifásicos que atraviesan zonas de difícil acceso y que tengan una tasa de falla elevada, deberán ser provistos de seccionalizadores automáticos en el punto de derivación y deberán ser coordinados con el interruptor del alimentador respectivo de la subestación.

- Se deben usar fusibles ramales monofásicos cuando la longitud del ramal, frecuencia de fallas y/o dificultad de acceso de la zona así lo amerite.

ii) Zonas de baja densidad de carga: instalación de equipos de seccionamiento en alimentadores primarios según las siguientes condiciones:

- Cada bloque de carga igual o superior a 200kVA de capacidad instalada en transformadores de distribución.

- En alimentadores primarios, ubicados en zonas rurales, que sirvan cargas concentradas apartadas y/o cargas esparcidas a todo lo largo de su recorrido, se deben colocar equipos de seccionamiento cada 2 km de alimentador, incluyendo troncal y laterales.

- Los alimentadores primarios deben, de ser posible, estar interconectados con alimentadores vecinos y los puntos de seccionamiento deben ser lugares de rápido y fácil acceso, preferiblemente al lado de vías de comunicación.

- En alimentadores primarios se recomienda el uso de reconectadores automáticos en el troncal intercalados con equipos de seccionamiento manual.

- El número máximo de reconectadores a usar en el troncal de cada alimentador primario será de tres (3), excepto en el caso que, por necesidad de protección y/o detección de fallas, se requieran reconectadores adicionales.

- Los alimentadores primarios estarán provistos de equipos de seccionamiento manual, tanto en el troncal como en los ramales y/o lazos laterales trifásicos o monofásicos.

- Aquellos ramales trifásicos que atraviesen zonas de difícil acceso y tengan una tasa de falla elevada deberán ser provistos de seccionalizadores automáticos en el punto de derivación, y deberán ser coordinados con el reconector que lo antecede.

- Se deberán usar fusibles en ramales monofásicos cuando la longitud del ramal, frecuencia de fallas y/o dificultad de acceso a la zona así lo amerite.

## II. Alimentadores subterráneos

i) Zonas de alta y media densidad de carga: instalación de equipos de seccionamiento en alimentadores primarios según las siguientes condiciones:

- Cada bloque de carga igual o superior a 1MVA de capacidad instalada en transformadores de distribución.

- Cada derivación de un lazo lateral

- Cada punto de interconexión en el troncal

- En alimentadores primarios se utilizarán equipos de seccionamiento manual sin fusibles

- La protección del alimentador será suministrada por el interruptor principal respectivo ubicado en la subestación de distribución.

**NOTA:** Los equipos de seccionamiento deberán ser ubicados, en lo posible, de tal forma que puedan satisfacer simultáneamente más de una condición, con objeto de lograr economías en la aplicación de dichos equipos. [19]

#### **d. Número de puntos de transferencia de carga entre circuitos**

El número de seccionadores limita las alternativas de alimentación de la carga de un circuito en caso de que falle, además de las condiciones operativas de los circuitos adyacentes que puedan auxiliarlo. La red es más flexible en la medida en que se pueda transferir mayor porcentaje de carga sin exceder los límites de capacidad (corriente) y calidad (voltaje) para cualquier tipo de falla.

Los criterios que deberán tomarse para efectuar transferencias para casos de emergencia son los siguientes:

- Voltaje: no deberá sobrepasarse el 7% de caída de tensión en ningún circuito primario (13,8kV), ni el 13% en un circuito de subtransmisión (34,5kV).
- Capacidad: no deberá sobrepasarse el 100% de su capacidad la carga máxima de los conductores
- Protecciones: no deberán sobrepasarse los ajustes de las protecciones de los alimentadores ni la de sus equipos conexos.

Para establecer el número de puntos de transferencia mínima de cada circuito deben considerarse dos fallas en el alimentador, una ubicada a la salida del alimentador y otra en el punto medio del troncal. Si el porcentaje de carga es del 100% en ambos casos y no se sobrepasan los límites de voltaje y capacidad, se puede asegurar que existe un número suficiente de puntos de transferencia. [6]

### **iii. Criterios de Continuidad de Servicio**

Se determinarán los siguientes indicadores para alimentadores, requeridos para el control de la calidad del servicio técnico a los usuarios en baja tensión.

- a. **Frecuencia media de interrupción por kVA instalado (FMIK):** es el número promedio de interrupciones de servicio por cada suscriptor en un período determinado.
- b. **Tiempo total de interrupción por kVA instalado (TTIK):** Representa el tiempo total de interrupción promedio para cada suscriptor en un período determinado.

El cálculo de estos indicadores se realizará de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$FMIK_j = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs(i)_j}{kVAinst_j} \quad \text{Ecuación 2.15}$$

$$TTIK_j = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs(i)_j \cdot Tfs(i)_j}{kVAinst_j} \quad \text{Ecuación 2.16}$$

Donde:

*FMIK*: Frecuencia media de interrupción por kVA instalado.

*TTIK*: Tiempo total de interrupción por kVA instalado.

*n*: número total de interrupciones.

*kVAfs(i)*: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio en la interrupción "i" del alimentador "j".

*kVAinstj*: Cantidad de kVA nominales instalados en el alimentador "j".

*Tfs(i)*: Tiempo que permanecieron fuera de servicio los kVA nominales

*kVAfs*: Cantidad de kVA nominales fuera de servicio durante la interrupción "i" del alimentador "j".

Los índices de frecuencia media de interrupción y tiempo total de interrupción por kVA instalado serán calculados independientemente de su origen. Los valores límites admitidos por alimentador se indican a continuación:

Tabla 2.3: Valores límites admitidos para usuarios en baja tensión

Valores límites por alimentador		
Tipo de Usuario	FMIK	TTIK
Muy Alta Densidad	2	2
Alta Densidad	2	3
Mediana Densidad	3	3
Baja Densidad	3	4
Muy Baja Densidad	4	4

[<sup>20</sup>]

#### iv. Criterios de diseño

##### a. Tensiones normalizadas

En CADAFE los niveles de tensión normalizados en distribución son los siguientes:

**13,8kV:** Alimentadores primarios de distribución

**34,5kV:** Líneas de subtransmisión o circuitos de distribución para áreas rurales

**115kV:** Tensión de subtransmisión. [<sup>15</sup>]

##### b. Capacidades de subestaciones normalizadas

Para el diseño de la expansión de las subestaciones se utilizarán las capacidades y número máximo de transformadores normalizados por CADAFE, los cuales son:

Tabla 2.4: Capacidades de subestaciones normalizadas

Relación de Transformación	Capacidad por Transformador (ONAN/ONAF)	Nº Máximo de Transformadores
115/13,8kV	15/20MVA	2
	30/36MVA	4
115/34,5kV	15/20MVA	2
	24/30MVA	2
34,5/13,8kV	5MVA	2
	10MVA	2

[<sup>15</sup>] y [<sup>21</sup>]

### c. Calibres de conductores normalizados

- Redes primarias:

La normalización de los calibres a usar en los conductores de la red de distribución de CADAFE para redes primarias serán los siguientes:

Tabla 2.5: Calibres de conductores para redes primarias

	Distribución Primaria	Configuración Troncal-Lateral	Material del conductor	Área de aplicación
Redes Aéreas	Urbana	4/0 AWG - 2/0 AWG	Aluminio (ARVIDAL)	Alta y media densidad de carga en áreas sin contaminación salitrosa
		4/0 AWG - 1/0 AWG		Alta y media densidad de carga en áreas sin contaminación salitrosa (*)
		2/0 AWG - 2 AWG	Cobre	Alta y media densidad de carga en áreas con contaminación salitrosa y/o ubicadas en zonas costeras (*)
	Rural y de baja densidad de carga	1/0 AWG - 2 AWG	Aluminio (ARVIDAL)	Áreas rurales y de baja densidad de carga sin contaminación salitrosa.
		2 AWG - 4 AWG	Cobre	Áreas rurales y de baja densidad de carga con contaminación salitrosa y/o ubicadas en zonas costeras.
Redes subterráneas		250 kCM - 2 AWG	Cobre	Alta y media densidad de carga

(\*)Estas configuraciones podrán emplearse para alimentar cargas importantes de la demanda en áreas de baja densidad

**NOTA:** En caso de troncales primarios rurales que alimenten cargas de alta demanda podrán usarse los calibres recomendados en la zona urbana

- Redes secundarias

Los calibres deberán emplearse en las redes secundarias, así como las capacidades de transformación asociadas a la combinación óptima, serán las mostradas en la tabla 2.6.

Los conductores normalizados se distribuirán en los ramales y troncales del circuito (sin que ello represente una norma inflexible) de la forma mostrada en la tabla 2.7.

Tabla 2.6: Calibres de conductores para redes secundarias

	Capacidad del Transformador de distribución (kVA)	Calibre de la red secundaria		Rango de aplicación según la densidad de carga (kVA/m)
		Aluminio (ARVIDAL)	Cobre (1)	
Redes aéreas	3x10 3x15 3x25	2 AWG (5) 1/0 AWG	4 AWG	Baja (0-0,15)
	3x37,5	1/0 AWG 2/0 AWG	2 AWG	Media (0,16-0,32)
	3x50 3x75	4/0 AWG	2 AWG	Alta (0,33-2)
	3x100	4/0 AWG	2/0 AWG	
Redes subterráneas	150	1/0 AWG	2 AWG	Baja (0-0,15)
	150 300	4/0 AWG	2/0 AWG	Media (0,16-0,32)
	300	400 kCM	2/0 AWG	Alta (0,33-2)
	500	400 kCM	2/0 AWG 250 kCM	

(1) En zonas de contaminación salitrosa y/o costeras deberá usarse conductores de cobre. [22]

Tabla 2.7: Calibre de conductores en función de la demanda

	Carga del Circuito (MVA)	Conductor	
		Aéreo	Subterráneo
Troncal	Menor de 2	1/0 Arvidal 2 Cobre	1/0 Cobre 4/0 Cobre 350 MCM Al
	Entre 2 y 6	4/0 Arv. 2/0 Cobre	500MCM
	Mayor de 6	4/0 Cobre 336 Arvidal	
Ramales (*) los ramales que tengan puntos de interconexión con otros circuitos deberán poseer el mismo conductor que el troncal		1/0 Arvidal 2 Cobre o menores	4/0 cobre 350 MCM Al o menores

[6]

#### d. Corrientes nominales del conductor

Para líneas aéreas se considera la columna correspondiente a las condiciones con sol y viento de la tabla 2.8, por ser la condición más crítica, asegurando así que en las otras condiciones también se cumpla con la capacidad del conductor.

Tabla 2.8: Capacidad térmica de conductores ARVIDAL en Líneas Aéreas

Calibre (*) (AWG ó MCM)	Capacidad de carga en A.			
	sol sin viento	sin sol sin viento	sol y viento	viento sin sol
4	80	90	133	142
2	109	128	180	190
1/0	152	176	242	256
2/0	180	209	280	299
3/0	209	242	323	346
4/0	247	285	375	398
336,4	342	398	503	540
397,5	389	446	560	607

(\*) Calibre equivalente en conductor de aluminio 1350 H19 de conductividad 61,2% IACS  
(International Annealed Cooper Standard, Estándar Internacional de Cobre no Aleado)

-Conductor de aleación de aluminio 6201 de conductividad 52,5% IACS

-Temperatura máxima del conductor: 75°C

-Temperatura ambiente: 30°C

-Velocidad del viento: 0,6 m/s.

-Absorción solar: 0,5

-Emisividad (conductor desnudo): 0,5

-Valores de capacidad de corriente a nivel del mar. [23]

#### e. Clasificación de alimentadores

Alimentador de Muy Alta Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 1 MVA/km.

Alimentador de Alta Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 550 kVA/km y menor o igual que 1000 kVA/km.

Alimentador de Mediana Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 150 kVA/km y menor o igual que 550 kVA/km.

Alimentador de Baja Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 75 kVA/km y menor o igual que 150 kVA/km.

Alimentador de Muy Baja Densidad: Alimentador cuya densidad lineal de carga es menor o igual que 75 kVA/km. [24]

## f. Índices de consumo residencial

Las categorías de consumo se determinan en función del índice de consumo promedio (CP), cuya definición es la siguiente:

$$CP = \frac{Ct}{Ns} \quad \text{Ecuación 2.17}$$

Donde:

Ct: Consumo total residencial anual (kWh)

Ns: Número de suscriptores residenciales

Se establecen las siguientes categorías y rangos de consumo en base al índice de consumo promedio (CP):

Tabla 2.9: Nivel de consumo en función del consumo promedio

Abreviatura	Nivel de Consumo	Rangos de consumo
CB	Consumo Bajo	$CB \leq CP/2$
CMB	Consumo Medio Bajo	$CP/2 \leq CMB \leq CP$
CMA	Consumo Medio Alto	$CP \leq CMA \leq 2CP$
CA	Consumo alto	$CA > 2CP$

Clasificación de las poblaciones a nivel nacional

Se definen los siguientes grupos homogéneos de poblaciones, basados en sus consumos promedios (CP) en kWh/suscriptor, para los años 1982 y 2000:

Tabla 2.10: Grupos homogéneos de poblaciones en función del consumo promedio (CP) en kWh/suscriptor

Grupo	Rango kWh/sus. 1982	Rango kWh/sus. 2000
A	mayor de 5000	mayor de 11000
B	de 3000 a 5000	de 6000 a 11000
C	de 1500 a 3000	de 3000 a 6000
D	menor de 1500	menor de 3000

[25]

## CAPÍTULO III

### 3. MARCO METODOLÓGICO

La metodología utilizada puede resumirse en los siguientes pasos:

- 3.1 Definición y delimitación del área general en estudio.
- 3.2 Recopilación de información
- 3.3 Actualización del sistema presente
- 3.4 Criterios para el análisis del sistema de distribución.
- 3.5 Análisis de sistema presente en el área en estudio.
- 3.6 Predicciones de demanda en el área en estudio.
- 3.7 Planificación del sistema eléctrico de distribución a mediano y largo plazo
- 3.8 Planificación del sistema eléctrico de distribución a corto plazo
- 3.9 Creación del plan maestro de expansión del sistema eléctrico de distribución en el área en estudio – período 2009-2019.

El plan de trabajo representa un procedimiento que se realiza de forma cíclica en el tiempo, preferiblemente cada dos (2) años, con la finalidad de mantener la información actualizada y mantener representada, lo mejor posible, la realidad del área de estudio. El procedimiento para elaborar y ejecutar el plan de trabajo se muestra en la figura 3.1, nótese que los primeros cuatro (4) pasos definen el sistema de distribución, y de manera paralela se pueden realizar los estudios del análisis de sistema presente y la predicción de demanda.

**3.1 Definición y delimitación del área general en estudio:** En este primer paso se debe delimitar el área de estudio, identificando las subestaciones adyacentes, topología de redes, así como los planes ordenamiento y desarrollo territorial del área en estudio y de las áreas adyacentes que pudiesen afectar o influenciar el área de

estudio por su proximidad. Una vez definida el área de estudio, se demarca con una poligonal incluyendo: subestaciones, topología de redes y todos los proyectos a desarrollar.

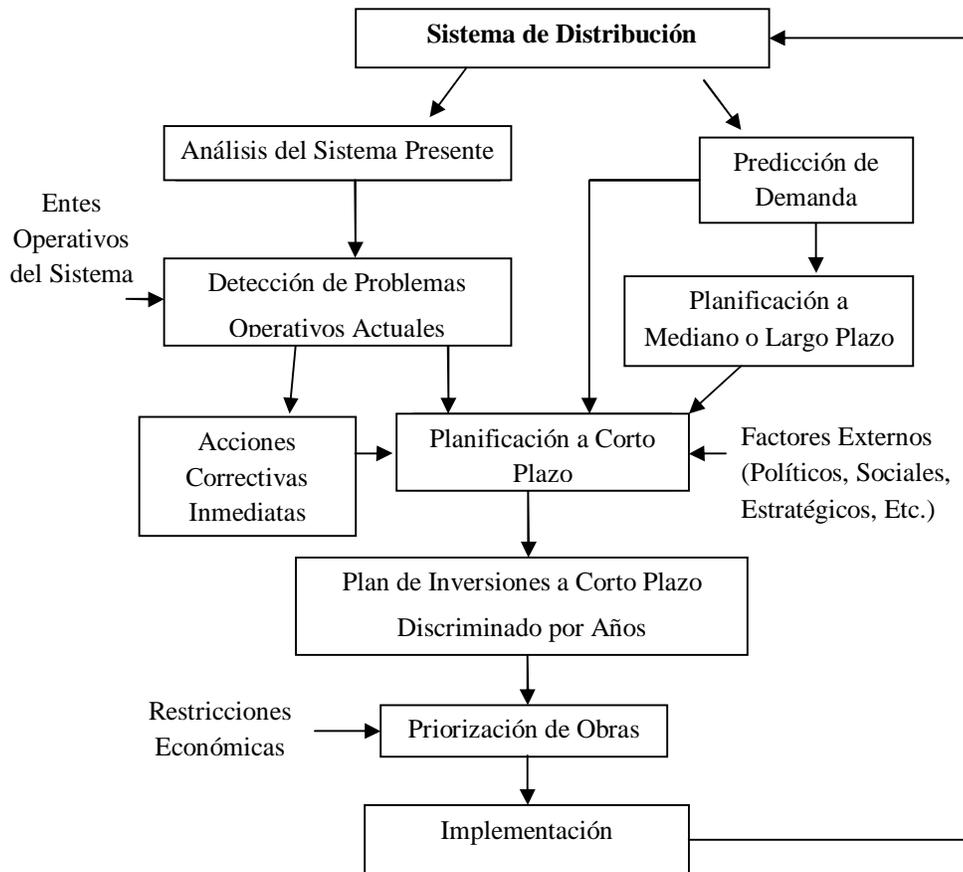


Figura 3.1: Esquema de la metodología de trabajo

### 3.2 Recopilación de información

Se deben obtener los datos necesarios para realizar el estudio, los mismos debe ser actualizados y fiables, de ello depende el resultado final de realizar los procesos y análisis correspondientes, por ello la importancia de la confianza en la información a tratar. Las fuentes de información empleadas son:

- ✓ Plano digital actualizado suministrado por CADAFE en el área en estudio:  
Muestra la red de distribución de energía eléctrica actual en el estado Cojedes

con la disposición física de las subestaciones y las rutas de sus circuitos, así como la vialidad y topografía de la zona.

- ✓ Catastro urbano del territorio a estudiar: muestra la inmobiliaria de la región, para determinar la localización y dimensionamiento, de usuarios comerciales e industriales.
- ✓ Planes de ordenación urbanística, planes rectores de desarrollo urbano y/o Planes de Desarrollo Urbano Local (PDUL): Esta información fue suministrada por el Ministerio del Poder Popular para las Obras Públicas y vivienda (MOPVI) en la ciudad de San Carlos y recoge las obras y proyectos a ejecutar por municipio.
- ✓ Histórico de demandas por alimentador y por transformador suministrado por CADAFE en el área de estudio: Este es un resumen por año de los valores máximos por circuito y por transformador medidos en cada mes.
- ✓ Atlas eléctrico geográfico y unifilares del área de estudio: El atlas eléctrico es un resumen gráfico del sistema eléctrico en el estado mostrando la ubicación geográfica de las subestaciones y cómo se interconectan a través de los circuitos de alimentación de las subestaciones.
- ✓ Número de habitantes promedio por familia: por estado o en la región en estudio, valor obtenido de la página web del INE.
- ✓ Consumo promedio anual y/o mensual kWh/usuario por tipo de usuario.
- ✓ Curvas de carga horaria y curva de duración horaria.
- ✓ Pronóstico de potencia máxima no coincidente por S/E de la zona de estudio.
- ✓ Lecturas de variación de carga horaria por circuitos: o de variación de carga diarias información obtenida por el departamento de planificación de CADAFE del estado Cojedes.
- ✓ Factibilidades de servicio disponibles en el área de estudio: información suministrada por el departamento de planificación de la zona.

**i. Suavización de la historia de demanda:** Se refiere al procedimiento utilizado a los fines de tratar los registros de carga mensual histórica de cada uno de los

alimentadores suministrados por CADAFFE, esto tiene como finalidad corregir todas aquellas imperfecciones o discontinuidades ocasionadas por fallas en los alimentadores, transferencia de cargas entre circuitos, etc. En este procedimiento se descartan valores que no pertenezcan a condiciones de operación normal de la carga como saltos, picos, valles y otras deformaciones debido a transferencias de carga. Para ello se emplea el método de promedios móviles de orden doce.

**3.3 Actualización del sistema presente:** Se actualizan los datos de las redes de distribución del área bajo estudio, para ello se recorren los circuitos del área y se efectúan las correcciones correspondientes sobre los últimos planos actualizados. También se obtiene información de las características operacionales de todas las subestaciones y alimentadores del área en estudio, así como los de las áreas adyacentes.

**3.4 Criterios a utilizar para el análisis del sistema de distribución:** Se investigan las normativas vigentes de la empresa, así como las actualizaciones de las gacetas oficiales con respecto a sistemas eléctricos de distribución.

**3.5 Análisis del sistema presente en el área en estudio:** Consiste en evaluar el estado actual del sistema eléctrico de distribución en el área en estudio, considerando su operación bajo los criterios de confiabilidad, para detectar los problemas operativos actuales y tomar las acciones correctivas inmediatas que requieren de poca inversión y de corto tiempo de implantación, así mismo se consideran las deficiencias actuales del sistema para su diseño a corto plazo, en este sentido, se realizan:

Análisis de confiabilidad de Servicio {  
Análisis de continuidad de servicio  
Análisis de calidad de servicio  
Análisis de flexibilidad de servicio

El análisis de confiabilidad de servicio se reduce a verificar que su funcionamiento sea satisfactorio para las condiciones actuales de operación y de acuerdo a sus

características de diseño. Los parámetros de operación que influyen son los siguientes:

- **Análisis de continuidad del servicio:** Comprueba el grado de disponibilidad que representa el sistema. Depende básicamente de la cantidad, tipos de fallas y de la facilidad para resolverlas.
- **Análisis de calidad de servicio:** verifica la capacidad del sistema para operar dentro de rangos preestablecidos de tensión y frecuencia. Para realizar este análisis se toman en cuenta los aspectos de caída de tensión, pérdidas del alimentador, compensación reactiva y regulación de tensión.
- **Análisis de flexibilidad de Servicio:** Verifica la capacidad del sistema de operar en condiciones de emergencia dentro de los rangos de tensión y carga preestablecidos.

La flexibilidad se evalúa a través de los siguientes parámetros:

- ✓ Factor de utilización de los conductores.
- ✓ Capacidad firme de las subestaciones
- ✓ Puntos de transferencia de los circuitos y porcentaje de carga transferible.
- ✓ Puntos de seccionamiento en los troncales

La flexibilidad está estrechamente ligada a la continuidad en el sistema; porque en la medida que el sistema sea más flexible, mayor será la facilidad para solventar los problemas derivados de las fallas. [26]

### **3.6 Predicciones de demanda en el área en estudio**

Consiste en determinar la magnitud localizada de la demanda en el futuro, esta predicción se realiza sobre pequeños módulos de áreas o microáreas y es utilizada principalmente en la planificación a mediano plazo para establecer los esquemas futuros de subestaciones o lo que se ha llamado **imagen objetivo del sistema**.

El modelo de predicción utilizado por CADAFE es el “**Sistema de Predicción de Demanda con inferencia en áreas vacantes**”. Para la predicción se aplicará el siguiente procedimiento:

- i. Definición del uso de las parcelas del área de interés (zonificaciones).
- ii. Determinación de los factores de carga y potencia por zonificación
- iii. Obtención de la matriz geográfica de carga y selección de áreas vacantes
- iv. Determinación de la Demanda de Saturación por microárea
- v. Procedimiento de la predicción de demanda
- vi. Inclusión de solicitudes de factibilidad de servicio

#### **i. Definición del uso de las parcelas del área de interés (zonificaciones).**

Los planes de ordenamiento urbano ubicados dentro de la poligonal de estudio determinan las principales zonificaciones. Dichos planes están definidos por una poligonal urbana, por tal motivo es común que existan áreas sin una zonificación. En estos casos se emplean herramientas como Google Earth o Google Maps, que muestran imágenes satelitales que complementan esta información y permiten estimar la densidad de población del área visualizando las construcciones existentes, siendo muy útil en casos donde el traslado al área sea dificultoso.

Sobreponiendo las zonificaciones de los planes urbanos y las cuadrículas de la matriz geográfica (figura 3.2), se mide el área ocupada por cada zonificación y por la vialidad en cada una de estas cuadrículas para crear una matriz geográfica de área que servirá de base para la matriz geográfica de carga.. En el caso de las zonas rurales y/o sin zonificación se estima el área de desarrollo.

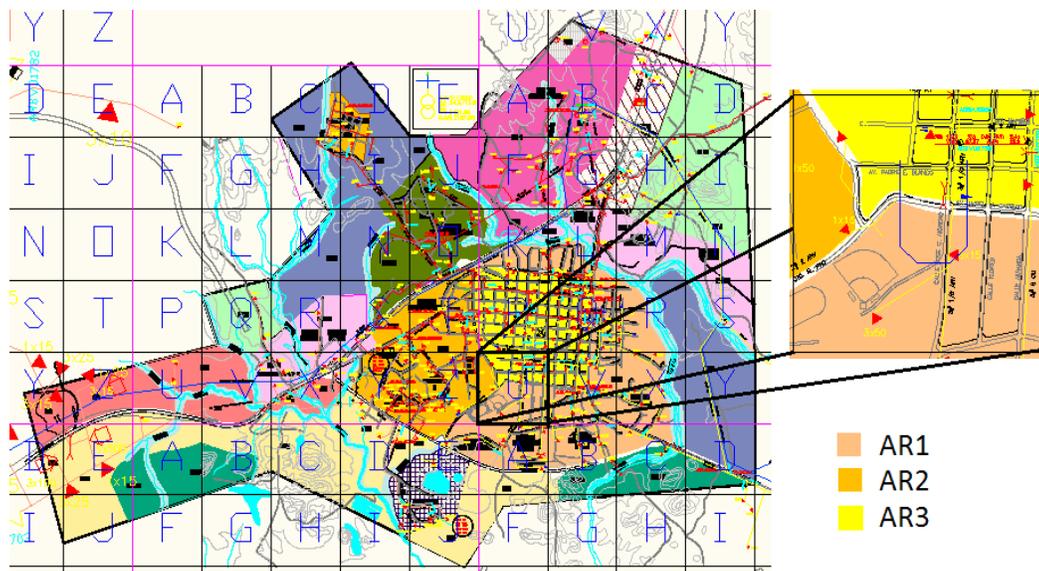


Figura 3.2: Medición área por zonificación de una cuadrícula.

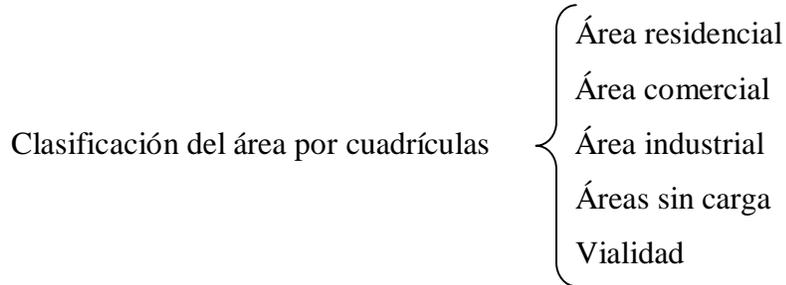
## ii. Determinación de los factores de carga y potencia por zonificación.

El factor de carga compara la demanda promedio en un período de tiempo y la demanda máxima que presenta en el mismo período, este puede ser diario, mensual, entre otros. Este factor indica la intensidad del uso de la demanda en una instalación, por lo cual es un elemento de juicio a la hora de tomar decisiones.

Con la medición de carga en A o VA de forma horaria o diaria, según sea el caso, se obtiene la curvas de variación horaria o diaria. Esta curva muestra los valores ordenados de mayor a menor mostrando la frecuencia de medición de cada valor y la energía como el área bajo la curva. Al no disponer de registros se puede estimar los factores de carga y potencia según el manual de modelos normativos.

## iii. Obtención de la matriz geográfica de carga y selección de áreas vacantes.

Al definir el área por zonificaciones y vialidad en las cuadrículas se crean cuatro grupos principales para calcular su carga con un método según su clasificación:



Las áreas sin carga se refieren a espacios sin consumo eléctrico como áreas protegidas, franjas de protección de ríos, quebradas, parques, cementerios, entre otros. Para el cálculo del pronóstico de la carga en el año de saturación (T + 25) por cuadrícula del resto de estos grupos se realizan los siguientes pasos:

- **Cálculo de carga residencial:** Conocida la matriz geográfica de área la serie de pasos a seguir con las zonificaciones residenciales se resumen en la figura 3.3

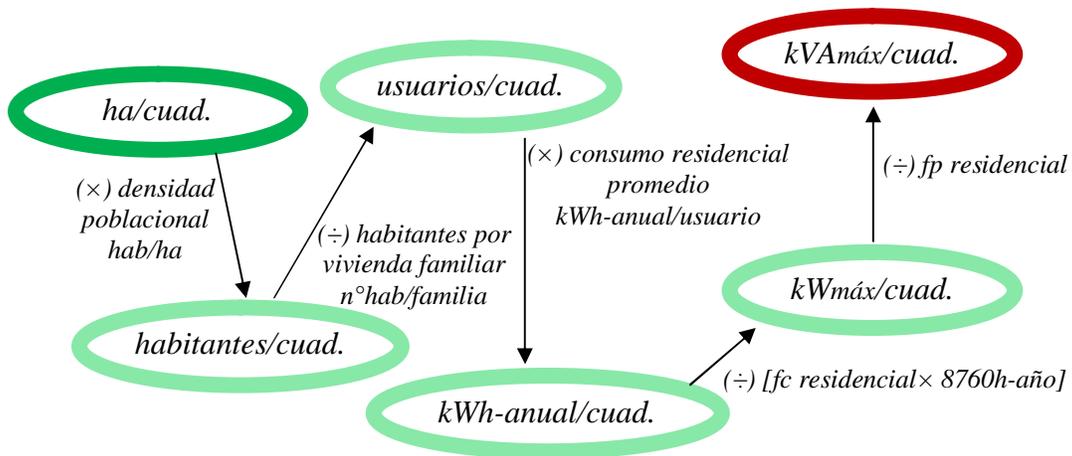


Figura 3.3: Esquema de pasos para la obtención de la matriz geográfica de carga de las zonificaciones residenciales.

De los planes de ordenamiento urbanístico se obtiene la densidad poblacional de las zonificaciones de tipo residencial. Esta densidad puede ser neta o bruta, de valor máximo, promedio o entre un rango. La selección del valor dependerá del criterio del planificador, considerando cuan reciente son dichos planes y el desarrollo actual del área.

En las zonificaciones residenciales cuya densidad no esté definida, pueden estimarse en relación al desarrollo de la zona comparándolas con las ya definidas, tal es el caso de las áreas residenciales espontáneas, áreas en proceso de consolidación o de ocupación, entre otras.

De la facturación por oficina comercial del área de estudio se obtiene el número de clientes y su consumo en kWh-anual durante al menos 4 años, con el objeto de definir el índice MWh/usuario residencial promedio. Esto se logra con la proyección de las curvas de energía total anual consumida por los suscriptores residenciales y del número de suscriptores promedio hacia el año horizonte escogiendo la curva que mejor se ajuste al crecimiento de la ciudad. Se consideraran las categorías residenciales: la residencial social, la residencial general y los residenciales de alto consumo, según la Gaceta N° 37.415.

• **Cálculo de carga comercial e industrial:** Para estos tipos de zonificación se realiza un muestreo<sup>7</sup>, con el último consumo eléctrico y el área ocupada de cada comercio o industria, para obtener los índices de consumo de energía anual promedio para suscriptores comerciales e industriales de la siguiente forma.

$$Es = \frac{\sum_{i=1}^n MWh - anual_i}{\sum_{i=1}^n ha_i} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Donde:

$Es$  : Índice de consumo de energía anual promedio en MWh-anual/ha.

$MWh - anual_i$  : Consumo de energía anual del comercio o industria “i”.

$ha_i$  : Área ocupada por el comercio o industria “i” en hectáreas (ha)

$n$  : Número de muestras comerciales o industriales.

Obtenido esto se realizan los siguientes pasos:

---

<sup>7</sup> Para la zonificación comercial el muestro debe tener al menos 25 comercios

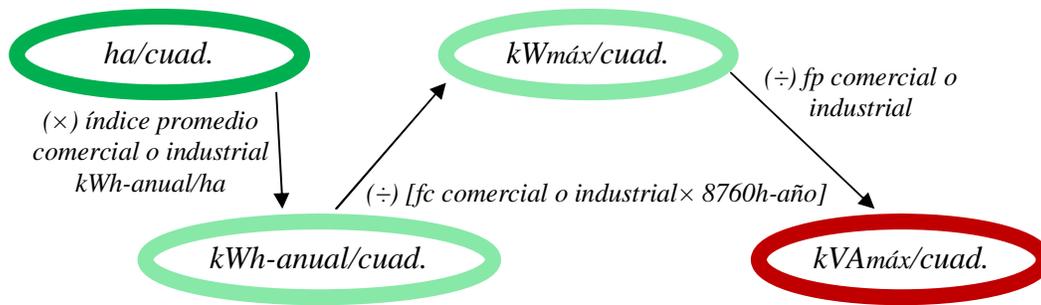


Figura 3.4: Esquema de pasos para la obtención de las matrices geográficas de carga de las zonificaciones comerciales e industriales.

- **Cálculo de carga vial:** Se debe estimar la energía consumida en el alumbrado público considerando el número de luminarias de una muestra en una longitud de la vía, multiplicado por la potencia nominal de cada luminaria y dividido entre la superficie promedio de las calles y/o avenidas. Como se resume en la ecuación 3.2. Para culminar al igual que en el cálculo anterior con la división del factor de potencia correspondiente, tal como en los últimos pasos de la figura 3.4.

$$Es_{ap} = \frac{N_l \times P_l}{1000 \frac{W}{kW}} \times \frac{10000 \frac{m^2}{ha}}{l \times a} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

Donde:

$Es_{ap}$  : Índice de consumo de energía anual promedio en kW/ha.

$N_l$  : Número de luminarias de la muestra de la calle y/o avenida.

$P_l$  : Potencia de la luminaria.

$l$  : Longitud de la muestra de la calle y/o avenida.

$a$  : Ancho promedio de las calles y/o avenidas.

#### o Selección de las áreas vacantes

Los planes de desarrollo urbano local y/o estatal, factibilidades de servicios, entre otros son fuentes de información para la selección de las áreas vacantes, en primera instancia aquellas en las que se tiene conocimiento de desarrollo, también aquellas áreas que sirven de extensión o crecimiento a desarrollos ya existentes.

#### iv Obtención de la matriz geográfica de saturación.

Definidas las microáreas y cuadrículas en el área a estudiar se localiza la historia de demanda en estas cuadrículas con ayuda del programa PADEE y los valores en corriente de historia de carga máxima, simulando los dos últimos años de historia. Esta información junto a la demanda de saturación servirá para definir la curva de crecimiento de carga por cuadrícula.

Se simula el comportamiento de crecimiento de la carga en cada una de las cuadrículas considerando el efecto de saturación similar a una curva de forma “S”, por su similitud con la función tangente hiperbólica, comportamiento recomendado por la Dirección Ejecutiva de Planificación 115kV/distribución de CADAFE. Esta recomendación está basada en el fácil manejo del cálculo de las variables, asimismo requiere menor cantidad de datos, en la figura 3.5 se muestra este comportamiento, donde se define por su demanda de saturación y un par de valores históricos. Esto muestra gran ventaja cuando existe la limitación en información de cargas históricas de circuitos.

Esta forma refleja el comportamiento natural de crecimiento en una microárea con un lento crecimiento al inicio de su desarrollo, luego muestra un crecimiento acelerado hasta acercarse a su demanda de saturación donde reduce nuevamente el crecimiento de su demanda.

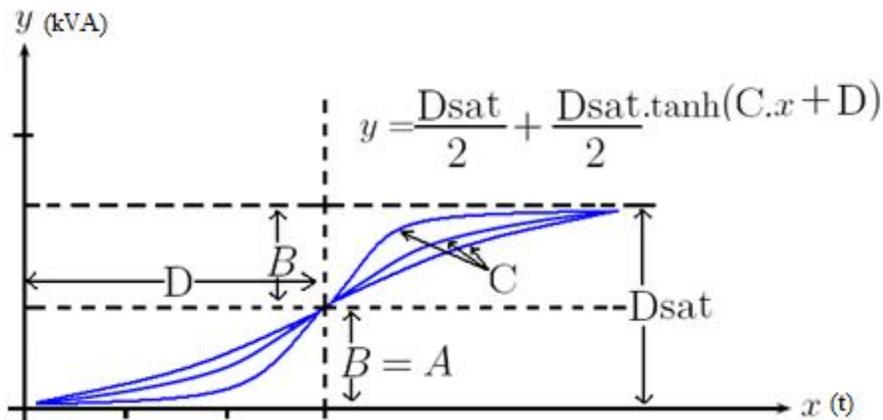


Figura 3.5: Curva tipo “S”

La demanda de saturación determina el crecimiento máximo de cada una de las microáreas limitando su crecimiento en el año horizonte, de esta manera se controla una estimación excesiva de la demanda. Para obtener esta demanda de saturación por cada cuadrícula se emplea el plan de ordenamiento urbano que servirá para la estimación de esta demanda en el año horizonte.

Al definir la curva de crecimiento tipo “S” para cada una de las cuadrículas se puede obtener la predicción año a año de la matriz geográfica.

#### **v. Procedimiento de la predicción de demanda.**

La metodología utilizada se denomina “Método de Tendencia Histórica con Inferencia en Áreas Vacantes”, el cual se emplea para la predicción de carga por microáreas. El objetivo fundamental del método se basa en la distribución de la demanda máxima de toda el área en estudio, considerando la modelación del comportamiento de tendencia histórica en cada una de las microáreas a través de la curva “S”, así como la inferencia en microáreas inicialmente sin carga.

Se inicia con el cálculo de la curva “S”, para cada una de las microáreas, utilizando los valores de saturación obtenidos para cada una de las cuadrículas en el año horizonte, luego se extrapola la curva para obtener la demanda teórica de cada microárea por año. El siguiente paso es obtener la predicción de carga en la región bajo estudio en un año “t” de predicción, según resultados obtenidos del Departamento de Planificación. En la figura 3.6 se resume este proceso.

Seguidamente se divide el área total en cuatro subáreas. Con las demandas de las microáreas contenidas en cada una de estas subáreas, luego se compara la sumatoria de las cargas obtenidas en estas áreas con el valor de predicción de carga en el área total para el año “t” del primer paso.

$L(t)$ : Carga pronosticada para la región total en el año “t” de predicción.

$I_k(t)$ : Carga obtenida para la subárea “k” en el año “t” de predicción.

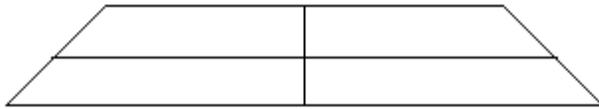
n: Número de divisiones, se empleara normalmente  $n=4$ .

$$L(t) > \sum_{k=1}^n I_k(t) \quad \text{Ecuación 3.3}$$

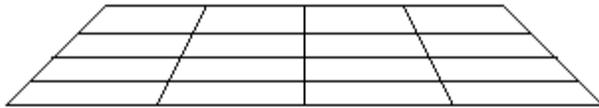
Si se cumple la condición anterior el ajuste de las demandas en el año “t” se hace siguiendo los criterios de grado de desarrollo y áreas vacantes.



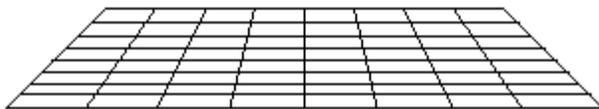
1.- Predicción de carga en la región bajo estudio en un año “t” de predicción.



2.-Subdividir, sumar cada subárea y ajustar de manera que la suma sea igual al valor del área superior.



3.-Similar al paso anterior.



4.-Ajuste de cada microárea.

Figura 3.6: Ilustración del procedimiento de ajuste por subáreas.

Se entenderá por grado de desarrollo, la cercanía de la magnitud de carga en el año “t” a la carga de saturación o carga estimada para el año horizonte. En base a este concepto la diferencia planteada en la ecuación. 3.3, se repartirá entre las subáreas inversamente proporcional al grado de desarrollo, es decir, a las subáreas que más se

acerquen a su demanda de saturación se les asignará menos carga de la diferencia, que aquellas que se alejen de la saturación. Este ajuste se hace utilizando la ecuación:

$$l_k(t) = l_k(t) + L(t) - \sum_{i=1}^n l_i(t) \cdot \frac{Ds_k - l_k(t)}{\sum_{i=1}^n (Ds_i - l_i(t))} \quad \text{Ecuación 3.4}$$

k = 1,2...n

Pero existen subáreas que pueden contener algunas o sólo áreas desocupadas o vacantes en este caso se aplica el criterio de áreas vacantes. Entonces la diferencia de carga se reparte entre las subáreas que contienen sólo áreas vacantes, proporcionalmente a su demanda de saturación o valor estimado de carga en el año horizonte. De la ecuación 3.4 al aplicarla en una subárea sin carga previa hacemos  $l_k(t)=l_i(t)=0$  quedando de la siguiente manera:

$$l_k(t) = L(t) - \sum_{i=1}^n l_i(t) \cdot \frac{Ds_k}{\sum_{i=1}^n Ds_i} \quad \text{Ecuación.3.5}$$

Por el contrario si ocurre que:

$$L(t) < \sum_{k=1}^n l_k(t) \quad \text{Ecuación 3.6}$$

Se aplica el criterio del crecimiento interanual, de acuerdo al cual la diferencia planteada en la ecuación 3.6, se debe a un aumento interanual exagerado de la carga de alguna de las subáreas. Con base en esto, la diferencia se le substraerá a cada subárea proporcionalmente al crecimiento interanual entre el año considerado y el anterior, según la ecuación:

$$l_k(t) = l_k(t) - \sum_{i=1}^n l_i(t) - L(t) \cdot \frac{l_k(t) - l_k(t-1)}{\sum_{i=1}^n (l_k(t) - l_k(t-1))} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

k=1,2...n

Del análisis de la ecuación 3.7, se observa que las áreas saturadas no se ven afectadas por este ajuste.

En la figura 3.7 se muestra una primera división de subáreas, siendo T el año del estudio, y  $t_0$  el año de predicción. Las curvas “s” ajustadas en la columna del medio exhibe la primera subárea cerca de su nivel de saturación, en la segunda y tercera subárea dos puntos distintos del desarrollo acelerado de la cuadrícula, en la cuarta subárea se halla un área vacante cuya carga asignada en el año  $t_0$  es producto del ajuste. La sumatoria de carga de estas subáreas en el año  $t_0$  es el equivalente a la carga del área total a comparar con la predicción.

Este proceso de extrapolación de división en subáreas y ajustes de curvas se repite para cada subárea hasta llegar en las continuas divisiones a una resolución de microáreas, con lo cual se habrá finalizado el proceso.

*“Es importante resaltar que este método no utiliza los factores de coincidencia al sumar las cargas de las microáreas. Esto se debe a que el objetivo de este modelo no es el de producir un estimado válido de la demanda total del área bajo estudio. En tal caso serían imprescindibles los factores de coincidencia. El fin del modelo es hacer la predicción de cada microárea, usando como valores intermedios para el ajuste la predicción de carga global, no como resultados válidos”.* [4]

Este método intenta evitar la sobre extrapolación con el uso del año horizonte, además es capaz de hacer predicción de carga gracias al concepto de interferencia en áreas vacantes. La información recolectada puede clasificarse en variables urbanas y eléctricas, que permiten obtener una estimación de la demanda de saturación por cuadrícula y por microárea más acertado. Elementos como el uso de la tierra, vialidad, planes de desarrollo, densidad de población se emplean con la primera intención de obtener un índice “kVA/ha” para cada zonificación o uso de tierra en un año horizonte ubicado 25 años después del año inicial del estudio.

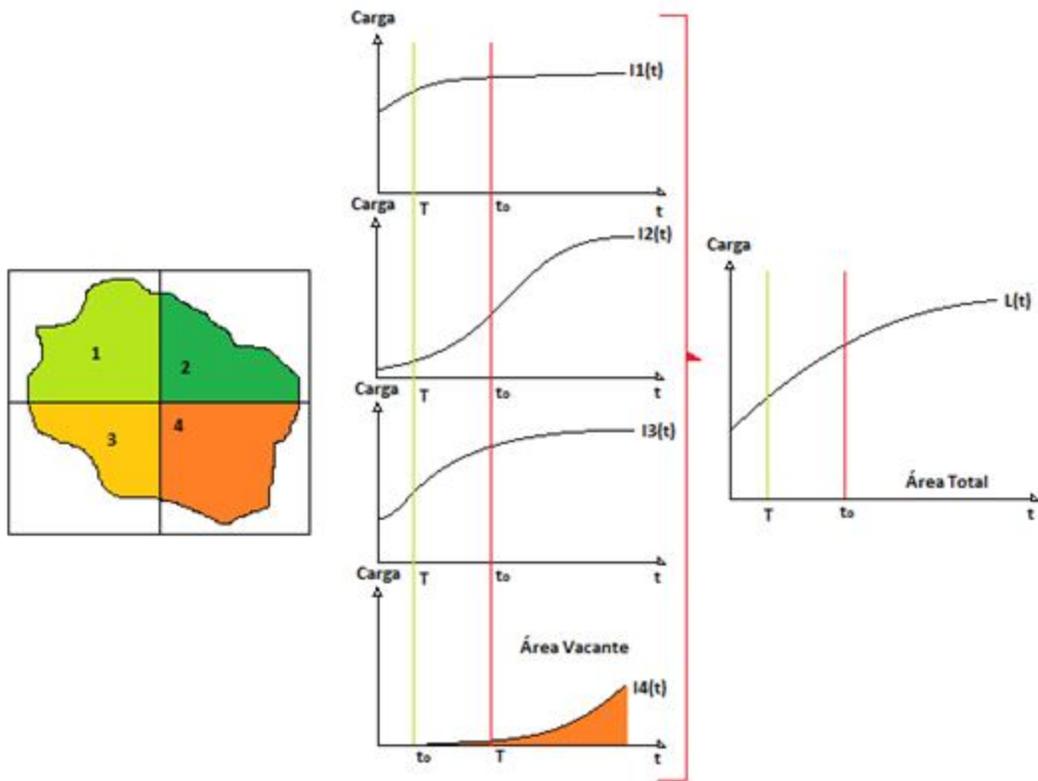


Figura: 3.7: Inferencia en áreas vacantes

[<sup>4</sup>]

#### vi. Inclusión de solicitudes de factibilidad de servicio.

Con la información de nuevos proyectos y/o el listado de solicitudes de carga, se localizan en el tiempo, en el corto plazo (5 años) y de existir aquellas menores a 10 años (mediano plazo), y la magnitud de su demanda es añadida y localizadas como cargas especiales según la matriz geográfica definida.

Conocida la dimensión de la carga solicitada y su posible expansión o ubicación en una o más cuadrículas, la carga es equitativamente distribuida en la cantidad de cuadrícula que abarca, a no ser que se conozca la proporción correspondiente a cada una de las cuadrículas involucradas.

### **3.7 Planificación del sistema eléctrico de distribución a mediano y largo plazo:**

La planificación del sistema eléctrico de distribución se realiza una vez conocida las estimaciones de demanda, para los años en estudio hasta el año horizonte (T+25), donde “T” es el año presente. Este plan da una visión más amplia de la expansión del sistema y asegura la plena utilización del equipamiento durante su vida útil, de forma tal que sirva para orientar las inversiones en el corto plazo hacia el objetivo trazado por el plan a largo plazo. De manera general la planificación a mediano plazo incluye:

- i. Dimensionamiento de subestaciones urbanas.
- ii. Ubicación de subestaciones de distribución
- iii. Planteamiento de alternativas de expansión.
- iv. Evaluación técnica de las alternativas planteadas.

La planificación a mediano y largo plazo se orienta hacia la expansión económica del sistema, con el máximo aprovechamiento de los equipos a lo largo de su vida útil; se busca una visión a gran escala del sistema en estudio que permita asegurar calidad y continuidad de servicio en el área durante todo el período considerado.

La planificación a largo plazo permite visualizar algunos escenarios posibles a futuro del comportamiento de la carga, permitiendo confirmar la viabilidad económica de los comportamientos a corto y mediano plazo. La planificación a mediano plazo identifica la necesidad de crear nuevas subestaciones. La construcción de estas requiere mayor tiempo en su construcción que las redes primarias de distribución por ese motivo deben planificarse con antelación, considerando su localización, el tipo de configuración y la capacidad a instalar.

#### **i. Dimensionamiento de subestaciones urbanas**

Este dimensionamiento depende de criterios como los siguientes:

- Capacidad de reserva

- Capacidad firme de subestaciones
- Modelo de expansión de subestaciones

**Capacidad de reserva:** En condiciones normales de operación las unidades de transformación no deben funcionar a su máxima capacidad, esto permite una reserva de carga que es la que se emplea en una condición de emergencia llamaremos capacidad de reserva inactiva a las unidades móviles instaladas para estos casos y capacidad de reserva activa a la incorporada a los equipos en servicio representada por la capacidad firme instalada de subestaciones.

**Capacidad firme de subestaciones:** Para el dimensionamiento de subestaciones debe considerarse el peor caso posible, el cual es la operación en emergencia, que representa la pérdida del transformador de mayor capacidad de la subestación, esto debido a que el diseño debe poder satisfacer la carga en caso de que ocurra esta condición. Por ello como dimensionamiento máximo de carga para una subestación se empleará su capacidad firme, que representa en una subestación la pérdida del transformador de mayor dimensión. Por ello la importancia de emplear capacidad firme en cada una de las subestaciones.

**Modelo de expansión de subestaciones:** El seleccionar una o dos unidades de transformación al construir una nueva subestación, define si permite asegurar una capacidad firme desde su puesta en funcionamiento, siempre con la propuesta de una posible expansión. Se propone el crecimiento de las subestaciones urbanas como le ilustra en la figura 3.8 con una configuración inicial de dos transformadores idénticos y un enlace de barra normalmente abierto (NA) asegurando una rápida intervención en la transferencia de carga en el sistema.

La primera expansión consiste en la instalación de un tercer transformador idéntico a los anteriores. En caso de pérdida de una de las unidades, las otras funcionarían en paralelo cerrando la unión de barra y cubriendo la carga del transformador fallado

parcial o totalmente (según su demanda). En esta fase la subestación podrá alimentar hasta un 86,77% de su capacidad nominal.

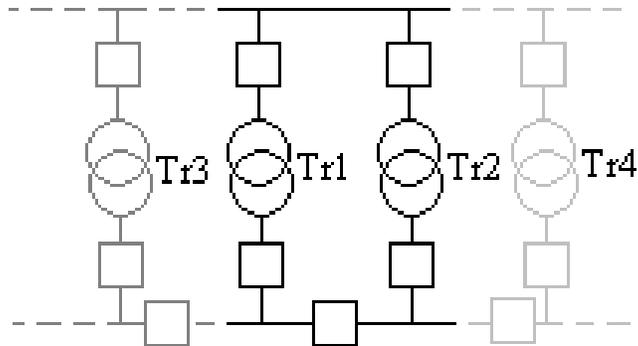


Figura 3.8: Crecimiento de subestaciones

Por último, la configuración final de la subestación es con 4 transformadores similares con posibilidad de funcionamiento en paralelo, en caso de pérdida de una unidad las tres restantes operan en paralelo y absorbiendo hasta un 97,5% de la capacidad nominal de placa de la subestación. Una subestación en su etapa final es autosuficiente, en el caso de pérdida de una unidad, partiendo de las premisas antes mencionadas. [3]

## ii. Ubicación de subestaciones de distribución

Su ubicación se considera según la distribución de la carga que suministra considerando la dirección o direcciones del crecimiento de la demanda, así como también elementos limitantes tales como el relieve de la zona, acceso de líneas de transmisión, localización del centro de carga del área de influencia, entre otros.

Conocida la matriz geográfica del pronóstico de carga a mediano plazo (año T+10), se delimita el área de influencia de cada una de las subestaciones con un valor igual o inferior a su capacidad firme. Es aquí donde se identifica si es necesario o no la construcción de nuevas subestaciones en el área para garantizar el suministro de energía en toda el área estudiada, tomando en cuenta que se busca el máximo aprovechamiento de los equipos.

En el caso que se requieran nuevas subestaciones, el área de influencia tiene el propósito de hallar el centro de carga de dicha área, si este se encuentra dentro del área de influencia, las subestaciones deben ubicarse preferiblemente en dicho centro o cerca del mismo como se muestra en el área amarilla y verde de la figura 3.9, donde el borde resaltado de la cuadrícula identifica el centro de carga de cada área y el relleno resaltado localiza la S/E de cada área. Debe evitarse en lo posible una distancia superior a 1km del centro de carga del área de influencia (área morada). De esta manera es posible observar si es necesario expandir subestaciones existentes y/o construir nuevas, tomando en cuenta la dirección del crecimiento o expansión de la carga.

Existen los casos en que no es recomendable la localización de nuevas subestaciones en el centro de carga, como cuando se encuentra fuera de su área de influencia, en este caso es fundamental la dirección de crecimiento de la demanda, como se ilustra en la figura 3.10. Nótese que la dirección del crecimiento identificado con flechas, está dirigido en sentido contrario a la localización de la subestación marcada con una “X”, esto ocasionaría mayor longitud en los conductores para empezar a suministrar la demanda, mayores pérdidas, y poca confiabilidad. En la creación de nuevas subestaciones se deben mantener los criterios de continuidad y calidad de servicio a lo largo del tiempo sabiendo que la carga global se encuentra en constante crecimiento, por lo que el centro de carga de su área de influencia debe emplearse de acuerdo a la dirección del crecimiento de la carga de manera tal que no varíe significativamente a lo largo del tiempo. [3]

En la localización de subestaciones de distribución se debe considerar el acceso a las líneas de transmisión por la geografía, el costo del terreno, la distancia al centro de carga, las pérdidas en alimentadores primarios, entre otros elementos que determinan si una propuesta es realizable o no. Para reducir las pérdidas al seleccionar el área de influencia en cada subestación se busca el área más cercana a ella disminuyendo la distancia entre la carga y la subestación.



su vez a una configuración del sistema presente, donde sólo esta última configuración es única, abriendo el abanico a un sinnúmero de alternativas de las cuales se buscan las más probables y/o factibles. Un ejemplo se muestra en la figura 3.11

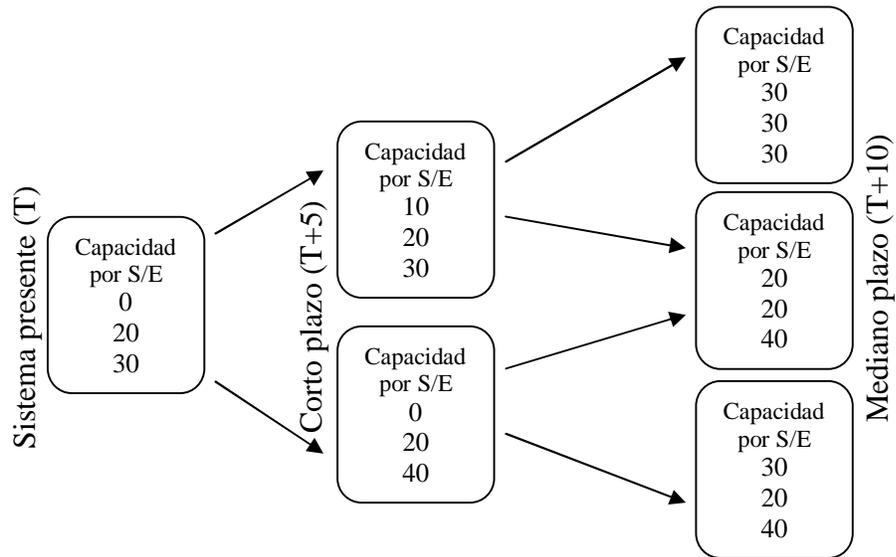


Figura 3.11: Ejemplo de configuraciones del sistema de capacidad en MVA de tres subestaciones en corto y mediano plazo. [3]

Es en este punto donde el planificador propondrá las configuraciones que satisfagan la predicción de demanda a mediano plazo, considerando ampliaciones de las subestaciones existentes, aumento de capacidad de las unidades de transformación existentes con los desmantelamientos correspondientes, la localización y dimensionamiento de nuevas subestaciones para su construcción. Con varias configuraciones a mediano plazo que cumplen con los criterios de calidad de servicio el siguiente paso es decidir si estos son técnicamente factibles.

#### iv. Evaluación técnica de las alternativas planteadas

**Evaluación técnica:** consiste en verificar si una propuesta es factible o no siguiendo una serie de pasos que se resumen en el flujograma de la figura 3.12.

El primer paso consiste en verificar que la demanda total del sistema no sobrepase la capacidad firme del esquema propuesto, con el propósito de garantizar el suministro de energía eléctrica cumpliendo el criterio de capacidad firme de subestaciones, de no cumplirse se termina el ciclo con la propuesta de buscar una nueva configuración.

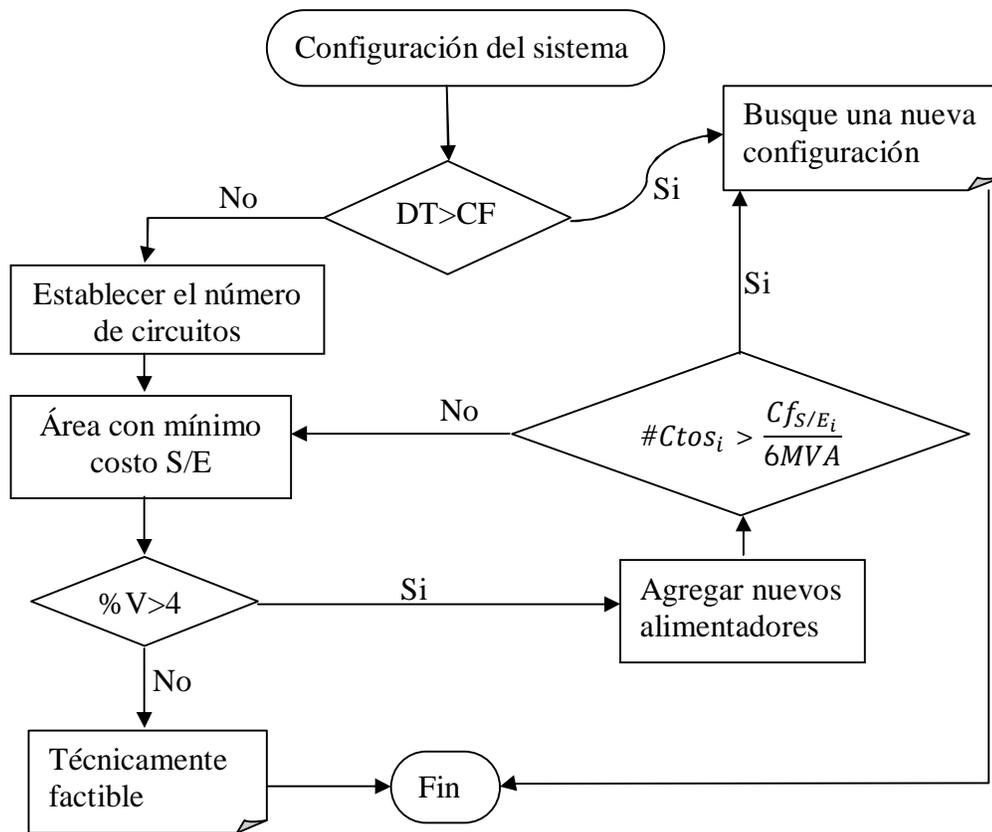


Figura 3.12: Flujograma de evaluación de esquemas de alimentación a mediano plazo

$\#Ctos_i$ : Número de circuitos de la S/E "i"

$Cf_{S/E_i}$ : Capacidad firme de la S/E "i"

DT: Demanda total del sistema (MVA)

CF: Capacidad firme del sistema (MVA)

%V: Porcentaje de caída de tensión en circuitos

La demanda total del sistema se calcula como la sumatoria de las demandas pronosticadas a mediano plazo por cuadrículas, como se resume en la ecuación 3.8. Tomando en cuenta que al pronóstico le fue adicionada por cuadrículas la factibilidad de servicio.

$$DT = \sum_{i=1}^n Pd_i \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Donde:

*Pd<sub>i</sub>*: Pronóstico de demanda a mediano plazo en la cuadrícula “*i*” (MVA)

*DT*: Demanda total del sistema (MVA)

El paso dos consiste en establecer el número de circuitos que tendrá cada S/E, tomando en cuenta que el planificador identificó la ubicación y dimensionamiento de las subestaciones. Definida las capacidades de las subestaciones, se considera que el número máximo de circuitos que puede alimentar se obtiene con la ecuación 3.9. El número de circuitos a seleccionar no debe sobrepasar este valor y puede variar durante el ciclo del flujograma.

$$NS_i = \frac{Cf_i}{6MVA} \quad \text{Ecuación 3.9}$$

Donde:

*NS<sub>i</sub>*: Número de salidas en 13,8 kV de la S/E “*i*”

*Cf<sub>i</sub>*: Capacidad firme de la S/E “*i*”

Esta ecuación se basa en que la carga máxima de una subestación no debe sobrepasar su capacidad firme. El valor de 6 MVA es la demanda máxima permitida<sup>8</sup> para un conductor de tipo Arvidal 4/0, seleccionado por su frecuencia de uso en los circuitos de distribución y su capacidad de transporte. [3]

Seguidamente se identifica el área de influencia a mediano plazo de las subestaciones propuestas, para ubicar el centro de carga de cada una de ellas y del sistema total. Esta información permitirá rectificar la ubicación de las subestaciones. Como paso

---

<sup>8</sup> Según el criterio de cargabilidad de conductores representa 2/3 de la capacidad nominal del conductor. El valor es de 5,98 MVA pero en la referencia es aproximada a 6MVA

final se verifica el cumplimiento de caída de tensión en los circuitos planteados, de no cumplirse, se considera la alternativa de añadir un nuevo circuito al sistema.

Cumpliendo todos los pasos y verificaciones se considera la configuración como técnicamente factible. Definiendo una ubicación y dimensionamiento teóricas de las nuevas subestaciones, sin embargo deben verificarse el acceso a las líneas de transmisión, las limitaciones geográficas del terreno, así como el costo del mismo.

En CADAFE es aceptada la utilización de Vuelos Aerográficos, del cual se visualiza la topografía del terreno, la accesibilidad de las líneas y los terrenos disponibles. Sin embargo actualmente existen herramientas satelitales de fácil y gratuito acceso como el software Google Earth, (Google Maps en conexión a internet) que suministran esta información, incluso de manera más detallada y amplia. Como toda herramienta, esta posee limitaciones tales como actualizaciones de las imágenes, nivel de ampliación, calidad de imagen, entre otros. Por lo que no sustituye el traslado y visita de evaluación personal del área. De esta información se debe obtener la ubicación física de las subestaciones así como su posible alimentación en alta o media tensión.

### **3.8 Planificación del sistema eléctrico de distribución a corto plazo:**

Consiste en el diseño de un sistema eléctrico confiable y cuyo costo sea lo más económico posible para un período de hasta  $T+5$  años ( $T$ : año presente), el cual se implementará mediante un Plan de Inversiones Anuales. Su diseño obedece a los resultados de las predicciones de demanda, análisis del sistema presente y el plan a mediano plazo. Además, obedece a factores externos, tales como: político, social, económico, etc.

El diagnóstico del sistema actual, la predicción de demanda y la planificación a mediano plazo, son base para la planificación a corto plazo. En esta se determinan las etapas de crecimiento del sistema hacia su imagen objetivo. De esta forma se “ordena” el crecimiento del sistema en etapas, en las cuales deben realizarse

inversiones que mejoren las condiciones del sistema y permitan satisfacer adecuadamente la demanda.

El procedimiento a es ejecutado manualmente según los criterios del planificador, el cual modifica el sistema existente con el propósito de satisfacer adecuadamente la demanda a corto plazo. Cada alteración en el sistema es simulada y probada en forma de ensayo y error hasta encontrar una solución técnicamente factible y aceptable económicamente. Es importante destacar que con este procedimiento se alcanzará una solución factible, pero no necesariamente la más económica.

**i. Criterios utilizados para la planificación a Corto plazo.**

Se emplearan los mismos criterios a utilizados para el análisis del sistema de distribución en la sección 3.4. Sin embargo se considerara también los parámetros de diseño que influyen en la planificación a corto plazo:

- ✓ Comportamiento adecuado y tiempo de operación de los elementos que lo constituyen
- ✓ Medio ambiente donde opera
- ✓ Mantenimiento

Comportamiento adecuado: Se refiere a parámetros de diseño intrínsecos al sistema como son:

Flexibilidad: Capacidad de aceptar cambios funcionales

Disponibilidad: Capacidad de operar al momento en que se requiere

Velocidad: Capacidad de reaccionar en forma rápida a los cambios

Selectividad: Capacidad de operar sólo cuando se requiere

Calidad: Capacidad de operar dentro de un rango preestablecido.

Medio ambiente: La confiabilidad del sistema depende del medio ambiente bajo el cual opera, debido a la influencia de éste en el desgaste de los elementos. Se debe

tomar en consideración este parámetro al momento de especificar equipos.

Mantenimiento: Son acciones preventivas que ejercen sobre el sistema para operar con la máxima tasa de disponibilidad posible durante su vida útil. Los períodos de mantenimiento dependen de las características y las estadísticas de fallas ocurridas durante su operación. [26]

La **demanda por cuadrícula** se refiere a la distribución de la demanda de cada cuadrícula entre los nodos ubicados en ella, refiriéndonos en especial a las **factibilidades de servicio** activas para el momento a estudiar y las **áreas vacantes**. Esta asignación se representa con la instalación de uno o varios transformadores de magnitud semejante a la carga solicitada, en el caso de las áreas vacantes, se emplean según los resultados obtenidos a mediano plazo, un valor semejante al pronóstico esperado. En el caso de ser muy bajo se le asigna un transformador de 15 kV por ser el transformador disponible de menor dimensión manejado en CADAPE.

Con esta información se introduce al paquete de programas PADEE, con programas como identificar, repartir y analizar, los cuales permiten identificar cada nodo en el circuito, repartir la demanda asignada por el mismo a lo largo del alimentador según las capacidades instaladas e identificar los criterios y zonas que no cumplen los criterios de caída de tensión y cargabilidad designados respectivamente. Los resultados se analizan por circuitos y se verifica cuales de estos no cumplen con los criterios de caída de tensión, cargabilidad de conductores y porcentaje de pérdidas, para realizar en el sistema modificaciones hasta tener una alternativa factible, tomando como prioridad de alternativas las siguientes:

1. Transferencias de carga entre alimentadores
2. Aumento de calibre de conductores
3. Diseño de nuevos alimentadores y repartición de la carga
4. Construcción de alguna de las subestaciones previstas y redistribución de la carga

### 3.9 Creación del plan maestro de expansión del sistema eléctrico de distribución

Consiste en una lista de obras que deberán realizarse anualmente, producto del diseño del plan a corto plazo. Contempla los siguientes tipos de obras:

- Remodelación de redes actuales por deterioro físico u obsolescencia.
- Creación de nuevas instalaciones o aumento de capacidad de las existentes a fin de suplir la demanda a corto plazo.
- Electrificación de nuevos barrios o centros poblados
- Modificaciones al sistema, a fin de mejorar la continuidad, calidad o flexibilidad del servicio suministrado.
- Alimentación a suscriptores especiales

#### i. Evaluación económica de las alternativas planteadas

Una vez comprobado la factibilidad de una o varias propuestas de configuración a mediano plazo sigue la evaluación económica, que permitirá elegir, de ser el caso, la configuración de menor costo desde el sistema actual al mediano plazo.

Definida la imagen a mediano plazo se trata de crear las imágenes intermedias que existen entre el sistema presente y la configuración a mediano plazo que representen un crecimiento organizado del sistema eléctrico en función del crecimiento de la demanda evitando cualquier colapso en el sistema. Pueden obtenerse varias opciones de crecimiento del sistema por cada imagen objetivo, por lo que varias configuraciones a mediano plazo aumentan las combinaciones posibles.

Cada camino posible representa un plan de expansión y la selección entre estos dependerá del costo asociado obtenido de la siguiente ecuación:

$$Costo_n = C_{1,j}^1 + C_{i,j}^2 \quad \text{Ecuación 3.10}$$

Donde:

$C^1_{1,i}$ : Costo para llevar al sistema de la configuración actual (sistema presente) a la configuración “ $i$ ” de corto plazo

$C^2_{i,j}$ : Costo para llevar el sistema de la configuración “ $i$ ” a corto plazo hasta la configuración “ $j$ ” a mediano plazo.

La selección del plan de expansión en primera instancia depende del mínimo costo, no obstante no necesariamente debe ser esta ya que influyen variables como por ejemplo de tipo organizacional propias de la empresa u otras, que son decisivas en la hora de la selección. [<sup>3</sup>]

## **CAPÍTULO IV**

### **4. ANALISIS DEL SISTEMA PRESENTE**

En los estudios de planificación es necesario conocer el sistema de distribución actual, su configuración, características de operación y sus límites de confiabilidad. De esta forma podrán definir con un criterio más acertado, las posibilidades de expansión, contando con la infraestructura existente. En este capítulo se da una descripción del área de estudio definida y las características principales de las subestaciones y del estado actual de las redes de distribución de dicha área

#### **4.1 Descripción y Delimitación del Área de Estudio**

El estado Cojedes abarca un área geográfica de 14.800 km<sup>2</sup> de los cuales 11.840 km<sup>2</sup> representan el área servida. El mismo se divide en nueve (9) municipios: Anzoátegui, Falcón, Girardot, Pao, San Juan Bautista, Ricaurte, San Carlos, Tinaco, Lima Blanco y Rómulo Gallegos. La zona definida en el estudio, se extiende en los municipios San Carlos, Tinaco, Lima Blanco y el municipio Rómulo Gallegos.

En la Figura 4.1 se muestra la densidad poblacional por municipio del estado Cojedes realizada por la Fundación para el Desarrollo de la Región Centro Occidental de Venezuela (FUDECO) según el censo de población y vivienda 2001 del INE. Se puede ver que la mayor parte de población se encuentra en los municipios San Carlos, Falcón y Tinaco. Ya que el estudio se debe concentrar en el crecimiento de la ciudad de San Carlos se consideraron las ciudades San Carlos y Tinaco como el foco de este desarrollo por su corta distancia entre ellas (alrededor de 12 km).

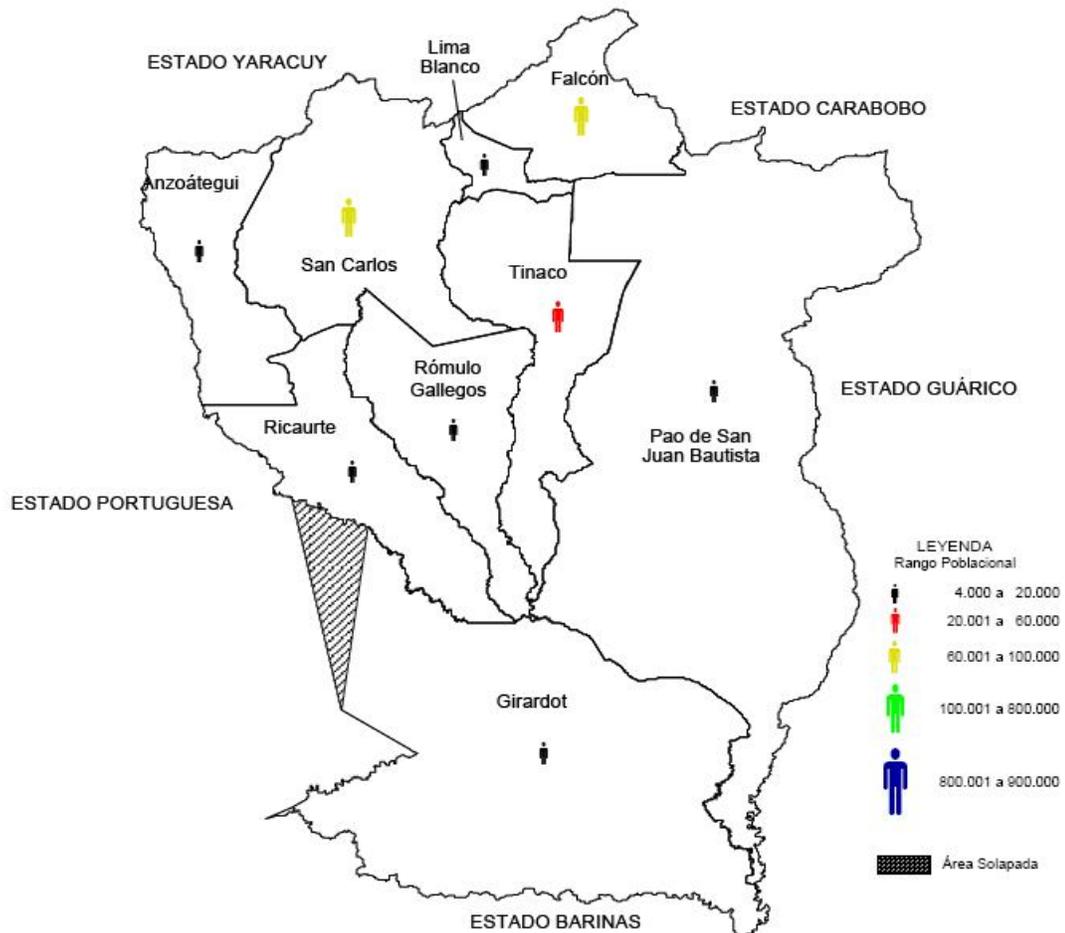


Figura 4.1: Distribución Poblacional por municipio del estado Cojedes

#### 4.2 Descripción del sistema Eléctrico de Subtransmisión

En relación al sistema eléctrico actual, el estado Cojedes cuenta con dos (2) subestaciones 115/34,5/13,8kV la S/E San Carlos y la S/E Tinaquillo, interconectadas al Sistema Eléctrico Nacional a través de dos líneas de transmisión a 115kV:

- ✓ Línea trifásica doble terna a 115kV entre las subestaciones Yaguara y Tinaquillo, conductor ACSR 336,4 kCM, de 22 km de longitud.
- ✓ Línea trifásica simple terna a 115kV entre las subestaciones Tinaquillo y San Carlos, conductor ACSR 336,4 kCM, de 22 km de longitud

- ✓ Línea trifásica simple terna a 115kV entre las subestaciones San Carlos y Acarigua I, conductor ACSR 336,4 kCM, de 73 km de longitud.

Estas subestaciones de doble patio alimentan a otras seis (6) subestaciones de 34,5/13,8 kV: Tinaco, Zona Industrial, Apartaderos, Pao, Lagunita y El Baúl, tal como se muestra en la Figura 4.3. La zona definida para el estudio abarca las subestaciones San Carlos, Zona Industrial y Tinaco cuyos circuitos se encargan de suministrar energía a los municipios San Carlos Rómulo Gallegos, Tinaco y parte de los municipios Lima Blanco, Pao y Ricaurte. La poligonal definida por la extensión de los circuitos de estas subestaciones se muestra en la figura 4.2.

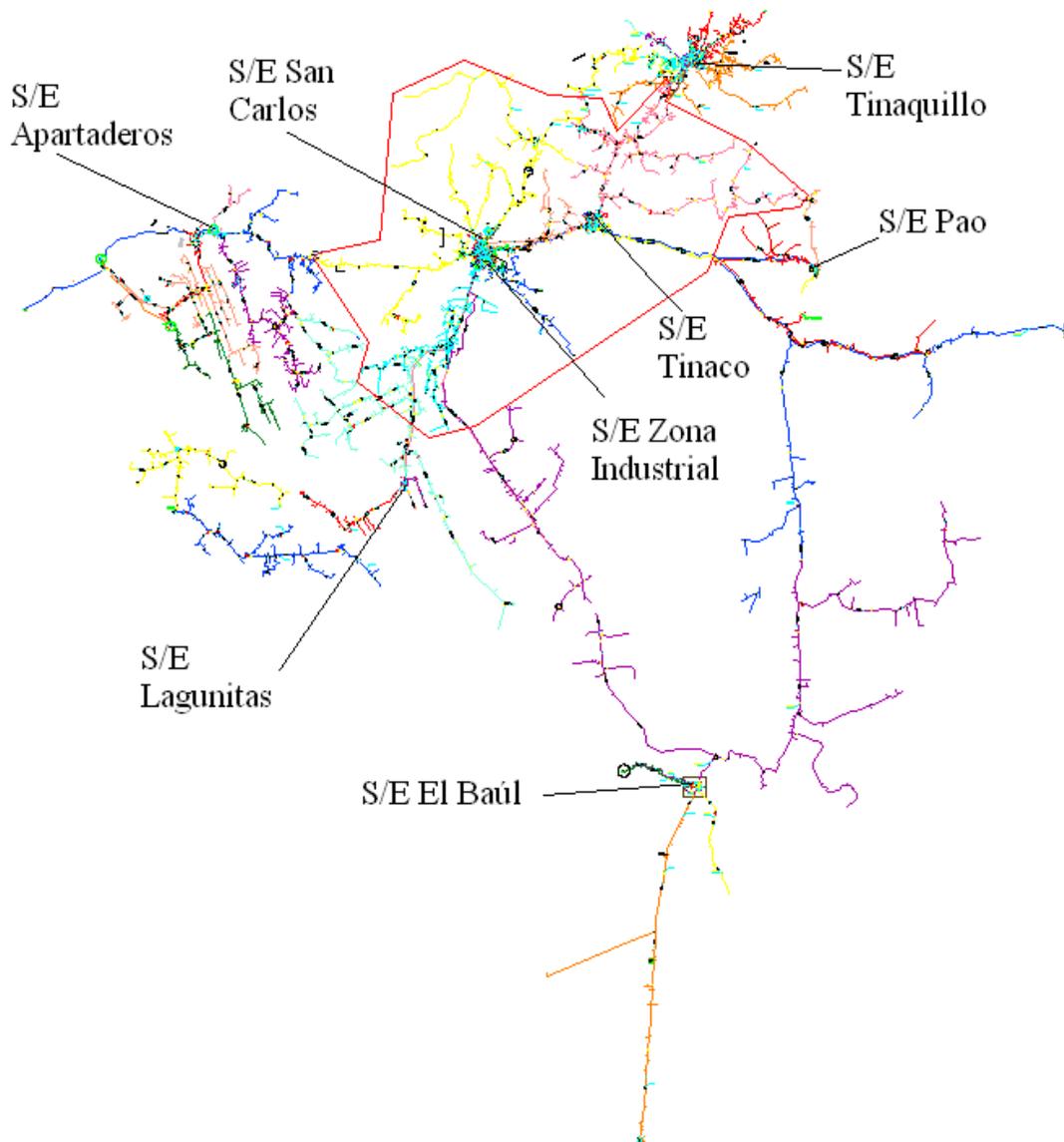


Figura 4.2: Delimitación de la zona y circuitos del Estudio a través de una poligonal

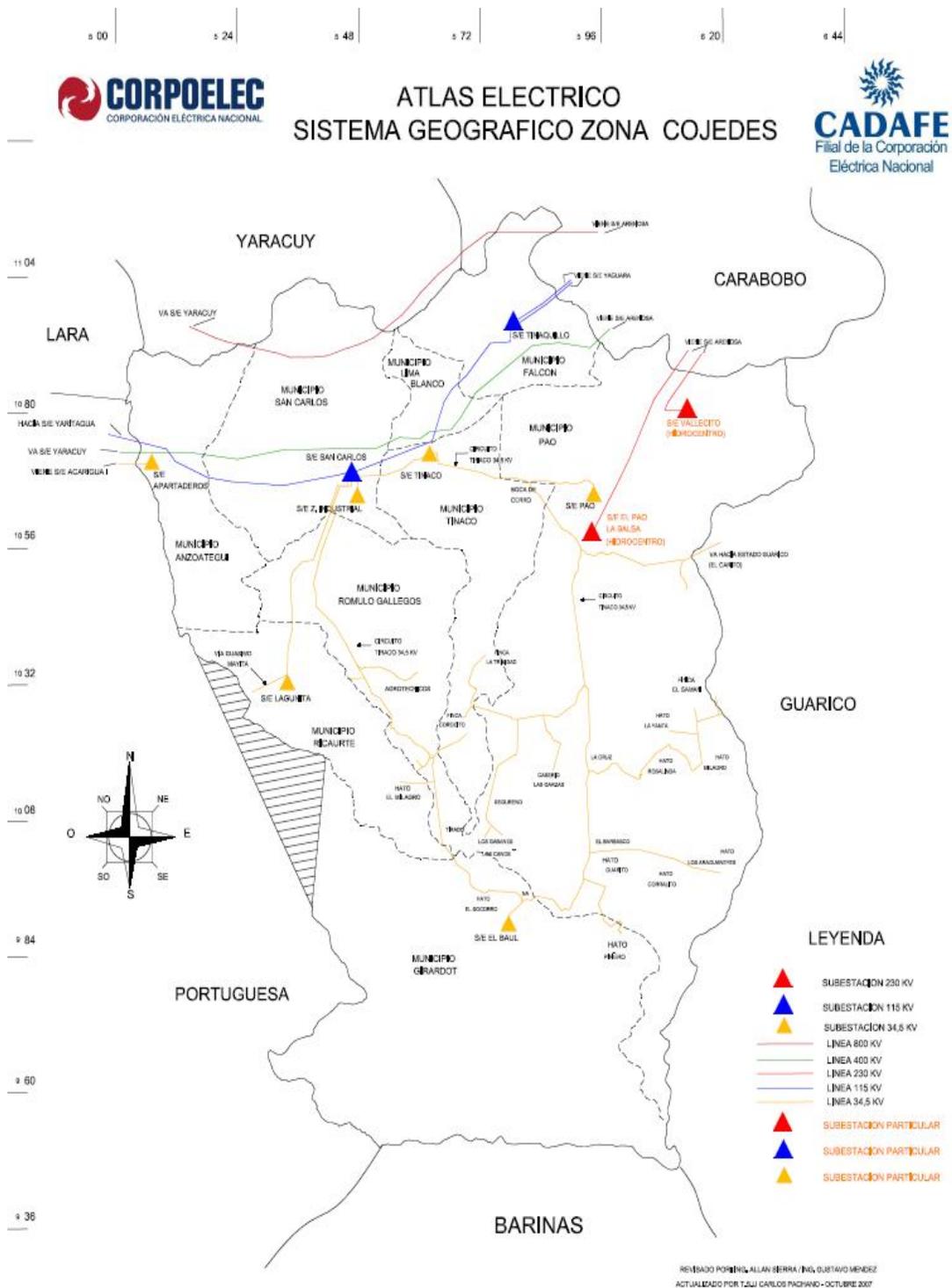


Figura 4.3: Atlas Eléctrico del Sistema Geográfico de Cojedes

### **4.3 Descripción del Sistema Eléctrico de Distribución de CORPOELEC dentro del Área en estudio**

La distribución de estos circuitos por subestaciones a considerar en el estudio con sus poblaciones servidas (tabla 4.1) se puede visualizar en el diagrama unifilar del estado Cojedes en la figura 4.4 y las características principales de los transformadores por subestación se resumen en la tabla 4.2. Los resultados y análisis de la corrida inicial del área con el programa PADEE se resumen en la tabla 4.3.

**Subestación San Carlos:** Tipo NODAL III, alimentada por la línea de 115 kV que proviene de la S/E Yaguara en doble terna. Esta línea también conecta la S/E San Carlos con la S/E Acarigua I. Cuenta con cuatro (4) unidades de transformación, dos (2) de ellas de 30 MVA (115/13,8 kV) que distribuyen ocho (8) circuitos y las otras dos unidades de transformación de 20 MVA 115/34,5kV que distribuyen cuatro (4) circuitos.

En 115/34,5 kV se alimenta los municipios: Tinaco, Pao, Girardot, Ricaurte, Rómulo Gallegos y parte de Lima Blanco del estado Cojedes, y el Municipio Arismendi del estado Barinas; y a nivel de 115/13,8 kV atiende el ochenta y nueve por ciento (89%) de los habitantes del municipio San Carlos.

**Subestación Zona Industrial:** De distribución no atendida es alimentada por la línea de transmisión Zona Industrial proveniente de la S/E San Carlos en 34,5 kV para atender el diez por ciento (10%) de los habitantes del Municipio San Carlos. Cuenta con una (1) unidad de transformación de 10 MVA operando su distribución primaria en 13,8 kV a cuatro (4) circuitos.

**Subestación Tinaco:** De distribución no atendida Tinaco es alimentada por la línea de transmisión Tinaco proveniente de la S/E San Carlos en 34,5 kV que alimenta igualmente a la subestación Pao. Esta S/E es del Tipo rural y posee una (1) unidad de

transformación de 10 MVA 34,5/13,8 kV que se encarga de distribuir tres (3) circuitos.

Tabla 4.1: Poblaciones Servidas por circuitos que componen la red de distribución en 13,8 kV de estudio.

S/E	Circuito	Tipo	Poblaciones Servidas
San Carlos	Manrique	Rural	Manrique, las Palmas, Mango Redondo, Macanilla, Los Castores, Potrero Largo, Tierra Caliente, Mundo Nuevo, La Sierra, Las Tucuraguas y Valle del Río
	Autodromo	Urbano	Urb. Canta Claro, Los Bambucitos, La Salle, Club Italo y Autodromo
	Aeropuerto	Urbano	La parte Este del Centro de San Carlos, Barrios aeropuerto, La Herrereña, Monseñor Padilla, La Culebra.
	Centro II	Urbano	Ciudad Universitaria, Club Canario, Centro de Ingenieros del Estado Cojedes y Fundación del Niño, Las Tejitas, Los Samanes y la Herrereña.
	Lomas del Viento	Rural	Orupe y Lomas del Viento, así como al Hospital de Tinaco y la Empresa MOMINACA
	Mapuey	Urbano/rural	Parte del Casco urbano de San Carlos y las Zonas rurales comprendidas por el Potrero, El Cacao, La Palambra del Doctor, Mapuey, Las Brujitas, Mapurite, Manpostal, Solano, Boca Toma, Las Rosa y Valle Hondo
	INOS	Urbano	Hospital y sus alrededores, subestación bombeo de HIDROCENTRO
	Centro	Urbano	Centro de la ciudad de San Carlos
Zona Industrial	Terminal	Rural/urbano	Sirve la mayor parte de los clientes de la zona industrial de San Carlos, clientes comprendidos desde la COMANPOLI y El Limón, hasta La Vega y Caño Hondo
	Jacaranda	Urbano	Urbanizaciones Monseñor Padilla y La Herrereña
	Caribe	Industrial	clientes Industriales de la zona industrial
	Maquinsa	Industrial	clientes Industriales de la zona industrial
Tinaco	Tinaco	Urbano	Centro de la ciudad de Tinaco
	Pao	Urbano/rural	La parte Este de la ciudad de Tinaco, el matadero Industrial y fincas agropecuarias desde Tinaco hasta el Fuerte Los Caribes.
	Vallecito	Rural	Clientes agropecuarios desde las afueras de

			la ciudad de Tinaco hasta Macapo, así como a las poblaciones rurales del Topo, La Danta, La Aguadita.
--	--	--	---

# DIAGRAMA UNIFILAR ZONA COJEDES

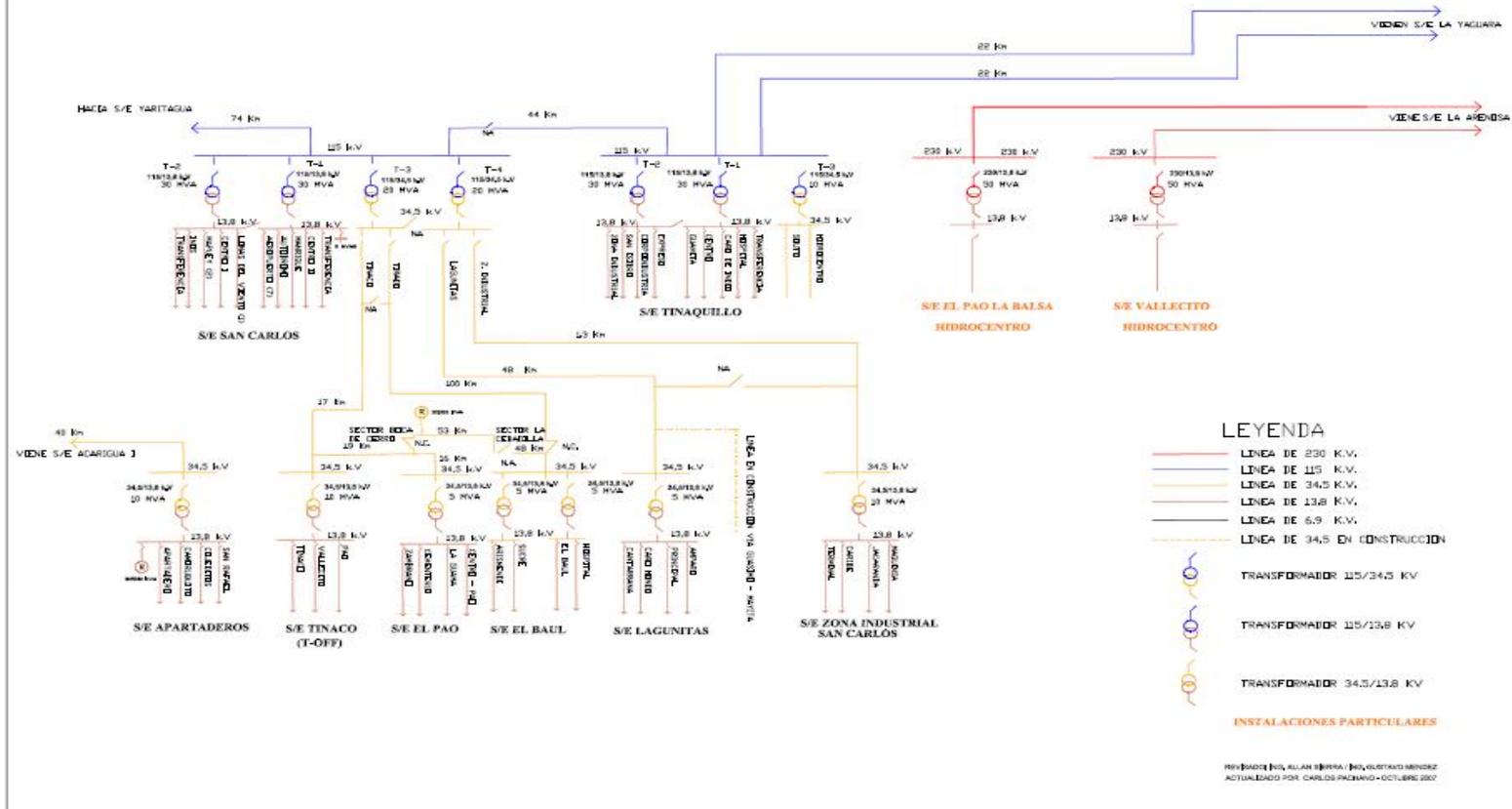


Figura 4.4: Diagrama Unifilar estado Cojedes

Tabla 4.2: Información base de circuitos y subestaciones

S/E		Transformadores de Potencia				Alimentador					
S/E	Tipo	Tr.	Tensión (kV)	MVA	CF <sup>9</sup>	Nombre del Cto	Característica de la carga	Calibre del Cond. (Arv)	Capacidad Nominal (A) <sup>10</sup>	Centros de Transf.	Capacidad Instalada (MVA)
San Carlos	Nodal III	1	115/13,8	30	39	Manrique	URB-RES	4/0	375	195	17,58
						Lomas del Viento	URB-RES	4/0 - 2/0 - 2	375	145	12,37
						Mapuey	URB-AGR	4/0 - 2/0	375	237	11,85
						Aeropuerto	URB-RES	336	503	133	8,20
		2	115/13,8	30	39	Centro	RES-OFIC	4/0	375	157	9,20
						Autodromo	URB.RESD	336	503	254	12,65
						INOS	URB.RESD	336	503	108	16,87
						Centro II	URB.RESD	4/0	375	126	4,83
		3	115/34,5	20	26	Tinaco	RUR-RES-AGR	4/0	375	155	12,57
						Lagunita	URB- AGR	4/0	375	75	24,62
						Zona Industrial	RUR.RESD	4/0	375	1	13,99
						Tirado	URB-IND	4/0	375	1	22,29
Zona Industrial	Distribución (No atendida)	Zona Industrial	34,5/13,8	10	0	Terminal	URB.RESD	2/0 - 4/0	375	359	14,88
						Caribe	IND	2/0	280	12	1,40
						Jacaranda	URB-RES	2/0	280	96	13,27
						Maquinsa	IND	2/0	280	7	0,70
Tinaco	Distribución (No atendida)	Tinaco	34,5/13,8	10	0	Tinaco	URB-RES	4/0	375	130	9,07
						Vallecito	RUR.RESD	2/0	280	126	4,87
						Pao	URB-RES	4/0 - 2/0	375	73	3,69

<sup>9</sup> Capacidad Firme de Subestaciones

<sup>10</sup> Corriente nominal definida por el calibre del conductor

Tabla 4.3: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV para el sistema presente

S/E	Nombre del Cto	A Prom		% V		%Carga		Demanda (MW)		Pérdidas (%)		% de Carga empleada		Long. <sup>11</sup> (km)	kVA/kM		Densidad lineal de Carga
		2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008	2007	2008		2007	2008	
San Carlos	Manrique	115,75	124,4	7,2	7,75	30,87	33,18	2,49	2,67	2,42	2,61	21,23	22,82	145,66	19,00	20,42	MBD
	Lomas del Viento	136,17	144,5	8,59	9,13	47,22	50,14	2,93	3,11	4,01	4,27	26,85	28,49	66,5	48,95	51,94	MBD
	Mapuey	268,17	289,6	8,33	9,00	71,51	77,21	5,76	6,22	3,81	4,11	51,75	55,88	150,09	42,70	46,11	MBD
	Aeropuerto	367,42	390,8	4,26	4,53	97,98	104,23	7,90	8,40	2,26	2,40	49,34	52,48	23	381,85	406,18	MD
	Centro	272,42	327,9	3,67	4,42	72,65	87,45	5,86	7,05	2,55	3,07	21,00	25,27	9,66	674,09	811,40	AD
	Autódromo	185,58	196,3	2,86	3,03	49,25	52,1	3,99	4,22	1,53	1,62	24,70	26,13	26,71	166,09	175,71	MD
	INOS	101,08	112,5	1,19	1,33	20,1	22,37	2,17	2,42	0,48	0,54	14,80	16,47	19,76	122,30	136,12	BD
	Centro II	161,33	174,1	2,23	2,29	43,03	46,43	3,47	3,74	0,93	0,95	33,34	35,98	22,69	169,99	183,43	MD
Zona Industrial	Caribe	41,42	41,54	0,07	0,07	14,8	14,84	0,89	0,89	0,04	0,04	53,62	53,77	2,48	399,42	400,58	MD
	Terminal	229,58	248,7	14,82	16,07	61,19	66,27	4,93	5,34	7,27	7,91	23,48	25,43	161,42	33,98	36,80	MBD
	Jacaranda	17	18	0,44	0,46	6,07	6,43	0,37	0,39	0,23	0,24	3,46	3,66	58,8	6,92	7,32	MBD
Tinaco	Pao	105,83	109,9	2,53	2,62	28,22	29,31	2,28	2,36	1,51	1,56	64,14	66,62	37,04	68,30	70,94	MBD
	Vallecito	84,42	90,54	6,62	7,1	30,06	32,24	1,82	1,95	3,97	4,26	17,47	18,73	228,58	8,83	9,47	MBD
	Tinaco	210,42	214,3	2,96	3,01	115,96	118,08	4,52	4,61	1,80	1,84	92,85	94,54	22,08	227,82	231,97	MD

Alimentadores		kVA/km	Alimentadores		kVA/km
MAD	Muy Alta Densidad	kVA/km >1000	BD	Baja Densidad	150 ≥ kVA/km > 75
AD	Alta Densidad	1000 ≥ kVA/km > 550	MBD	Muy Baja Densidad	75 > kVA/km
MD	Mediana Densidad	550 ≥ kVA/km > 150			

<sup>11</sup> Longitud total del alimentador (ver anexo 3)

#### 4.4 Análisis de Calidad de Servicio

**S/E San Carlos:** Para visualizar el cumplimiento de los criterios de caída de tensión, pérdidas técnicas y cargabilidad de circuitos, se muestran los gráficos 4.1, 4.2 y 4.3.

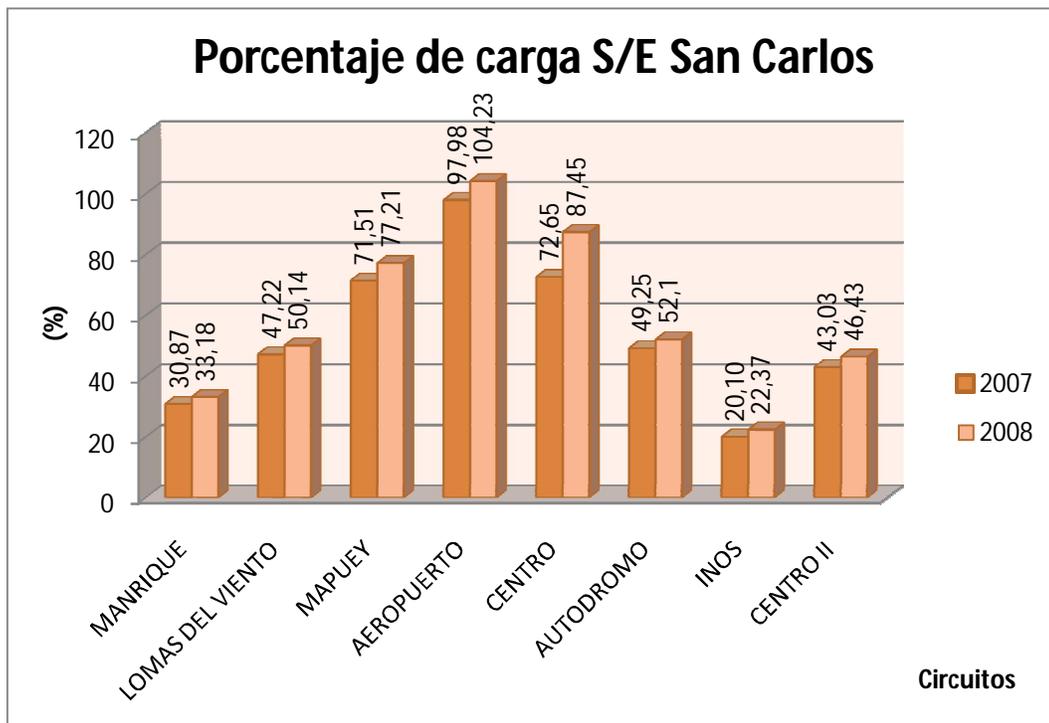


Gráfico 4.1: Porcentaje de carga en circuitos 13,8 kV, S/E San Carlos

Circuitos de esta subestación que no cumplen los criterios de Calidad de Servicio:

**Circuito Manrique:** Es el circuito con el troncal más largo del área de estudio (60,91 km) y el segundo circuito con mayor longitud de línea de esta subestación 145,66 km, no cumple el criterio de caída de tensión para alimentar varias zonas rurales a las afueras de San Carlos.

**Circuito Lomas del Viento:** Con 9,19% de caída de tensión y con 4,27% de pérdidas, este alimentador presenta los valores más altos de esta subestación a pesar de ser un alimentador de 17,73 km de longitud del troncal y 66,5 km de longitud total del circuito, la cual es mucho menor que el circuito anterior, este problema se

presenta por altas concentraciones de carga que se localizan al final de este circuito, siendo una alimentación exclusiva de un área rural definida<sup>12</sup>.

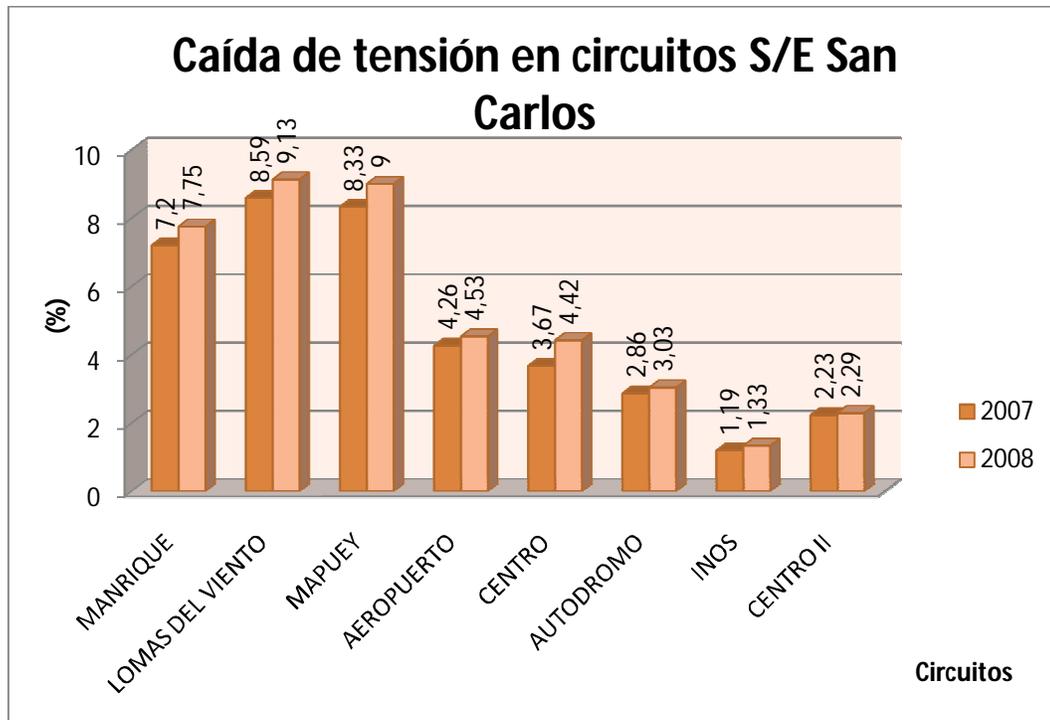


Gráfico 4.2: Porcentaje de caída de tensión en circuitos 13,8 kV, S/E San Carlos

**Circuito Mapuey:** Este alimentador posee la mayor longitud de circuito de esta subestación 151,46 km, con tan solo 28,62 km de longitud del troncal, muestra una caída de tensión de 9% y 4,11% de pérdidas técnicas superando el criterio de 3% de esta última, afectado también por la densidad de carga que alimenta; la cual es de tipo urbano/rural, al alimentar parte del casco central de la ciudad capital del estado y varias poblaciones rurales.

**Circuito Aeropuerto:** Este alimentador manifiesta una caída de tensión de 4,53% que sobrepasa el límite del criterio, midiendo 4,73 km de longitud del troncal se puede decir que esta caída es debida a la densidad de carga urbana que alimenta, ya que es el circuito con mayor demanda en el área de estudio 9342,04 kVA (año 2008)

<sup>12</sup> Vea la tabla 4.1: Poblaciones Servidas por circuitos que componen la red de distribución en 13,8 kV de estudio).

y al calibre del troncal el cual al cambiar desde 336 ARV a 4/0 ARV, en el tramo 10 dificulta la circulación de 390,8 A sobrepasando los 66,67% de la capacidad nominal del conductor, e incluso la capacidad nominal del mismo al emplearse en 104,23% de su capacidad nominal.

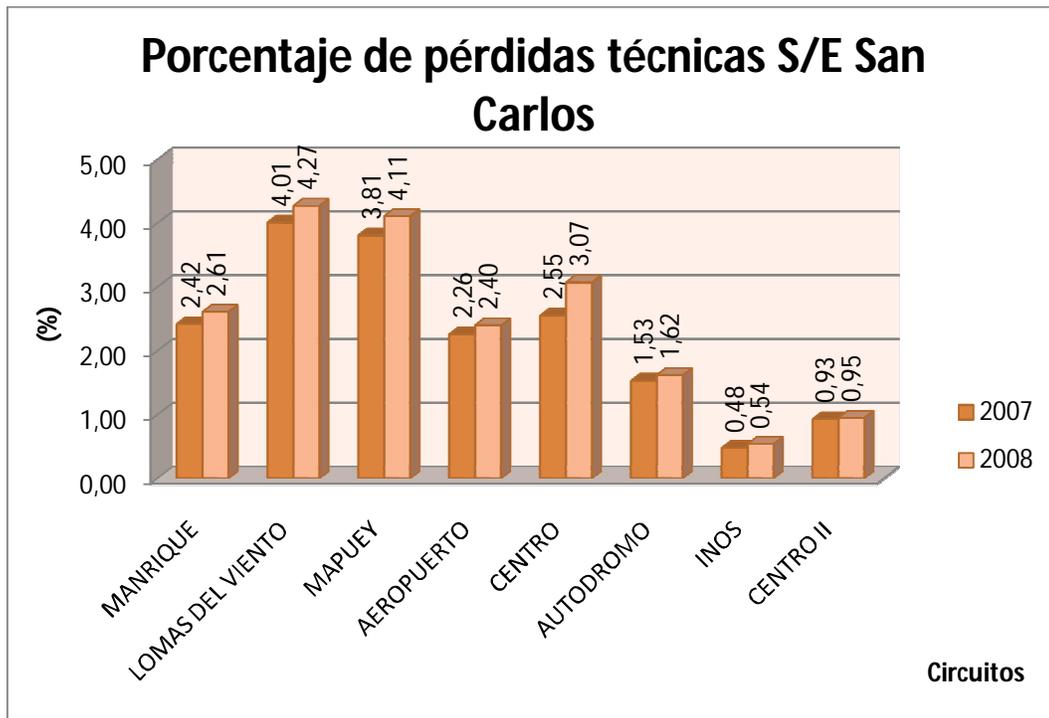


Gráfico 4.3: Porcentaje de pérdidas técnicas, circuitos 13,8 kV, S/E San Carlos

**Circuito Centro:** Este circuito sobrepasa por muy poco los criterios establecidos, con 4,42% de caída de tensión y 3,07% de pérdidas técnicas, siendo de 3,71 km de longitud del troncal, alimenta la mayor parte de la carga del casco central de San Carlos la cual es la zona urbana más densa del área de estudio con 7838,1 kVA de demanda lo que lo convierte en el segundo circuito con mayor demanda del área de estudio, lo que ratifica la importancia de mantener los márgenes de los criterios a lo largo del tiempo. Esta demanda en el alimentador es de 327,9 A que al iniciar el circuito con un conductor de calibre de 4/0 ARV sobrepasa los 2/3 de la capacidad nominal del conductor, empleándolo en un 87,45%.

**S/E Zona Industrial:** Los gráficos 4.4, 4.5 y 4.6 muestran los criterios analizados por circuitos de esta subestación.

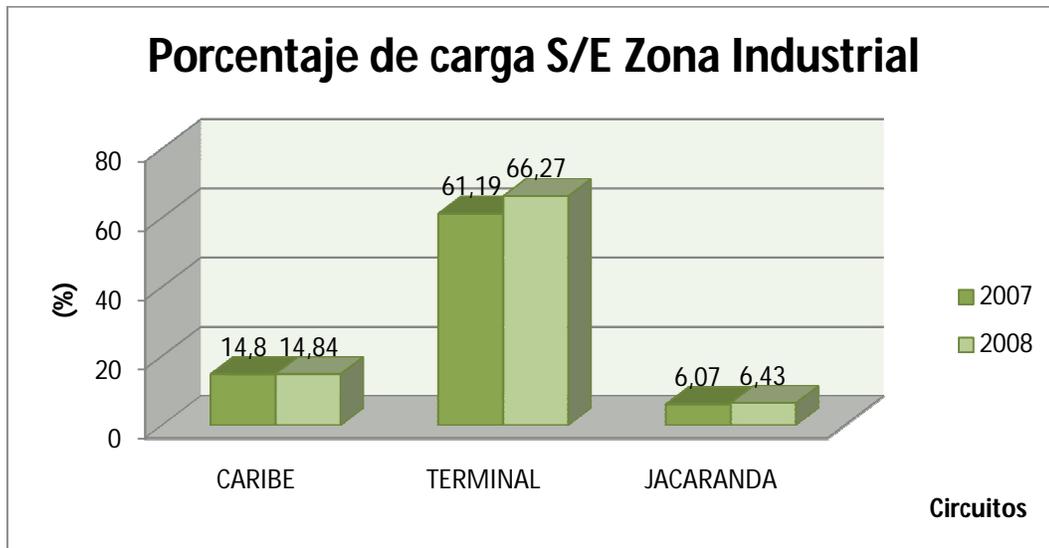


Gráfico 4.4: Porcentaje de carga en circuitos 13,8 kV, S/E Zona Industrial

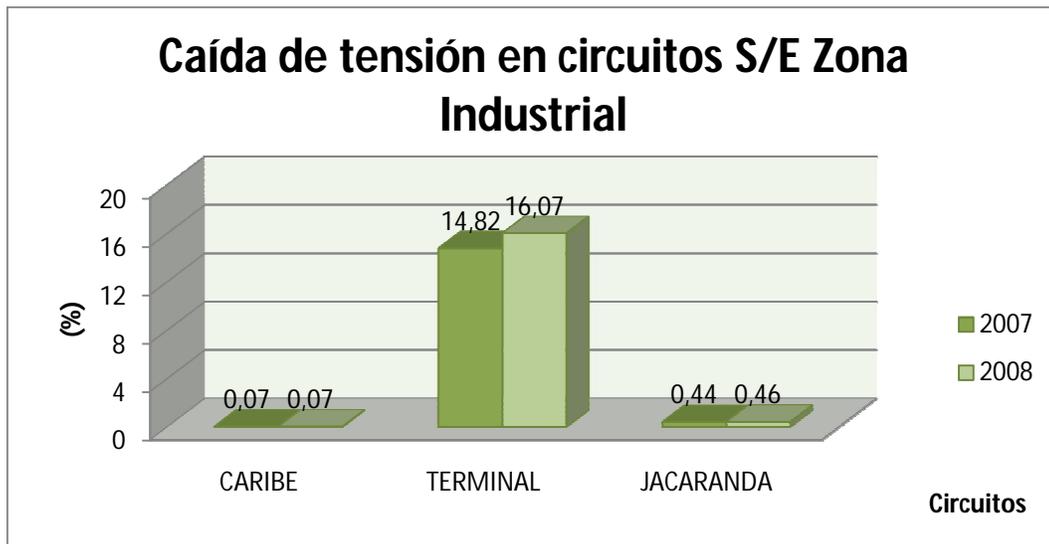


Gráfico 4.5: Porcentaje de caída de tensión, circuitos 13,8 kV, S/E Zona Industrial

El circuito que no cumple los criterios es el **Circuito Terminal** ya que refleja 16,07% de caída de tensión y 7,91% en pérdidas técnicas, e incluso se encuentra muy cerca de sobrepasar los 2/3 de la capacidad nominal del conductor empleando 66,27% de la misma, lo convierte en el circuito más alejado de los criterios en el área de estudio,

ocasionado por 161,42 km de longitud de circuito y a 31,24 km de longitud del troncal que alimenta una extensa zona rural y urbana a una distancia considerable de la subestación.

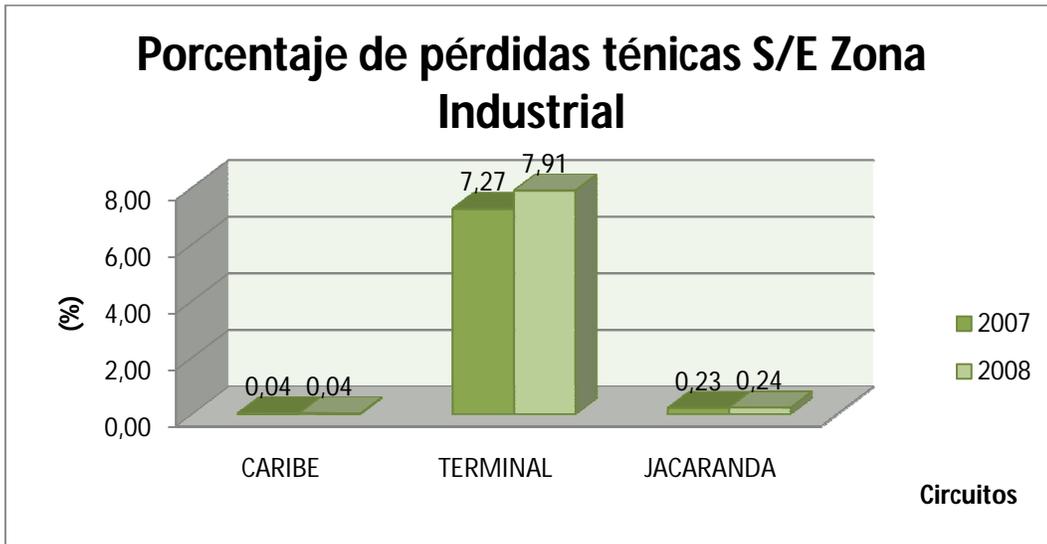


Gráfico 4.6: Porcentaje de pérdidas técnicas, circuitos 13,8 kV, S/E Zona Industrial

**S/E Tinaco:** Las condiciones de esta subestación según los criterios analizados se muestran los gráficos 4.7, 4.8 y 4.9.

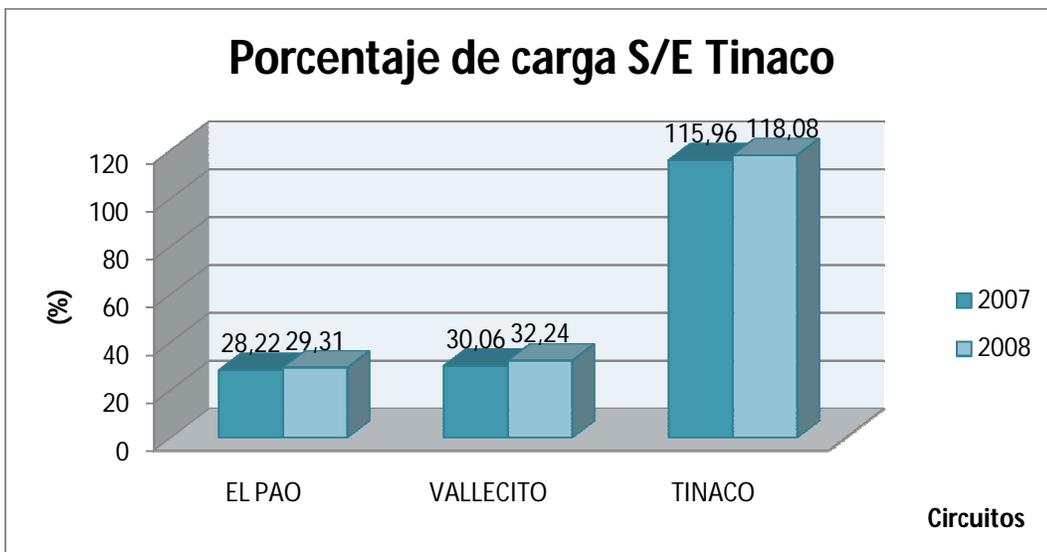


Gráfico 4.7: Porcentaje de carga en circuitos 13,8 kV, S/E Tinaco

El Circuito que no cumple los criterios es el **Circuito Vallecito**. Este circuito rural manifiesta 7,1% de caída de tensión y 4,26% de pérdidas técnicas, esto originado por la lejanía de estas poblaciones rurales a la subestación, 228,58 km de longitud de circuitos y 25,6 km de longitud del troncal lo confirman.

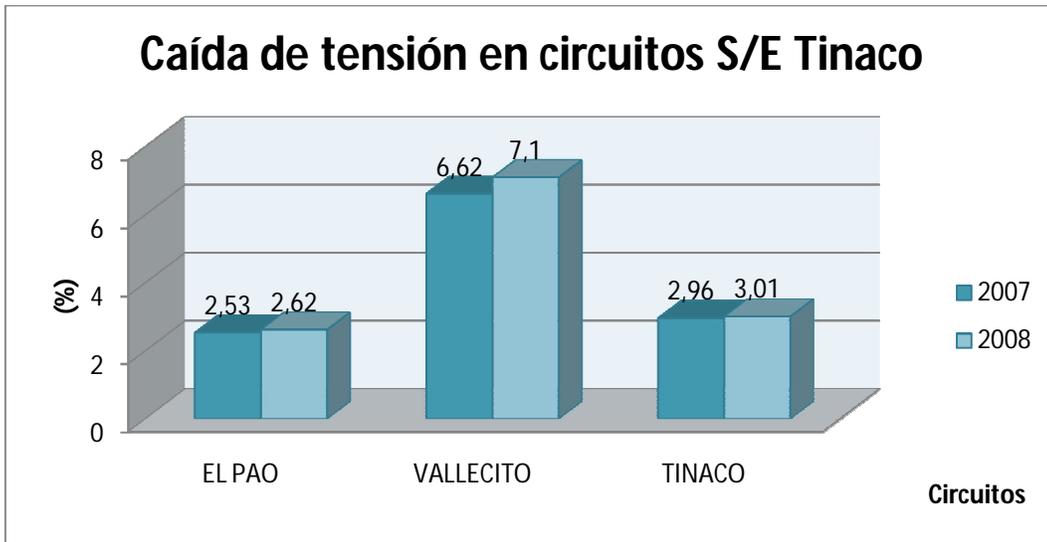


Gráfico 4.8: Porcentaje de caída de tensión, circuitos 13,8 kV, S/E Tinaco

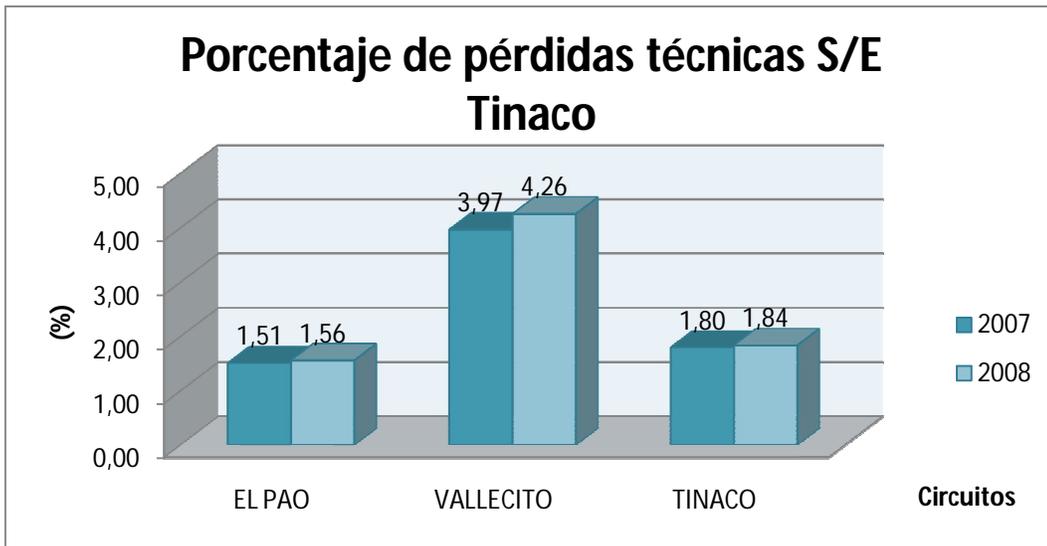


Gráfico 4.9: Porcentaje de pérdidas técnicas, circuitos 13,8 kV, S/E Tinaco

## **4.5 Análisis de la Continuidad de Servicio**

Debido a la ausencia de información sobre reportes de interrupciones en los circuitos de Cojedes, por la falta de equipos de medición en la zona, no fue posible identificar los problemas de continuidad de servicio presentes en las subestaciones y los alimentadores. Por ende no se realizó este análisis.

## **4.6 Análisis de la Flexibilidad del Sistema**

Es importante conocer por circuito las posibles transferencias de carga y que en estas existan interconexiones con circuitos de diferentes fuentes de alimentación ya que una falla en el transformador, o en la alimentación puede ocasionar la salida de servicio de varios circuitos. Para mantener los criterios en condiciones normales y actuar eficientemente en condiciones de emergencia la primera opción a estudiar debe ser la transferencia de carga al o los circuitos que puedan recibirla por ser la opción más económica.

En la tabla 4. 5 se muestran el resumen de las interconexiones existentes entre circuitos del área de estudio antes de los cambios inmediatos y se explican los resultados a continuación:

**Circuito Aeropuerto (S/E San Carlos):** Con la responsabilidad de carga del único aeropuerto del estado, este es un circuito con prioridad, y es resaltante al tener cuatro (4) puntos de interconexión con el circuito Centro II y uno con el circuito Mapuey los cuales pertenecen al mismo transformador 1. También posee tres (3) puntos de transferencia de carga con el circuito INOS del transformador 2, dos (2) con el circuito terminal y uno (1) con el circuito Jacaranda, estos dos últimos circuitos procedentes de la S/E Zona Industrial.

**Circuito Terminal (S/E Zona Industrial):** Este alimentador posee dos puntos de interconexión con el circuito Aeropuerto de la S/E San Carlos, otros dos con el circuito Caribe de la misma subestación, y un último punto con el circuito Caño

Hondo de la S/E Lagunitas, sin embargo la transferencia de carga no es suficiente para solventar su caída de tensión de 166,07 en el 2008. Esta subestación presenta un factor de utilización de 7,72 (ver anexo 19) indicando que el transformador de subtransmisión en 34,5 kV se encuentra sobrecargado.

**Circuito Tinaco (S/E Tinaco):** Este alimentador a partir del tramo 7 su troncal disminuye su calibre de 4/0 ARV a 2 ARV para nuevamente volver a 4/0 en el tramo 11, esta pequeña zona funciona como un embudo por su límite de corriente sobrecalentando el conductor, y reduciendo su tiempo de vida.

#### **i. Puntos de seccionamiento**

El objetivo de esta sección es asegurar una localización rápida de fallas con el menor número de suscriptores o usuarios sin servicio. Para la verificación de los puntos de seccionamiento de los circuitos se localizan las áreas de alta, media y baja densidad de carga según las poligonales urbanas y áreas rurales definidas en la zonificación para así emplear los criterios correspondientes.

En las zonas de alta y media densidad de carga se busca entre dos elementos de seccionamiento una carga alrededor de 500 kVA, sin sobrepasar los 600 kVA, con una distancia máxima alrededor de 5 km. En cambio para las áreas de baja densidad de carga se indaga en las cifras de 200 kVA y 2 km. Estos criterios son aproximados ya que dependen de la zona, capacidad de carga instalada, la frecuencia de fallas, el tiempo fuera de servicio, entre otros.

Por la falta de información de calidad de servicio en la zona se requiere de un nuevo estudio donde se considere la frecuencia de fallas en la zona, el tiempo fuera de servicio, entre otros. Debido a ello es arriesgado definir la selección del tipo de seccionador o fusible, además de su ubicación es por ello que se muestran unas sugerencias de la ubicación de elementos de seccionamiento que mejoraran la flexibilidad, y continuidad de servicio en el anexo 9.

Tabla 4.4: Interconexiones existentes entre circuitos del área de estudio

S/E	San Carlos											Zona Industrial			Tinaco			Apartaderos	Lagunitas		El Pao		Tinaquillo	
	Tr1				Tr2				Tr3		Tr4	Terminal	Caribe	Jacaranda	Tinaco	Vallecito	Pao	Camuriquito	Caño Hondo		La Guama	Zambrano	Centro Expreso	Guamita
Circuito	Manrique	Lomas del Viento	Mapuey	Aeropuerto	Centro	Autódromo	INOS	Centro II	Tinaco	Lagunitas	Zona Industrial	Tirado	Terminal	Caribe	Jacaranda	Tinaco	Vallecito	Pao	Camuriquito	Caño Hondo	La Guama	Zambrano	Centro Expreso	Guamita
Manrique		1					1	1									1							
Lomas del Viento	1							1								1								
Mapuey				1	1		1												1					
Aeropuerto			1				3	4					2		1									
Centro			1				2																	
Autódromo								1																
INOS	1		1	3	2																			
Centro II	1	1		4		1																		
Tinaco												1												
Lagunitas												1												
Zona Industrial																								
Tirado									1	1														
Terminal				2									2	2						1				
Caribe													2		1									
Jacaranda				1									1	1										
Tinaco		1															1	3						
Vallecito	1															1					1		1	1
Pao																3						1		

#### 4.7 Soluciones al Sistema Presente

Para solventar los problemas presentes en los circuitos, estos deben cumplir con los criterios establecidos, y para ello se considerara prioridad las acciones correctivas de rápida implementación, y menor costo clasificadas a continuación:

1. Transferencia de carga entre alimentadores.
2. Transferencia de carga entre subestaciones, si están interconectadas.
3. Cambio de conductor en pequeños tramos de un alimentador.
4. Construcción de nuevos tramos con el objeto de empalmar circuitos cercanos
5. Compensación Reactiva (Instalación de bancos de capacitores)
6. Instalación de Reguladores de Tensión.

En la instalación del número de bancos de capacitores hay que considerar que su función es “inyectar” potencia reactiva al sistema en un punto determinado, y como consecuencia existe un límite donde al agregar más bancos de capacitores aumentaría el módulo de la corriente circulando en dicho punto del alimentador aumentando las pérdidas y la caída de tensión en el conductor. Un ejemplo se encuentra en el anexo 5.

Las acciones propuestas se resumen en la tabla 4.5 (a,b,c y d), y se explican a continuación:

**Circuito Tinaco (S/E Tinaco):** Este circuito sobrepasa el 100% de su capacidad nominal, en una sección cuyo calibre es menor en comparación al resto del troncal limitando la densidad de carga a transmitir, por ello se decidió aumentar el calibre de esa sección del conductor. Después de una transferencia de carga recibida del cto. Lomas del Viento fue necesario aumentar el calibre del conductor de una nueva sección.

**Circuito Lomas del Viento (S/E San Carlos):** Este circuito no cumple con los criterios de caída de tensión y de pérdidas técnicas; por ello se decidió hacer una transferencia de carga al circuito Tinaco de la S/E Tinaco (una vez realizado el

aumento de calibre del conductor), ya que presenta las mejores condiciones para recibirla. fue necesario también utilizar un banco de capacitores de 150 kVAR en el tramo 272 para mejorar la caída de tensión.

**Circuito Terminal** (S/E Zona Industrial): Presenta los valores de caída de tensión y pérdidas técnicas más altas de los circuitos en estudio debido a su gran longitud (161,28 km), y la transferencia de circuitos no es suficiente, después de estudiar distintas alternativas (ver anexos 4 y 5) se deduce que actualmente el sistema necesita transferir carga a una nueva subestación.

Considerando lo anterior, se sugiere la instalación de una nueva subestación en la población la Vega, para transferir 133,8 A de carga con la apertura del seccionador AFBON5833 y cumplir con los criterios de calidad de servicio en esa zona, alimentada de ser posible del circuito lagunitas a 34,5 kV.

La transferencia de carga con el circuito Caño Hondo (S/E Lagunita), no es posible al mostrar una caída de tensión de 13,29%, similar a la del cto. Terminal

**Circuito Marquinsa** (S/E Zona Industrial) actualmente no se encuentra operativo y su carga original fue transferida al circuito Terminal, por lo que se recomienda habilitar y cambiar su configuración de salida (figuras 4.5.a y 4.5.b), para asignar 4,67 A de carga mayor a la original, añadiendo 390 m de conductor 4/0 ARV e instalando un nuevo seccionador normalmente abierto en el tramo 4.

**Circuito Aeropuerto** (S/E San Carlos): se sugiere la transferencia de carga a los circuitos Marquinsa y Jacaranda de la S/E Zona Industrial. Es importante resaltar que aumentando el calibre del conductor (máximo calibre de 336 ARV), no es posible llegar al criterio de 2/3 de máxima carga del circuito en condición normal.

**Circuito Manrique** (S/E San Carlos): Por lo extenso de su longitud presenta problemas de caída de tensión, y sólo puede transferir parte de su carga al circuito Vallecito, el cual no es beneficioso ya que también presenta inconvenientes con la

caída de tensión. Aumento del calibre del conductor no es posible llegar al criterio de 4% de caída de tensión. Sin embargo, la cargabilidad del alimentador es muy baja, por ello, la opción más conveniente es la instalación de dos bancos de capacitores de 300 kVAR en los tramos 696 y 529 obteniendo un factor de potencia de 0,97 y reduciendo la corriente de inicio en 7,33 %.

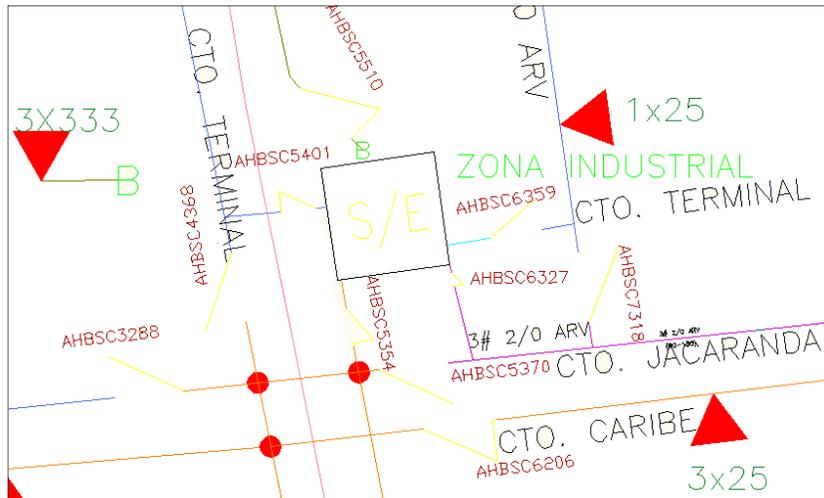


Figura 4.5.a: Configuración actual circuito terminal

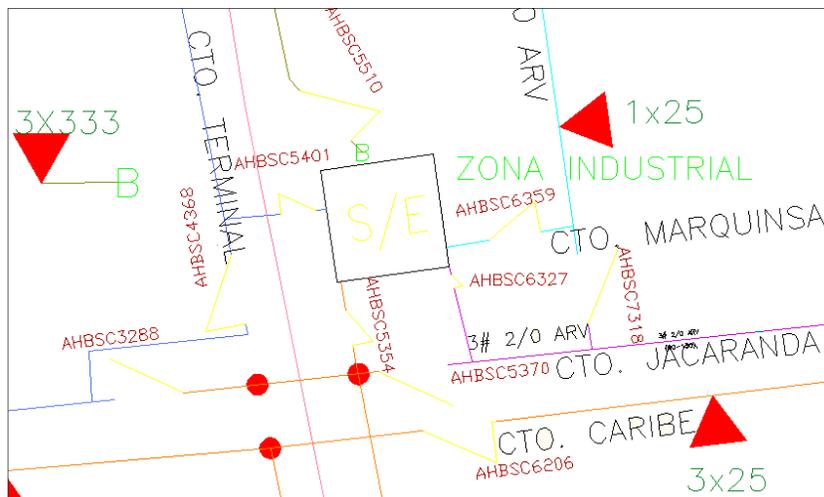


Figura 4.5.b: Configuración propuesta circuito terminal

**Circuito Centro** (S/E San Carlos): Este circuito alimenta la carga más densa de la ciudad de San Carlos. Debido a la estructura del circuito y sus interconexiones existentes, hacer una transferencia de la carga al circuito INOS, el cual es el más apto para recibir dicha carga, no mejoraría la condición de cargabilidad del conductor. Por lo que se recomienda el aumento del calibre del conductor

**Circuito Vallecito** (S/E Tinaco): Los circuitos más convenientes para realizar transferencias son el Circuito Guamita de la S/E Tinaquillo y el circuito Guama de la S/E El Pao. El circuito Expreso de la S/E Tinaquillo se encuentra con un porcentaje de caída de tensión elevado (15,22 %), y los circuitos Manrique y Tinaco de la S/E San Carlos fueron ajustados con prioridad de carga en los circuitos anteriores. En el anexo 6 se muestra una alternativa construyendo un tramo de línea, sin embargo esto no fue suficiente.

**Circuito Mapuey S/E San Carlos:** Este circuito se conecta con la subestación Apartaderos a través del circuito Camuriquito, el cual no forma parte del estudio, sin embargo es conveniente transferirle parte de carga que se encuentre cerca de esta subestación. El circuito Camuriquito posee una carga máxima del conductor de 23,57%, lo que es ideal para la transferencia, presentando sólo un problema leve de caída de tensión con 5,21%, se sugieren cambios que permitan realizar esta transferencia y cumplir con las condiciones de calidad de servicio.

Se realizan también transferencias de carga a los circuitos INOS y Marquinsa. El primero con un cambio de configuración resumido en las figuras 4.6.a y 4.6.b, que disminuye la ruta de alimentación del circuito mapuey, y por tanto sus pérdidas.



#### 4.8 Resultados del análisis presente corregido

Una vez realizados los ajustes anteriores se hizo una nueva corrida para visualizar el estado de los circuitos en estudio en condición de operación normal. En los gráficos 4.10, 4.11 y 4.12 se muestran como los circuitos cumplen los criterios. Los valores de estos resultados se encuentran en la tabla 4.6, las nuevas interconexiones entre circuitos se encuentra en la tabla 4.7.

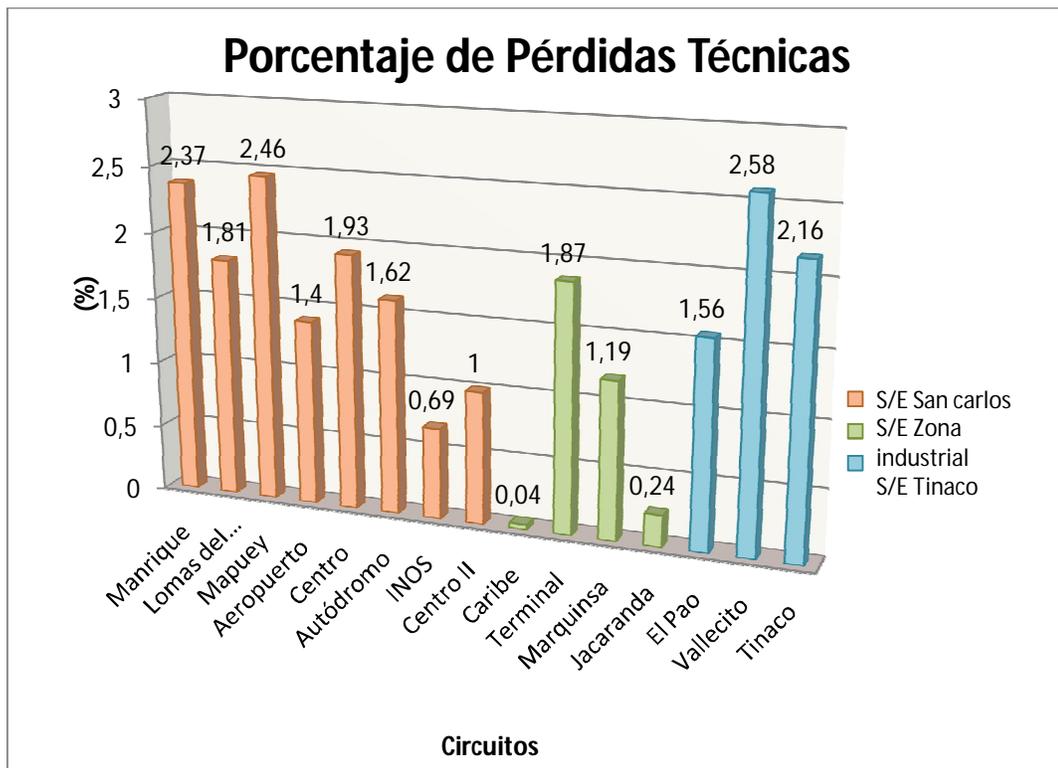


Gráfico 4.10: Pérdidas Técnicas por circuitos 13,8 kV

#### 4.9 Condición de emergencia

Este estudio se realizó simulando una falla en la salida de cada uno de los alimentadores a nivel de la subestación por ser condición suficiente para garantizar el funcionamiento continuo del sistema. Se consideraron las modificaciones propuestas y transfiriendo el total de la carga si es posible a otro circuito. De no ser posible se

busco una combinación de transferencia de carga entre dos o más circuitos. El resumen de estos resultados se encuentra en las tablas 4.8 y 4.9, otras alternativas y resultados se ubican en el anexo 7.

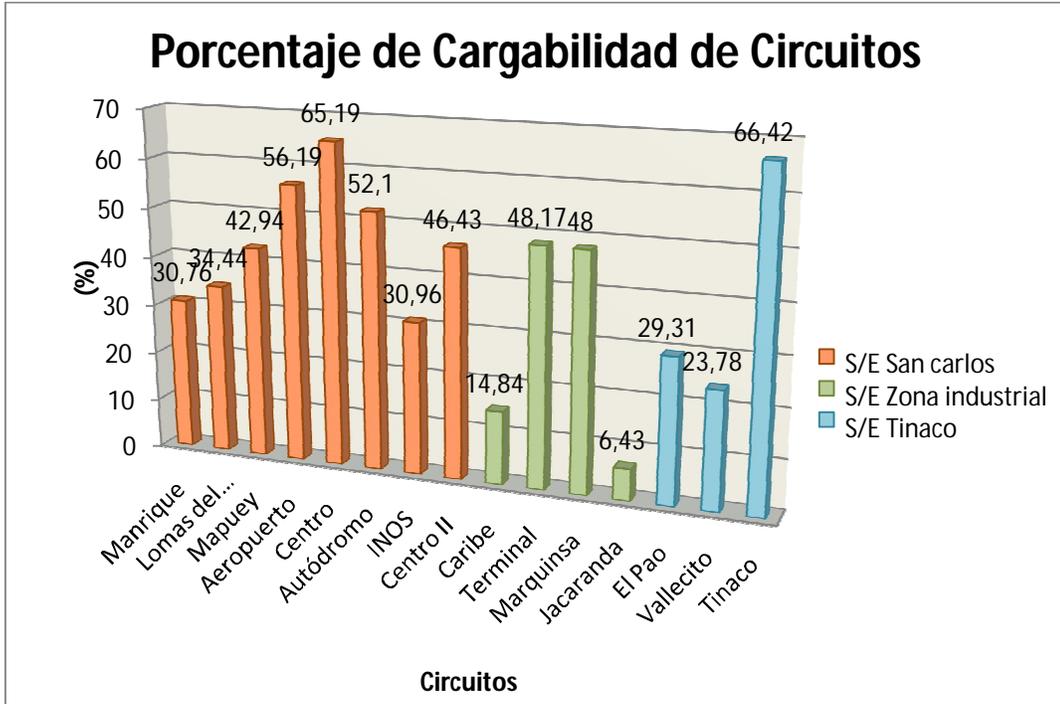


Gráfico 4.11: Porcentaje de Cargabilidad por circuitos 13,8 kV

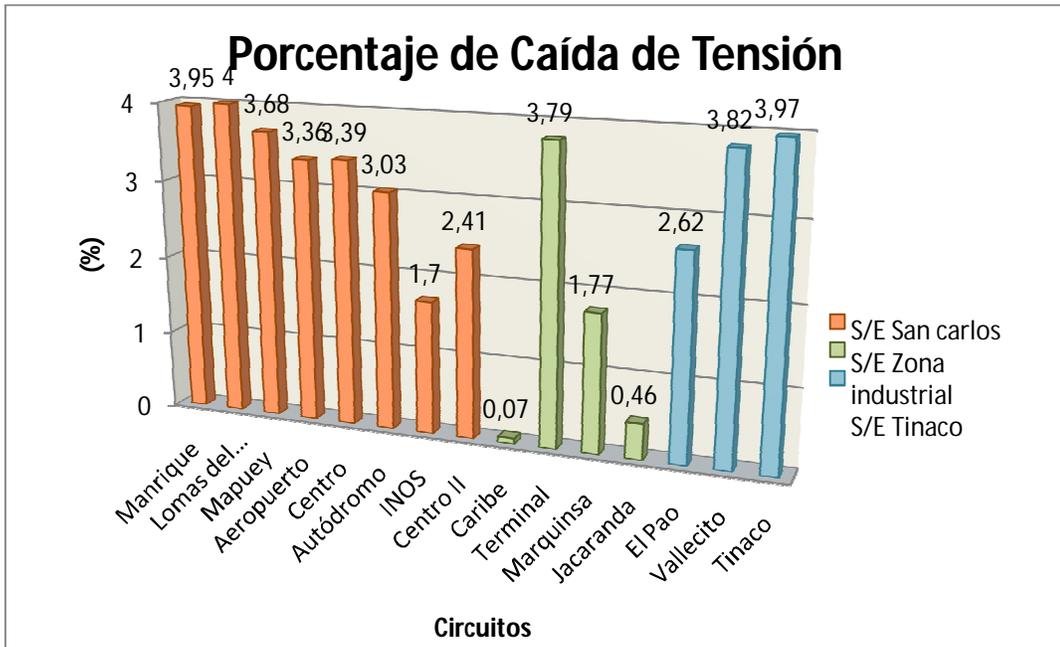


Gráfico 4.12: Porcentaje de Caída de Tensión por circuitos 13,8 kV

Tabla 4.5.a: Ajustes por circuitos

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Tinaco	380	3,01	7	<b>118,08</b>	84,65	5121,79	Aumento de calibre del conductor de 2 a 4/0 ARV nodos de 7 a 5 con 174,72 m  Cierre del seccionador ANBVS9026  Cambio de conductor 1/0 a 4/0 ARV nodos de 92 a 110 con 356,11 m	500	3,97	3	66,42	115,75	5953,69
Lomas del Viento	414	<b>9,13</b>	36	50,14	132,62	3454,19	Apertura del seccionador ANBVX0257 transfiriendo 34,8 A de carga al cto Tinaco  Instalación de banco de capacitores d 150 kVAR (3x50 kVAR) en el tramo 272	304	4,00	36	34,44	42,38	2554,01
Terminal	1133	<b>16,07</b>	1	66,27	422,84	5940,49	Transferencia de 8,3 A de carga al cto Marquinsa con la apertura del seccionador AHBTX3167 y el cierre de AHBS6359  Cambio de configuración de salida del circuito (figura 4.5.b) con la apertura del seccionador AHBSB9375 y el cierre de AHBS4368 y AHBTX3167  Construcción de la S/E La vega con transferencia de 133,8 A. de carga	402	3,28	11	27,17	30,50	2435,90
Marquinsa	No operativo						Cierre del seccionador AHBTR1467  Cierre del seccionador AHBTU8196  Aumento de calibre del conductor de 1/0 a 4/0 ARV nodos de 7 a 9 con 240,73 m y de 2/0 a 4/0 nodos de 1 a 7 con 212,57 m	373	2,59	17	65,02	64,88	4495,89

Tabla 4.5.b: Ajustes por circuitos

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Aeropuerto	488	<b>4,53</b>	17	<b>104,23</b>	201,69	9342,04	Transferencia de 108,2 A de carga al circuito Marquinsa con la apertura del seccionador AHBTL7366  Transferencia de 68,4 A de carga al circuito Jacaranda con la apertura del seccionador AHBTS5197	268	1,85	17	57,13	43,03	5121,22
Jacaranda	414	0,46	1	6,43	0,93	430,60	Cierre del seccionador AIBSA7239	488	2,06	6	30,86	20,49	2065,73
Manrique	914	<b>7,75</b>	1	33,18	69,92	2974,30	Instalación de dos (2) bancos de capacitores de 300 kVAR (3x100 kVAR) en los tramos 696 y 529	916	3,95	2	30,76	63,33	2757,75
Centro	230	<b>4,42</b>	12	<b>87,45</b>	216,49	7838,10	Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos de 1 a 39 con 3, 82 k m  Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos 45 a 50 con 382,17 m	230	3,39	12	65,19	136,22	7837,69
Vallecito	1005	<b>7,10</b>	10	32,24	82,95	2164,24	Transferencia de 5,9 A de carga al cto Guama con la apertura el seccionador AXBXU2332  Transferencia de 11,3 A de carga al circuito Guamita con la apertura del seccionador AQCBS2677  Instalación de tres (3) bancos de condensadores 150 kVAR (3x50 kVAR) en los tramos 709, 339 y 429.	600	3,82	10	23,78	40,35	1597,83

Tabla 4.5.c: Ajustes por circuitos

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Guama	91	1,84	4	12,40	6,38	717,70	Cierre del seccionador BBBXJ7894 Instalación de banco de condensadores 150 kVAR (3x50 kVAR) en el tramo 194	177	<b>4,08</b>	3	13,85	19,22	801,15
Guamita	683	<b>4,43</b>	11	60,74	112,14	5444,71	Cierre del seccionador ASCEN7718 Instalación de dos (2) bancos de condensadores 150 kVAR (3x50 kVAR) en los tramos 780 y 601	846	3,98	11	62,07	117,85	5563,45
Mapuey	880	<b>9,00</b>	13	<b>77,21</b>	256,02	6920,96	Transferencia de 19,6 A. de carga al circuito Guama con la Apertura del seccionador ADBSH5560  Transferencia de 43,2 A de carga al circuito INOS con la unión de los tramos 8 y 33, con un calibre 4/0 (126 m), apertura del tramo 9 y apertura del seccionador AHBUU9647 (figura 4.6.b)  Transferencia de 66,9 A. de carga al circuito Marquinsa con la instalación de seccionador normalmente abierto en el tramo 34  Instalación de cuatro (4) bancos de capacitores 300 kVAR (3x100 kVAR) en los tramos 163, 416, 107 y 101	442	<b>4,01</b>	18	38,51	82,13	3451,65

Tabla 4.5.d: Ajustes por circuitos

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Camiriquito <sup>13</sup>	274	5,21	32	23,57	42,07	1418,31	Cierre el seccionador XBTX5773  Instalación de tres (3) bancos de capacitores 300 kVAR (3x100 kVAR) en los tramos 194, 232 y 161	336	3,80	32	27,14	63,50	1620,81
INOS	421	1,33	4	22,37	12,97	2689,76	Cierre del seccionador AHBUE8963	528	1,70	5	30,96	22,94	3722,30

<sup>13</sup> Cto Camiriquito simulado con 59,33 A. el cual es el valor suavizado máximo de los dos últimos años específicamente el de 2007

Tabla 4.6: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV para el sistema presente con ajustes inmediatos

S/E	Nombre del Circuito	Carga Conectada (MVA)	A Prom	FU	% V	%Carga	Dem. (MVA)	Dem. (MW)	Pérdidas		Carga empleada (%)	Long. (km)	kVA/kM	Densidad lineal de Carga
									(kW)	(%)				
San Carlos	<b>Manrique</b>	13,04	115,3	0,22	3,95	30,76	2,76	2,67	63,33	2,37	21,16	145,66	18,93	MBD
	<b>Lomas del Viento</b>	9,32	106,8	0,27	4	34,44	2,55	2,35	42,38	1,81	27,42	60,4	42,28	MBD
	<b>Mapuey</b>	7,64	160,9	0,53	3,68	42,94	3,85	3,85	94,51	2,46	50,41	78,23	49,20	MBD
	<b>Aeropuerto</b>	12,91	282,63	0,51	3,36	56,19	6,76	6,08	84,88	1,4	52,34	13,15	513,77	MD
	<b>Centro</b>	31,06	327,92	0,24	3,39	65,19	7,84	7,05	136,22	1,93	25,24	9,63	813,88	AD
	<b>Autódromo</b>	17,96	196,33	0,26	3,03	52,1	4,69	4,22	68,27	1,62	26,13	26,58	176,57	MD
	<b>INOS</b>	18,23	155,7	0,2	1,7	30,96	3,72	3,35	22,94	0,69	20,42	62,49	59,57	MBD
	<b>Centro II</b>	11,57	174,08	0,35	2,41	46,43	4,16	3,74	37,58	1	35,98	22,69	183,43	MD
Zona Industrial	<b>Caribe</b>	1,85	41,54	0,54	0,07	14,84	0,99	0,89	0,38	0,04	53,77	2,44	407,15	MD
	<b>Terminal</b>	8,6	180,6	0,5	3,79	48,17	4,32	4,01	74,97	1,87	50,25	66,77	64,67	MBD
	<b>Marquinsa</b>	7,81	116,5	0,35	1,77	48	2,79	2,51	29,86	1,19	35,69	20,25	137,55	BD
	<b>Jacaranda</b>	11,76	18	0,04	0,46	6,43	0,43	0,39	0,93	0,24	3,66	62,22	6,92	MBD
Tinaco	<b>El Pao</b>	3,95	109,92	0,65	2,62	29,31	2,63	2,36	36,95	1,56	66,62	37,01	71,00	MBD
	<b>Vallecito</b>	9,59	66,8	0,18	3,82	23,78	1,60	1,56	40,35	2,58	16,67	160,15	9,98	MBD
	<b>Tinaco</b>	8,22	249,05	0,7	3,97	66,42	5,95	5,35	115,75	2,16	72,45	27,97	212,86	MD

Tabla 4.7: Interconexiones de circuitos existentes después de ajustes inmediatos

S/E	San Carlos											Zona Industrial				Tinaco			Apartaderos	La Vega	El Pao		Tinaquillo		
Circuito	Manrique	Lomas del Viento	Mapuey	Aeropuerto	Centro	Autódromo	INOS	Centro II	Tinaco	Lagunitas	Zona Industrial	Tirado	Marquinsa	Terminal	Caribe	Jacaranda	Tinaco	Vallecito	Pao	Camuriquito	La Vega 1	La Guama	Zambrano	Centro Expreso	Guamita
Manrique		1					1	1										1							
Lomas del Viento	1							1									1								
Mapuey					1		2						1							1					
Aeropuerto							2	4					1			1									
Centro			1				2																		
Autódromo								1																	
INOS	1		2	2	2								1												
Centro II	1	1		4		1																			
Tinaco												1													
Lagunitas												1													
Zona Industrial																									
Tirado									1	1															
Marquinsa			1	1			1						3		2	1									
Terminal													3								1				
Caribe														2		1									
Jacaranda				1									1		1										
Tinaco		1																1	3						
Vallecito	1																1					1		1	1
Pao																	3						1		

Tabla 4.8: Condición de emergencia en circuitos de 13,8 kV de la subestación San Carlos

Circuito	Transfiere	Máx. Caída de Tensión		Máx. Carga en Conductor		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Demanda (kW)	seccionador	Observaciones
		Tramo	%	Tramo	%					
Centro II	Lomas del Viento	613	4,46	7	75,23	98,75	6743,03	6108	AHBUX9103 C	Puede transferir el total de su carga a los circuitos Aeropuerto y Manrique
Manrique	Lomas del viento	1231	4,41	4	59,27	118,29	5312,96	5033	AHBUX5585 C	Puede transferir el total de su carga al circuito INOS
Lomas del viento	Manrique	451	4,04	1	59,10	107,40	5297,55	5022	AHBUX5585 C	Puede transferir el total de su carga al circuito Centro II
Aeropuerto	INOS	693	2,67	70	61,90	80,85	7189,91	6449	AHBTI2255 A	Es necesario dividir la carga entre 2 o más circuitos
									AHBTB5816 C	
	Centro II	568	5,24	6	85,11	178,13	7629,05	6829	AHBTI3224 C	
Autódromo	Centro II	781	4,57	6	85	163,05	7619,47	6823	AIBTD1043 A	Es necesario reducir la demanda en 1475,79 kVA para cumplir con los criterios <sup>14</sup>
									AHBTI6663 C	
Centro	INOS	543	4,06	20	98,62	228,86	11663,38	10466	AHBTA6509 C	De las transferencias posibles sólo el circuito INOS es capaz de recibir la demanda completa
Mapuey	INOS	1187	4,52	5	61,94	150,16	7447,23	7228	AHBUU9647 C	De las transferencias posibles sólo el circuito INOS es capaz de recibir la demanda completa
INOS	Aeropuerto	842	3,81	17	87,72	143,74	10546,44	9458	AHBTB5816 C	Puede transferir el total de su carga a los circuitos Mapuey Manrique Centro

<sup>14</sup> SOLUCIÓN PROPUESTA: aumento de calibre del conductor en los tramos 1 al 11 del circuito centro II de 4/0 a 336 arv de esa forma puede alimentar todo el circuito

Tabla 4.9: Condición de emergencia en circuitos de 13,8 kV de las subestaciones Tinaco y Zona Industrial

S/E	Circuito	Transfiere	Máx. Caída de Tensión		Máx. Carga en Conductor		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Demanda (kW)	Seccionador <sup>15</sup>		Observaciones
			Tramo	(%)	Tramo	(%)						
Tinaco	Pao	Tinaco	785	4,77	4	96,66	207,92	8663,14	7771	AOBVQ7464	C	Sólo transfiere a los ctos. Tinaco de la misma S/E y Zambrano de la S/E El Pao.
	Tinaco	Vallecito	1125	6,89	21	87,04	228,40	6600,77	6092	AOBVQ3798	A	Es necesario dividir la carga entre 2 o más circuitos
		Pao	400	3,77	9	41,06	78,05	3680,21	3301	AOBVQ4797	C	
										AOBVQ7464	C	
	Vallecito	La Guama	302	5,32	5	15,40	26,39	890,99	850	ARBXP6238 AXBXU2332	A C	Por su longitud y densidad de carga es necesario dividir la demanda entre 2 o más circuitos
		Guamita	988	5,37	11	66,23	147,73	5936,37	5394	AQCBQ2012 AQCBS2677	A C	
		Tinaco	973	6,87	4	79,65	187,75	7139,13	6458	AOBVG4797	C	
Zona Industrial	Marquinsa	Jacaranda	757	1,85	5	48,09	32,66	3218,47	2894	AHBSC7318	C	Puede transferir su carga a cualquier cto. interconectado
	Jacaranda	Caribe	452	0,48	1	21,27	1,40	1424,10	1281	AHBSC5370	C	Puede transferir su carga a cualquier cto. interconectado
	Caribe	Jacaranda	452	0,48	3	21,28	1,48	1424,21	1281	AHBSC5370	C	Puede transferir su carga a cualquier cto. interconectado
	Terminal	Caribe	306	3,42	3	79,09	69,27	5293,13	4901	AHBSC3288	C	De las transferencias posibles sólo el cto. Caribe es capaz de recibir la demanda completa

<sup>15</sup> A: apertura; C:cierre

## CAPÍTULO V

### 5. PREDICCIÓN DE DEMANDA EN EL ÁREA DE ESTUDIO

#### 5.1 Pronóstico de demanda

Se empleó el pronóstico de potencia máxima no coincidente por subestaciones en 115 kV de la región cinco (5) que abarca los estados Barinas, Portuguesa y Cojedes. Ya que no se dispone de algún pronóstico a nivel de distribución, se hizo una distribución del pronóstico existente de las subestaciones de 115kV a los transformadores y de ahí a los circuitos de 34,5 kV y 13,8 kV y de esta forma obtener esta información tan necesaria en el estudio. Del pronóstico de potencia máxima no coincidente, se toman las subestaciones de 115kV pertenecientes a la zona de estudio, es decir, únicamente la S/E San Carlos.

El procedimiento de obtención de resultados se explica con detalle en el anexo 20. Los resultados de la distribución en porcentajes de circuitos por transformador se muestran en las tablas 5.1 para la S/E San Carlos y 5.2 Para las subestaciones Zona Industrial y Tinaco

Tabla 5.1: Valores promedio por circuito S/E San Carlos

<b>Circuito</b>	<b>Promedio (%)</b>	<b>Circuito</b>	<b>Promedio (%)</b>
Lomas del Viento	17,26	Centro II	17,99
Centro	35,88	Manrique	17,09
Mapuey	35,19	Autódromo	24,40
INOS	11,67	Aeropuerto	40,53
<b>Total Tr1</b>	<b>100</b>	<b>Total Tr2</b>	<b>100</b>
Tinaco	69,41	Lagunitas	43,11
El Baul (tirado)	30,59	Zona Industrial	56,89
<b>Total Tr3</b>	<b>100</b>	<b>Total Tr4</b>	<b>100</b>

Tabla 5.2: Valores promedio por circuito S/Es zona industrial y tinaco

S/E Zona Industrial		S/E Tinaco	
Circuito	Promedio (%)	Circuito	Promedio (%)
Terminal	59,80	Tinaco	52,94
Caribe	9,31	Vallecito	21,39
Jacaranda	30,88	Pao	25,67
<b>Total Tr1</b>	<b>100</b>	<b>Total Tr1</b>	<b>100</b>

## 5.2 Determinación del uso de la tierra

Se empleo el plan de ordenación urbanística de las ciudades San Carlos y Tinaco tomados de las gacetas oficiales extraordinarias N° 3.275 del Viernes 18 de noviembre de 1983 y N° 5.190 del jueves 11 de diciembre de 1997 respectivamente las cuales son las vigentes de la zona. Esta información se digitalizó y se encuentra en el anexo 2.

El Plan de ordenación urbanística según la pág. 34 de Gaceta oficial Extraordinaria N°5.190 “...establece los lineamientos de aplicación necesarios para el área comprendida dentro de la poligonal urbana objeto del plan. En tal sentido, fija las pautas para la realización de los programas sectoriales y las actuaciones urbanísticas, previstos para lograr tal cometido de acuerdo con los plazos establecidos, y demás conceptos criterios, determinaciones y disposiciones dirigidos a orientar el desarrollo físico-espacial de la ciudad”.

Por plan de ordenamiento urbanístico se definen y establecen sectores que llamaremos zonificaciones donde se clasifican por su uso futuro de la tierra y densidad de población. Para un mejor manejo del estudio se agruparon en 4 grandes grupos: residencial, comercial, industrial, y áreas con restricciones de uso o áreas sin demanda.

**Residencial:** Comprende desarrollos residenciales de viviendas unifamiliares y bifamiliares, así como también áreas de barrios de formación espontánea.

**Comercial:** comercios, áreas educacionales, oficinas administrativas y/o gubernamentales, hospitales y servicios médico asistenciales.

**Industrial:** abarca los desarrollos industriales.

**Áreas sin demanda:** Incluyen áreas con restricciones de usos como áreas con pendientes mayores al 40% o con conjuntos boscosos importantes que no lo hacen aptos para desarrollos urbanísticos, franjas de protección de ríos y quebradas, franjas de seguridad y protección de líneas de alta tensión, parques y cementerios.

Las oficinas gubernamentales y servicios médicos se clasifican como cargas comerciales por el tipo de comportamiento de la carga considerándose de alta densidad. Con esta información se definen unas densidades netas de población (hab/ha) en el grupo residencial que servirán para obtener una densidad de carga por hectárea.

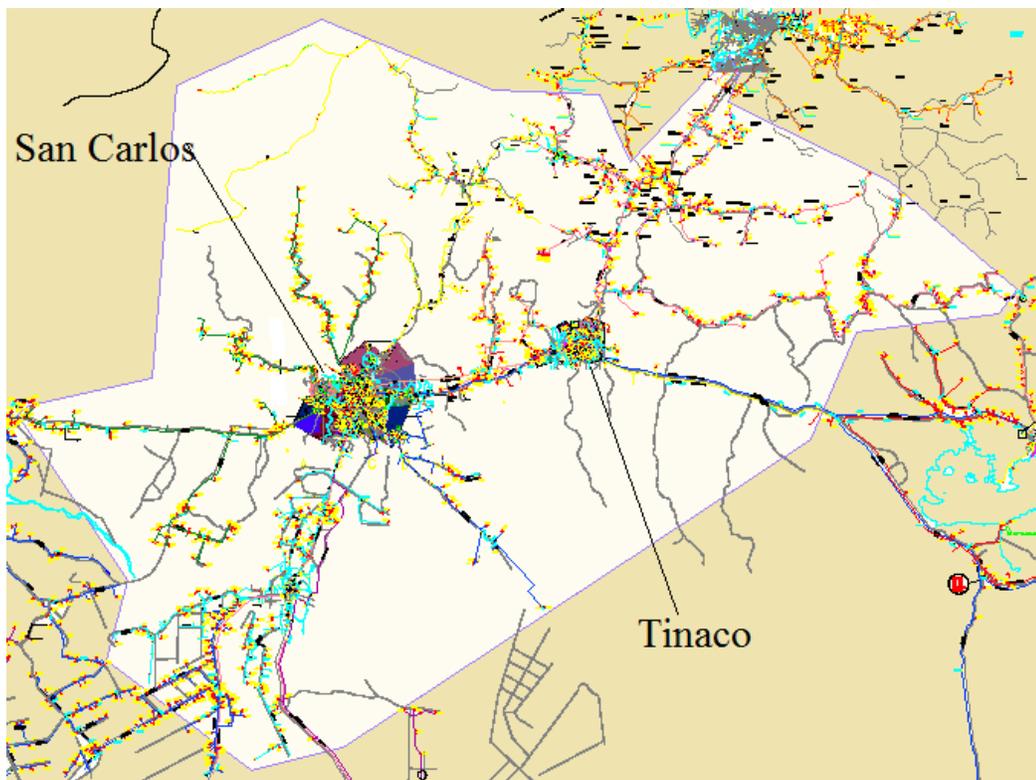


Figura 5.1: Planes de ordenamiento urbano dentro de la poligonal de estudio.

Al superponer los planos de ordenamiento urbano con el plano circuital del área bajo estudio se muestra una extensa área sin zonificación (figura 5.1). Con ayuda del software gratuito Google Earth, los planes urbanos y catastros definidos en esas aéreas, se estimó la clasificación de la densidad poblacional para las microáreas no definidas. Esta estimación se muestra en la matriz geográfica 1.

Las zonificaciones definidas en los planes de ordenamiento urbanístico y su clasificación se muestran en las tablas 5.3 y 5.4 a continuación:

Tabla 5.3: Clasificación de las zonificaciones del plan de ordenamiento de la ciudad de San Carlos

<b>San Carlos</b>	<b>Zonificación</b>	<b>Clasificación</b>
Área Residencial: Densidad neta entre 155 y 300 hab./ha	AR-1	Residencial
Área Residencial: Densidad neta entre 300 y 600 hab./ha	AR-2	
Área Residencial: Densidad neta entre 600 y 700 hab./ha	AR-3	
Áreas de conservación histórica bajo reglamentación especial	AE-H	Comercial
Áreas Residenciales Espontáneas	AR-E1	Residencial
Áreas Residenciales Espontáneas	AR-E2	
Áreas de Protección	PR-AP	Sin demanda
Áreas de Protección sujeta a Reglamentación especial	PR-RE	
Zona Protectora	PR-ZP	
Parque Autódromo	PR-E2	Comercial
Áreas Industriales	NI-1	Industrial
Industrias existentes en lotes aislados	IE-1	
Áreas Industriales	IE-2	
Nuevos Desarrollos: Densidad bruta entre 100 y 150 hab./ha	ND-1	Residencial
Nuevos Desarrollos: Densidad bruta entre 150 y 250 hab./ha	ND-2	
Desarrollos Gubernamentales	ND-3	
Desarrollos Diferidos: Densidad bruta entre 75 y 150 hab./ha	ND-4	
Nuevos desarrollos Industriales	ND-I	Industrial
Mirador Turístico	MT	Sin demanda
Educacionales	SC-EE	Comercial
Cementerio	PR-C	Sin demanda

Tabla 5.4: Clasificación de las zonificaciones del plan de ordenamiento de la ciudad de Tinaco

<b>Tinaco</b>	<b>Zonificación</b>	<b>Clasificación</b>
Área Residencial: Densidad bruta máxima 175 hab./ha	AR-1	Residencial
Área Residencial: Densidad bruta máxima 200 hab./ha	AR-2	
Área Residencial: Densidad bruta máxima 225 hab./ha	AR-3	
Áreas en proceso de consolidación	ARE-1	
Áreas en proceso de ocupación	ARE-2	
Área con Restricción de Uso	ARU-1	Sin demanda
Áreas de Protección	ARU-2	
Comercial-Recreacional	EG-CRP	Comercial
Área Industrial	IE-2	Industrial
Área Industrial	IE-4	
Densidad bruta máxima 100 hab./ha	ND-1	Residencial
Densidad bruta máxima 150 hab./ha	ND-2	
Densidad bruta máxima 200 hab./ha	ND-3	
Nuevos Desarrollos Industriales	ND-I	Industrial
Nuevos Desarrollos Servicios Industriales	NSI	

Para crear la matriz geográfica de área se calculo el número de hectáreas para cada una de las zonificaciones y de la vialidad existente en cada cuadrícula, en el caso de las áreas rurales y/o no definidas se emplea en su totalidad de área de la cuadrícula (25 ha).

En San Carlos se presentaron cambios en el uso de la tierra en casos como zonas protegidas por cercanía a ríos o parques nacionales, donde ya existen residencias e incluso urbanizaciones, estas áreas se consideraron como extensiones de la zonificación con demanda eléctrica más cercana, tratando de mantener el mayor espacio posible con su zonificación original. Este caso se obtuvo al este de San Carlos y se muestra en la figura 5.2

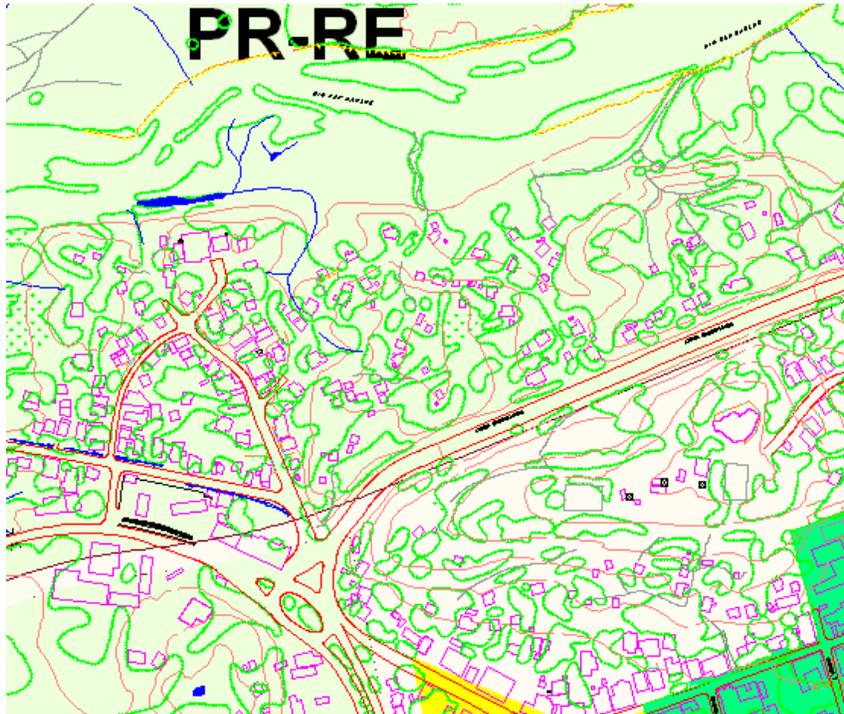


Figura 5.2: Cambio de uso de la tierra al este de San Carlos

### 5.3 Determinación de los factores de carga y potencia por zonificación

De las tres (3) subestaciones en estudio, sólo San Carlos posee un registro de carga diario, debido a que las restantes subestaciones son de distribución no atendidas, por lo que se asigna un factor de carga por grupo, ya sea residencial, comercial o industrial. Ya que sólo los circuitos de la subestación San Carlos llevan este registro se clasificaron los circuitos en tres grupos para obtener un factor de carga para cada uno. Las curvas de carga realizadas con dichos registros se encuentran en el anexo 3 y de ellas se obtuvo la siguiente información:

Tabla 5.5: Asignación del Factor de Carga y potencia

Circuito	área bajo la curva	Corriente Máxima	N° lecturas	Corriente Promedio	FC	residencial	comercial	Industrial
Centro II	66588	325	397	167,72796	0,52		0,52	
Manrique	51204,5	250	399	128,33208	0,51	0,51		
Autódromo	80448	488	399	201,62406	0,41	0,41		
Aeropuerto	146573	480	399	367,350877	0,77	0,77		
Lomas del viento	58364	287	399	146,275689	0,51	0,51		
Centro II	142837	485	399	357,987469	0,74		0,74	
Mapuey	121394	460	399	304,245614	0,66	0,66		
INOS	45355	220	399	113,671679	0,52			0,52
<b>FC promedio</b>						<b>0,57</b>	<b>0,42</b>	<b>0,52</b>

En la definición del factor de potencia, no se obtuvieron los registros de potencia activa y reactiva de la zona, sin embargo se decidió no estimar dicho factor sino emplear un  $fp = 0,9$  para todas las zonificaciones por sugerencia de los ingenieros del departamento de planificación de la región, quienes afirmaron que este criterio se cumple para los circuitos en estudio.

### 3.4 Obtención de la Matriz geográfica de carga

Una vez definida la matriz geográfica de área se calcula la matriz geográfica de carga según la clasificación del área por cuadrículas, dividiendo los cálculos según áreas residenciales, industriales, comerciales y vialidad.

**Cálculo de carga residencial:** Una vez clasificadas las zonificaciones se define la densidad poblacional hab/ha (tabla 5.6). Debido a que las zonificaciones vigentes empleadas son de los años 1983 y 1997, se selecciono el valor máximo del rango mostrado en la zonificación sobre todo en San Carlos por ser la más antigua. A excepción de ND-4 (nuevos desarrollos) por ser áreas aun en desarrollo. Las áreas residenciales espontáneas se asumen de igual densidad a AR-1, situación que se repite en la zonificación de Tinaco en las áreas en proceso de ocupación y consolidación.

Tabla 5.6: Densidad poblacional por zonificación residencial

<b>zonificación residencial San Carlos</b>		<b>hab/ha</b>
<b>AR-1</b>	Densidad Neta entre 155 y 300 hab./ha	300
<b>AR-2</b>	Densidad Neta entre 300 y 600 hab./ha	600
<b>AR-3</b>	Densidad Neta entre 600 y 700 hab./ha	700
<b>AR-E1</b>	Áreas Residenciales Espontáneas	300
<b>AR-E2</b>	Áreas Residenciales Espontáneas	300
<b>ND-1</b>	Densidad bruta entre 100 y 150 hab./ha	150
<b>ND-2</b>	Densidad bruta entre 150 y 250 hab./ha	250
<b>ND-4</b>	Densidad Bruta entre 75 y 150 hab./ha	115
<b>zonificación residencial Tinaco</b>		<b>hab/ha</b>
<b>AR-1</b>	Densidad Bruta máxima 175 hab./ha	175
<b>AR-2</b>	Densidad bruta máxima 200 hab./ha	200
<b>AR-3</b>	Densidad bruta máxima 225 hab./ha	225
<b>ARE-1</b>	Áreas en proceso de consolidación	175
<b>ARE-2</b>	Áreas en proceso de Ocupación	175
<b>ND-1</b>	Densidad bruta máxima 100 hab./ha	100
<b>ND-2</b>	Densidad bruta máxima 150 hab./ha	150
<b>ND-3</b>	Densidad bruta máxima 200 hab./ha	200

Las áreas rurales y/o sin zonificación definida emplean las densidades de la zonificación de San Carlos, esto debido a que la mayor parte de estas áreas se encuentran alrededor de esa ciudad, por lo que se uso como criterio para el resto de estas áreas.

Para obtener la matriz en función del número de suscriptores, usuarios o clientes se empleo el número de ocupantes promedio por vivienda familiar del estado Cojedes según la información obtenida del INE de 4,4 personas (ver anexo 11).

En la búsqueda de una demanda promedio por usuario residencial se empleo la información histórica de las ventas mensuales por tipo de servicio desde enero de

1999 hasta diciembre de 2006. Con ella se realizó el gráfico 5.1. Esta densidad no presenta una tendencia de crecimiento, entendiendo que al aumentar el número de usuarios en el tiempo, el consumo de cada uno de ellos disminuiría, lo que no es certero. Este resultado es atribuible al aumento de clientes en el año 2002 que no eran facturados por la empresa en ese entonces.



Gráfico 5.1: Demanda promedio por usuario residencial

Los valores del consumo mensual máximo y promedio resultantes de esta gráfica son de 479,03 y 314,26 kWh/usuario respectivamente, consumos bastante elevados comparados con 287 kWh/usuario, valor mensual de CADAFE registrado por CAVEITEL (cuadro 1.16 de las estadísticas consolidadas 2007). Con la intención de obtener un valor en el año horizonte del consumo por tipo de usuario más certero, se trabajó con la tendencia de los kWh/mensual y el número de suscriptores, considerando los datos posteriores a mayo de 2002.

Al realizar la línea de tendencia se buscó el tipo de curva que mejor se ajustara a los datos reales empleando el método de mínimos cuadrados y el error en la estimación ( $S_{yx}$ ), los valores de estas curvas se encuentran en el anexo 13. La densidad de carga obtenida entonces en el año horizonte es de 1177,618 kWh, consumo más elevado que el anterior y aunque el aumento de la densidad de carga en el año horizonte es muy probable, estos valores parecen muy exagerados para suscriptores residenciales.

Debido a todo lo anterior se empleo la Facturación por oficina comercial del año 2009 en sus datos consolidados, para obtener la información del número de clientes y su consumo en kWh/añual de ese año. En la Gaceta N° 37.415 se definen los diferentes tipos de usuarios. De los datos consolidados de la tabla 5.8 se consideraron las categorías residenciales como la Residencial Social, General y los de Alto Consumo.

Viendo la tabla 5.7 podemos obtener el consumo residencial anual promedio dividiendo el consumo total residencial anual entre el número de clientes residenciales dando un valor de 4.611,24 kWh/añual. Se considerara como el consumo residencial promedio 4.600 kWh/añual clasificando la población según la Norma CADAFE 41-87 del grupo C para el año 2000.

Conocido el valor de consumo residencial promedio, al igual que el factor de carga y potencia resta emplear la ecuación 5.2 para obtener la matriz geográfica de carga residencial.

Tabla 5.7: Datos por oficina comercial año 2009

OFICINAS	SERVICIO	CLIENTES <sup>16</sup>	kWh/añual
SAN CARLOS	Resid Social	4.439	12.064.357
	Gral 019	150	1.768.422
	Gral 039	31	395.853
	Resid Gral	13.316	45.888.809
	Alto Consumo	4.562	38.802.876
	Comerciales	1.968	70.011.551
	Industriales	5	244.733
	Agropecuario	363	1.447.105.850
residencial		<b>22.317</b>	<b>96.756.042</b>
TINACO	Resid Social	1.886	10.505.996
	Gral 019	50	613.434
	Gral 039	12	48.867
	Resid Gral	5.170	25.142.963
	Alto Consumo	451	5.120.553
	Comerciales	449	6.525.235
	Industriales	6	110.008
	Agropecuario	67	3.442.851
residencial		<b>7.507</b>	<b>40.769.512</b>
<b>total residencial</b>		<b>29.824</b>	<b>137.525.554</b>

<sup>16</sup> Número de clientes en el último mes de la muestra (Diciembre 2009)

$$kVA_{m\acute{a}x}/cuadricula = \frac{usuarios}{caudricula} \cdot \frac{4600kWh - anual}{usuario} \cdot \frac{1}{0,57 \cdot 8760h - a\acute{n}o \cdot 0,9^{kW/kVA}}$$

Ecuación 5.2

**Cálculo de carga comercial:** Se tomo un muestreo de 30 comercios esparcidos alrededor del área de San Carlos por ser la información disponible de catastro suministrado por el MOPVI, donde se ubicaron los comercios y calculado su área, con el propósito de obtener el índice comercial de consumo de energía anual promedio en MWh-anual/ha. Los comercios seleccionados y la información recolectada de ellos se hallan en el anexo 3. La matriz geográfica de carga comercial se calculo desde la matriz geográfica de carga con la ecuación 5.4

$$Esc = \frac{\sum_{i=1}^{30} MWh - anual_i}{\sum_{i=1}^{30} ha_i} = \frac{2210,858}{4,308} = 513,199 \frac{MWh - anual}{ha} \quad \text{Ecuación 5.3}$$

$$kVA_{m\acute{a}x}/cuadricula = \frac{ha}{caudricula} \cdot \frac{513,199 MWh - anual}{0,418 \cdot 8760h - a\acute{n}o \cdot ha} \cdot \frac{1000^{kW/MW}}{0,9^{kW/kVA}}$$

Ecuación 5.4

**Cálculo de carga industrial:** Al igual que la carga comercial se tomo un muestreo de industrias en San Carlos, se ubicaron y se calculo su área, para obtener el índice industrial de consumo de energía anual promedio en MWh-anual/ha. La matriz geográfica de carga industrial se calculo con la ecuación 5.6. Las industrias empleadas así como su información se hallan en el anexo 3.

$$Esi = \frac{\sum_{i=1}^3 MWh - anual_i}{\sum_{i=1}^3 ha_i} = \frac{230,240}{0,474} = 485,943 \frac{MWh - anual}{ha} \quad \text{Ecuación 5.5}$$

$$kVA_{m\acute{a}x}/cuadricula = \frac{ha}{caudricula} \cdot \frac{485,943 MWh - anual}{0,517 \cdot 8760h - a\acute{n}o \cdot ha} \cdot \frac{1000^{kW/MW}}{0,9^{kW/kVA}}$$

Ecuación 5.6

**Cálculo de carga vial:** Con información de la región se empleó una muestra de 100 m de longitud con 7 luminarias de vapor de sodio de alta presión de 250W (anexo 12), el valor promedio de ancho de las calles en San Carlos es de 13,5m. El índice de consumo de energía promedio es el siguiente:

$$Es_{ap} = \frac{7 \times 250W}{1000 \frac{W}{kW}} \times \frac{10000 \frac{m^2}{ha}}{100m \times 13,5m} = 12,963 \frac{kW}{ha} \quad \text{Ecuación 5.7}$$

$$\frac{kVA_{m\acute{a}x}}{cuadr\acute{i}cula} = \frac{ha}{caudricula} \cdot \frac{12,963 \frac{kW}{ha}}{0,9 \frac{kW}{kVA}} \quad \text{Ecuación 5.8}$$

**Selección de áreas vacantes:** Se realizó la selección de las cuadrículas de áreas vacantes considerando los planes de desarrollo urbano local (PDUL) para los nuevos proyectos a realizar en corto plazo y la aplicación Google Earth identificando las áreas más propicias para el crecimiento y desarrollo urbanístico a mediano y largo plazo.

En la matriz geográfica 2 se identifican las cuadrículas seleccionadas como áreas vacantes. Nótese que se seleccionó como principal área de desarrollo la vía entre las ciudades Tinaco y San Carlos, motivado a la construcción en el sureste de la ciudad de Tinaco del tramo Tinaco-Anaco del ferrocarril General Roberto Vargas, como parte del Plan de Inversión 2009-2013. Lo que promoverá la inversión y desarrollo en todo el estado, principalmente hacia la capital del mismo y alrededor de las estaciones del ferrocarril. Se prevé su funcionamiento a mediados del 2012, y su ruta se muestra en la figura 5.4.

El relieve del área, como zonas montañosas, ríos y lagos que delimitan el crecimiento de la poligonal urbana, sin embargo estas condiciones son adaptables con la construcción de carreteras, autopistas, túneles, puentes, entre otros. Tal caso se representa en la figura 5.5 al norte de San Carlos cuyo crecimiento rodeó un área montañosa y continuó hacia el norte.

## 5.5 Obtención de la matriz geográfica de Saturación

Del cálculo de la matriz geográfica de carga se obtuvo la demanda por cuadrícula al 100% de la zonificación, al igual que las áreas con una zonificación estimada, es decir el espacio de la cuadrícula en su totalidad (25 ha). Como los resultados de este pronóstico de demanda de saturación presentaban una sobre estimación se emplea un porcentaje de demanda por áreas, sin embargo, esto no fue suficiente, por lo que se consideró el pronóstico del año horizonte (2033) como pronóstico de saturación para reducir y ajustar la demanda de saturación, empleando el programa de base Macros en Excel manejado en la tesis “Metodología para el pronóstico de la demanda eléctrica en el sistema eléctrico de distribución de CADAFE” suministrado por el entonces tesista Luis Uris. [9]

En el anexo 21 se explica con más detalle el procedimiento de obtención de la matriz geográfica de saturación



Figura 5.3: Ruta de construcción del Ferrocarril Roberto Vargas

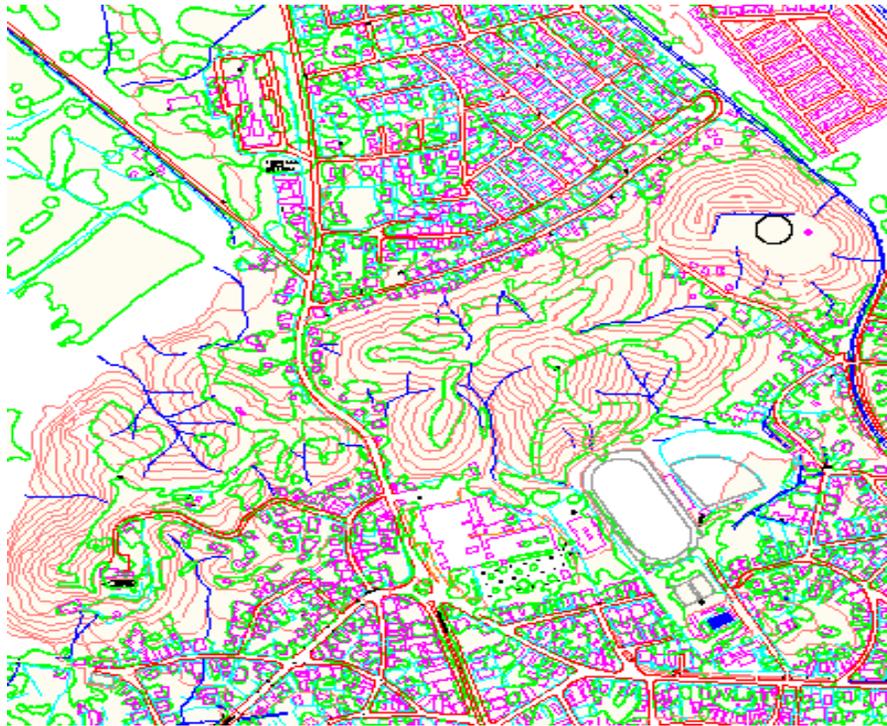


Figura 5.4: Crecimiento urbano de San Calos en función del relieve.

Con la demanda histórica por cuadrícula de los dos últimos años (2007, 2008) y la demanda de saturación definida se obtiene de la curva tipo “S” del crecimiento de la demanda en cada microárea. En el anexo 15 se hallan los resultados de estas curvas por cuadrícula. Se presenta entonces el inconveniente del valor asignado a las áreas vacantes en el año 2019 era menor al 2014. Este inconveniente se trató reduciendo el crecimiento de las curvas con mayor demanda de saturación en el área, asumiendo que el crecimiento de estas cuadrículas no será tan pronunciado como se presenta. Las cuadrículas modificadas se encuentran en el anexo 16 y se ubican en la matriz geográfica 3.

Una vez realizada la distribución de demanda de las áreas vacantes, se obtiene la ubicación geográfica de la demanda en los años de interés presentando un aumento de demanda tanto en las áreas vacantes como en el resto de la demanda por cuadrículas. Esto se visualiza más fácilmente con los primeros 50 kW de carga mostrado en los gráficos 5.2.a y b

El crecimiento en las cuadrículas puede verse enfocado en la ciudad de San Carlos, El área con mayor desarrollo se ubica cerca de la plaza Bolívar y la iglesia de esta ciudad, en la cuadrícula AH,BT,R con 962,45kW añadido para el año 2014 en comparación al 2008, representando una tasa de crecimiento promedio de 0,04. Las cuadrículas que sobrepasan la capacidad instalada o un 75% de ella a corto y mediano plazo deben ser prioridad para aumentar dicha capacidad, estas cuadrículas se identifican en el anexo 17, y pueden visualizarse la ubicación geográfica de estas cuadrículas para el año 2019 en la matriz geográfica 4.

### **5.6 Inclusión de solicitudes de factibilidad de servicio**

Es ahora cuando se considera la factibilidad de servicio obtenida de la región, tomando un muestreo con la condición de solicitudes superiores o iguales a 150kVA a los cuales se les ubica con la referencia de la matriz geográfica para que la capacidad instalada sea añadida como demanda a la o las cuadrículas correspondientes. Este muestreo se halla en el anexo 18.

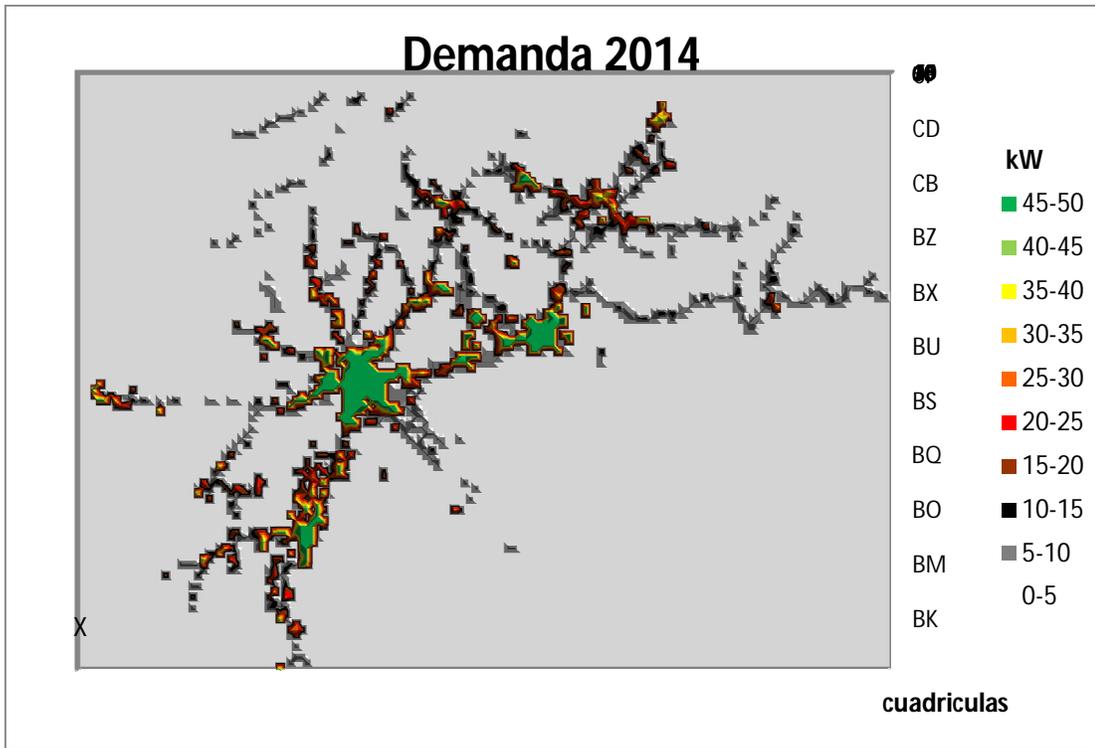


Gráfico 5.2.a: Crecimiento de demanda y repartición de áreas vacantes año 2014

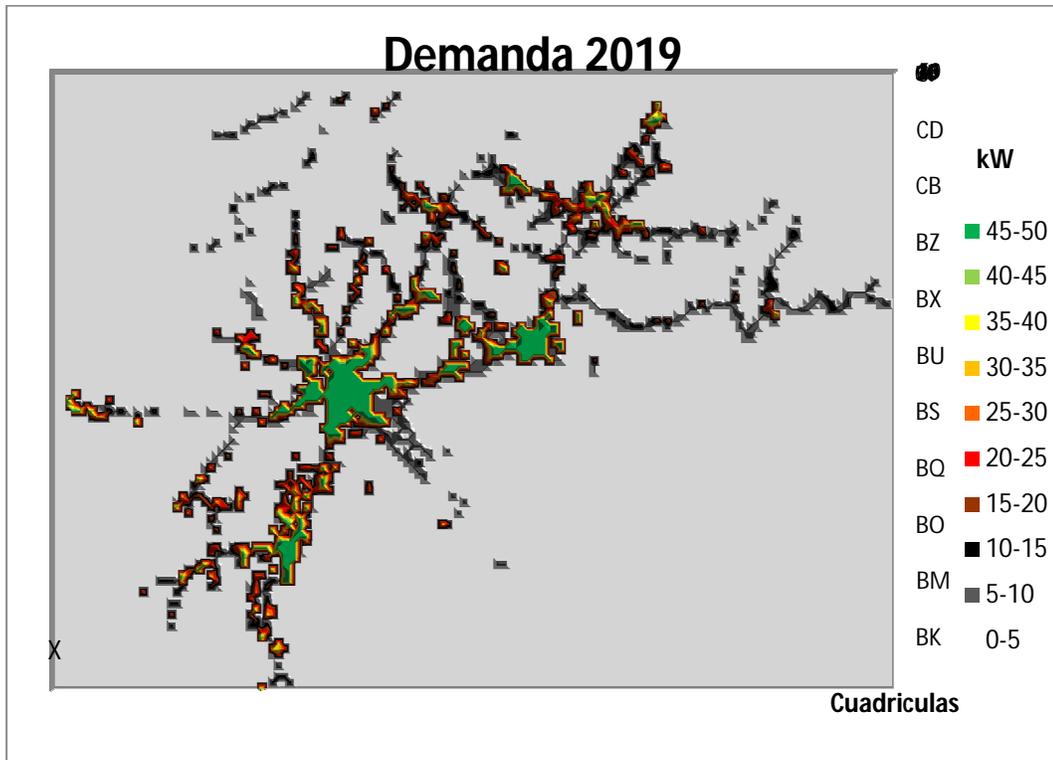


Gráfico 5.2.b: Crecimiento de demanda y repartición de áreas vacantes año 2019

## CAPÍTULO VI

### 6. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A MEDIANO Y LARGO PLAZO

La finalidad de la planificación es proponer una serie de cambios progresivos para la expansión del sistema, y lograr satisfacer la demanda a lo largo de su crecimiento en el tiempo. Para empezar la planificación se debe hacer una predicción de demanda que envuelva la magnitud y localización geográfica de carga para estimar la expansión geográfica del área de estudio su capacidad, e interconexión.

La tasa de urbanización del estado Cojedes se estima en 79,40% según la página oficial en internet del estado<sup>17</sup>. Los centros urbanos más distintivos después de Tinaquillo por sus funciones industriales y San Carlos por sus funciones de capital estatal son Tinaco, La Vega y El Baúl. El área urbana de San Carlos se concentra en el casco central, donde se encuentra la plaza Bolívar, las oficinas de las autoridades estatales y locales y el principal comercio de la zona. Sin embargo esta ciudad se extiende mayormente a lo largo de las vías principales entre ciudades y/o pueblos. Como se ve en la figura 4.1 del capítulo 4 que muestra la densidad de población por municipio, esta extensión es más pronunciada al este de San Carlos hacia la ciudad de Tinaco con una distancia alrededor de 15 km entre estas poblaciones.

Al norte del estado existen montañas y colinas pertenecientes a la Cordillera de la Costa, y serranías como Sierra Manrique, con una población con su nombre. Estas formaciones limitan el crecimiento de las ciudades al norte del estado, por las condiciones del terreno, sin embargo la mayor parte del territorio es llano incentivando la expansión al sur, este y oeste de la capital, como se muestra en la figura 6.1.

---

<sup>17</sup> [http://www.gobiernoonlinea.ve/venezuela/perfil\\_cojedes.html](http://www.gobiernoonlinea.ve/venezuela/perfil_cojedes.html)

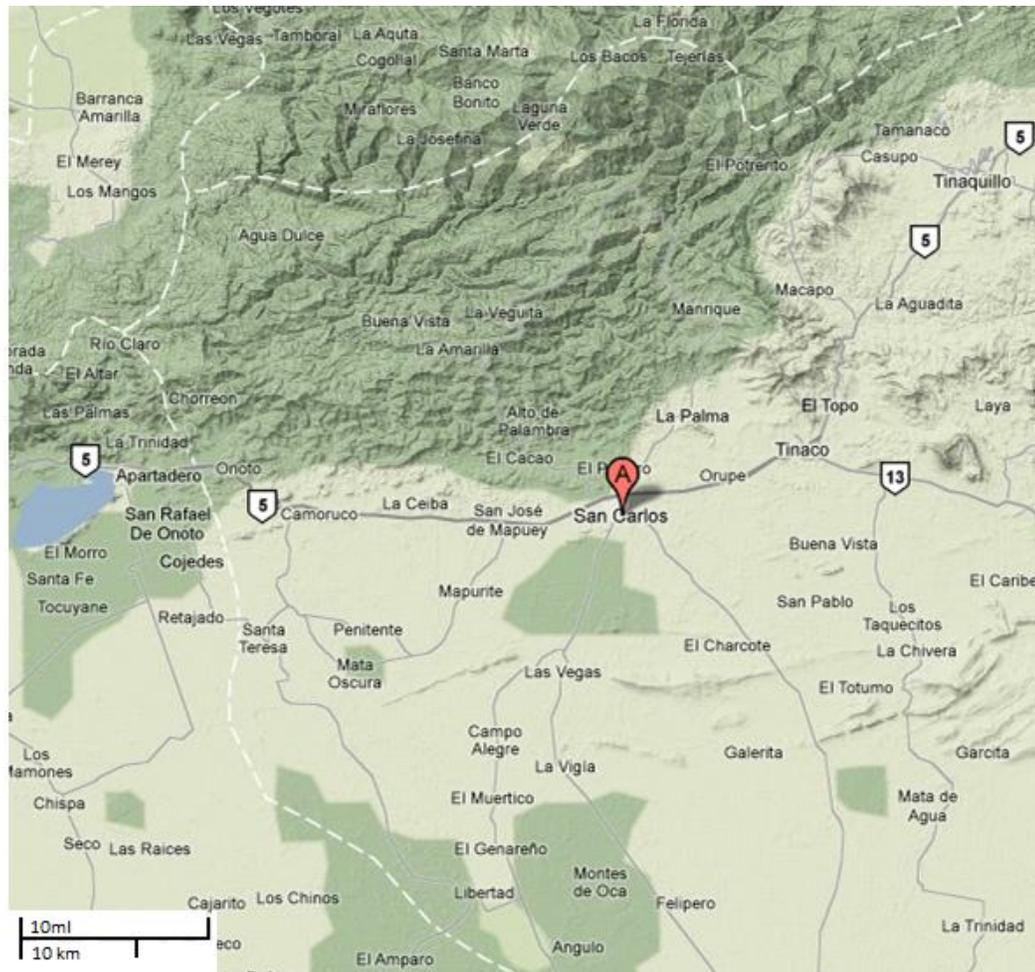


Figura 6.1: Relieve de San Carlos fuente: Google Earth 2009

### 6.1 Dimensionamiento de subestaciones

Para analizar y realizar propuestas de distribución de carga es necesario tener variables de comparación del crecimiento de la carga. Tomando en cuenta la configuración del sistema presente las condiciones de operación cada cinco (5) años, a corto (2014), mediano (2019) y largo plazo (2024, 2029) se encuentran en las siguientes condiciones:

### **i. Casos base:**

Manteniendo la configuración del sistema presente se observa su reacción a la creciente demanda en el tiempo ( tabla 6.1). En el sistema presente es notorio que la demanda de la S/E San Carlos sobrepasa su capacidad firme, además de la ausencia de esta en las subestaciones restantes. A corto plazo es de notar que la demanda total sobrepasa la capacidad instalada del conjunto, sobrepasando como es lógico el factor de utilización promedio por transformador, lo cual se repite a mediano y largo plazo.

La densidad de carga por circuitos a lo largo del tiempo se resume en la tabla 6.1, donde sin variaciones en el sistema es notoria la incapacidad del sistema a responder al rápido crecimiento de densidad en las ciudades San Carlos y Tinaco, cuando a corto plazo las subestaciones correspondientes a estas ciudades sobrepasan la densidad de 6 MVA/Cto. mientras que la S/E Zona industrial sobrepasa este límite a largo plazo.

### **ii. Saturación**

El visualizar la condición de máximo crecimiento, el cual sería la demanda de saturación, permite definir una imagen objetivo de una posible distribución de carga que permita crear los espacios intermedios de mediano y corto plazo. Dicha distribución se resume en la tabla 6.2 y en la matriz geográfica 5.

Se considera la transferencia de carga a las S/Es Pao y Apartadero de 8 MVA y 4,8 MVA respectivamente, por tener originalmente ese diseño de red y en consecuencia reduce la caída de tensión, al ser más cercanas a la alimentación.

Esta distribución de carga permite visualizar las necesidades y alternativas de distribución las cuales son las bases de las alternativas planteadas. Puede notarse por ejemplo la necesidad de expandir la S/E San Carlos, el desmantelamiento de la S/E Zona Industrial, y la necesidad de una subestación entre las ciudades San Carlos y Tinaco en 115/13,8 kV.

Tabla 6.1.: Casos base

Caso base año 2009. Sistema presente							
Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
S/E San Carlos	40,85	2x30	60	39	31,92%	68,08%	-4,74%
S/E Zona Industrial	6,88	1x10	10	-	31,24%	68,76%	-
S/E Tinaco	9,42	1x10	10	-	5,77%	94,23%	-
total	57,15		80	39	28,57%	71,43%	-46,53%
Caso base año 2014. Corto Plazo							
S/E San Carlos	79,59	2x30	60	39	-32,65%	132,65%	-104,08%
S/E Zona Industrial	18,79	1x10	10	-	-87,89%	187,89%	-
S/E Tinaco	21,79	1x10	10	-	-117,90%	217,90%	-
total	120,17		80,00	39	-50,21%	150,21%	-208,13%
Caso base año 2019. Mediano plazo							
S/E San Carlos	88,04	2x30	60	39	-46,74%	146,74%	-125,75%
S/E Zona Industrial	21,12	1x10	10	-	-111,23%	211,23%	-
S/E Tinaco	23,64	1x10	10	-	-136,43%	236,43%	-
total	133		80,00	39	-66,01%	166,01%	-240,53%
Caso base año 2024. Largo plazo							
S/E San Carlos	95,75	2x30	60	39	-59,58%	159,58%	-145,50%
S/E Zona Industrial	23,81	1x10	10	-	-138,15%	238,15%	-
S/E Tinaco	25,86	1x10	10	-	-158,61%	258,61%	-
total	145		80,00	39	-81,78%	181,78%	-272,88%
Caso base año 2029. Largo plazo							
S/E San Carlos	103,65	2x30	60	39	-72,75%	172,75%	-165,77%
S/E Zona Industrial	26,84	1x10	10	-	-168,42%	268,42%	-
S/E Tinaco	28,44	1x10	10	-	-184,43%	284,43%	-
total	159		80	39	-98,67%	198,67%	-307,52%

Tabla 6.2: Visualización de distribución de carga año de saturación

color	Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
	S/E la vega	91,46	3x36	108	93,6	15,32%	84,68%	2,29%
	S/E San Carlos	129,99	4x36	144	140,4	9,73%	90,27%	7,41%
	S/E Vene-Irán	6,13	2x10	20	13	69,35%	30,65%	52,85%
	S/E propuesta 2	73,49	3x36	108	93,6	31,95%	68,05%	21,49%
	S/E propuesta 3	38,37	2x36	72	46,8	46,71%	53,29%	18,02%
	S/E propuesta 1	12,88	2x10	20	13	35,59%	64,41%	0,91%
	S/E Tinaco	85,36	3x36	108	93,6	20,96%	79,04%	8,80%
	total	438		580,00	494,00	24,54%	75,46%	11,40%

## 6.2 Ubicación de subestaciones

En la tabla 6.4 se muestra la ubicación del centro de carga de cada área de influencia por subestación del caso base a corto, mediano y largo plazo, así como la ubicación física actual de cada una. Se puede notar el movimiento de este centro sin cambios en la configuración del sistema, al variar la distancia medida desde la subestación perteneciente a cada área de influencia, siendo el centro de carga más distante el de la S/E Zona industrial.

Una vez obtenido la matriz geográfica de carga de corto, mediano, largo plazo, se calcula y delimita las nuevas áreas de influencia de las subestaciones para crear las configuraciones de las alternativas a considerar a largo mediano y corto plazo.

### i. Largo plazo

Las alternativas planteadas comparten las siguientes propuestas:

- Subestación propuesta de 2x36 MVA 115/13,8 kV en la población la Vega
- Instalación de transformadores de 5 y 10 MVA(34,5/13,8 kV ) para asegurar capacidad firme en el complejo residencial Vene-Irán y en la S/E Zona Industrial respectivamente

Tabla 6.3: Carga promedio por circuito caso base

S/E	número de circuitos	2009		2014		2019		2024		2029	
		Demanda máxima 2008 (MVA)	Carga promedio 2008 MVA/Cto.	Demanda Máxima 2014 (MVA)	Carga promedio 2014 MVA/Cto.	Demanda Máxima 2019 (MVA)	Carga promedio 2019 MVA/Cto.	Demanda Máxima 2024 (MVA)	Carga promedio 2024 MVA/Cto.	Demanda Máxima 2029 (MVA)	Carga promedio 2024 MVA/Cto.
San Carlos	8,00	40,85	5,11	79,59	9,95	88,04	11,01	95,75	11,97	103,65	12,96
Zona industrial	4,00	6,88	1,72	18,79	4,70	21,12	5,28	23,81	5,95	26,84	6,71
Tinaco	3,00	9,42	3,14	21,79	7,26	23,64	7,88	25,86	8,62	28,44	9,48
total	15,00	57,15	9,97	120,17	21,91	132,80	24,17	145,42	26,54	158,93	29,15

Tabla 6.4: Movimiento del centro de carga caso base

S/E	Ubicación de la S/E existente (Cuadrícula)	2009		2014		2019		2024		2029	
		Ubicación del centro de carga	Distancia de la S/E al centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia de la S/E al centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia de la S/E al centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia de la S/E al centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia de la S/E al centro de carga
San Carlos	AH,BU,R	AH,BU,X	500 m	AH,BU,Z	1,12 km	AH,BU,Z	1,12 km	AH,BU,Z	1,12 km	AH,BU,S	500 m
Zona Industrial	AH,BS,C	AG,BQ,P	7,38 km	AG,BQ,B	7,62 km	AG,BQ,B	7,62 km	AG,BP,B	8,08 km	AG,BP,A	8,28 km
Tinaco	AO,BV,B	AO,BX,R	1,12 km	AO,BX,O	2,12 km	AO,BX,O	2,12 km	AP,BX,F	2,83 km	AP,BX,A	3,20 km

- Aumento de nivel de tensión de la S/E Tinaco de 34,5/13,8 kV, a doble patio 115/34,5/13,8 kV, con 2x36 MVA en 13,8 kV
- Construcción S/E propuesta 1 2x5 MVA 34,5/13,8 kV en la zona rural asignada inicialmente a la S/E San Carlos
- Aumento de Capacidad de la S/E San Carlos de 2 X 30 a 2 X 36 MVA.

**Año 2029:** La demanda sobrepasa la capacidad instalada en 98,67%, los factores de utilización de las subestaciones Zona Industrial y Tinaco sobrepasan el 200% y San Carlos sobrepasa el 150%.

**Alternativa 1:** En esta alternativa se propone el aumento de capacidad del patio de transformación 115/13,8 kV de la subestación San Carlos con la instalación de un tercer transformador de 36 MVA a ese mismo nivel de tensión. Con el propósito de satisfacer la creciente demanda de esa ciudad. Al igual que en el diseño de saturación se considera la Transferencia de carga a las subestaciones Tinaquillo, Pao y apartaderos de 1,69 MVA, 1,24 MVA, 1,50 MVA respectivamente.

Los resultados de este análisis se sintetizan en la tabla 6.5.a y se muestran en la matriz geográfica 6, identificando su centro de carga resaltado el borde de la cuadrícula en color rojo y las ubicaciones de la S/E existentes resaltando el color de la cuadrícula siendo así para el resto de las figuras mostradas.

Tabla 6.5.a: Alternativa 1, año 2029. Largo plazo

color	Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
	la vega	26,15	2x36	72	46,8	63,68%	36,32%	44,12%
	San Carlos	82,60	3x36	108	93,6	23,52%	76,48%	11,75%
	Vene-Irán	5,68	2x10	20	13	71,59%	28,41%	56,29%
	propuesta 1	5,37	2x5	10	6,5	46,26%	53,74%	17,32%
	Tinaco	35,52	2x36	72	46,8	50,67%	49,33%	24,10%
	total	155		282	207	44,92%	55,08%	24,85%

Tabla 6.5.b: Alternativa 2, año 2029. Largo plazo

color	Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
	la vega	37,43	2x36	72	46,8	48,02%	51,98%	20,03%
	San Carlos	45,30	2x36	72	46,8	37,09%	62,91%	3,21%
	propuesta 2	28,85	2x36	72	46,8	59,93%	40,07%	38,36%
	propuesta 1	6,35	2x5	10	6,5	36,52%	63,48%	2,33%
	Tinaco	30,81	2x36	72	46,8	57,21%	42,79%	34,17%
	Vene-Irán	1,81	2x5	10	6,5	81,92%	18,08%	72,18%
	total	150,54		308,00	200,20	51,12%	48,88%	24,81%

**Alternativa 2:** Se expone la construcción de la S/E propuesta 2 de 2x36 MVA 115/13,8 kV en la zona este de la ciudad de San Carlos, satisfaciendo la densa demanda y fomentando el desarrollo en dirección a la ciudad de Tinaco. También se considera la Transferencia de carga a las S/Es Tinaquillo, Pao y apartaderos de 1,69 MVA, 1,24 MVA, 1,50 MVA respectivamente. Los resultados de este análisis se muestran en la matriz geográfica 7 y se sintetizan en la tabla 6.5.b

**Año 2024:** La demanda de éste año sobrepasa la capacidad instalada en 81,78%. Los factores de utilización de las subestaciones Zona Industrial y Tinaco igual que en el año 2029 sobrepasan el 200% y San Carlos el 150%.

**Alternativa 1:** Se mantiene el aumento de capacidad de la S/E San Carlos con la instalación de un nuevo transformador de 36 MVA en 115/13,8 kV. Se considera la Transferencia de carga a las subestaciones Tinaquillo y Pao de 1.378,75kVA y 341,62 kVA respectivamente, por las razones antes explicadas. Los resultados se muestran en la tabla 6.6.a y se visualizan en la matriz geográfica 8.

**Alternativa 2:** Se considera la construcción de una S/E propuesta 2 de 2x36 MVA en 115/13,8 kV en la zona este de la ciudad de San Carlos. Se resumen estas acciones en la tabla 6.6.b y se muestran en la matriz geográfica 9. Al igual que en la propuesta 1

también se considera la Transferencia de carga a las S/Es Tinaquillo, Pao y apartaderos de 1,38 y 1 y 1,27 MVA respectivamente.

Tabla 6.6.a: Alternativa 1, año 2024. Largo plazo

color	Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
	la vega	33,55	2x36	72	46,8	53,40%	46,60%	28,31%
	San Carlos	68,81	3x36	108	93,6	36,29%	63,71%	26,49%
	Vene-Irán	5,68	2x5	10	6,5	43,21%	56,79%	12,63%
	propuesta 1	4,10	2x5	10	6,5	58,96%	41,04%	36,86%
	Tinaco	31,56	2x36	72	46,8	56,17%	43,83%	32,57%
	total	143,70		272	200,20	47,17%	52,83%	28,22%

Tabla 6.6.b: Alternativa 2, año 2024. Largo plazo

color	Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
	la vega	32,66	2x36	72	46,8	54,63%	45,37%	30,21%
	San Carlos	43,28	2x36	72	46,8	39,89%	60,11%	7,52%
	Vene-Irán	5,68	2x5	10	6,5	43,21%	56,79%	12,63%
	propuesta 2	27,90	2x36	72	46,8	61,25%	38,75%	40,39%
	propuesta 1	5,08	2x5	10	6,5	49,21%	50,79%	21,87%
	Tinaco	27,17	2x36	72	46,8	62,27%	37,73%	41,95%
	total	141,77		308	200,2	53,97%	46,03%	29,19%

## ii. Mediano plazo

**Alternativa 1:** Se mantiene el aumento de capacidad de la subestación San Carlos con la instalación de un nuevo transformador de 36 MVA en 115/13,8 kV y sustituyendo los dos existentes de 30 a 36 MVA, considerando también la transferencia de carga a la subestación Tinaquillo de 1,10 MVA. Los resultados se resumen en la tabla 6.7.a y se visualizan en la matriz geográfica 10.

**Alternativa 2:** Sosteniendo la construcción de una subestación propuesta 2 de 2x36 MVA en 115/13,8 kV en la zona este de la ciudad de San Carlos, y considerando las transferencias de carga a las subestaciones Tinaquillo y Pao de 1,01 MVA y 842,44

kVA respectivamente. Esta distribución se visualiza en la matriz geográfica 11 y se resumen en la tabla 6.7.b.

Tabla 6.7.a: Alternativa 1, año 2019. Mediano plazo

color	Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
	la vega	30,42	2x36	72	46,8	57,76%	42,24%	35,01%
	San Carlos	62,50	3x36	108	93,6	42,13%	57,87%	33,22%
	propuesta 1	4,12	2x5	10	6,5	58,84%	41,16%	36,68%
	Tinaco	28,99	2x36	72	46,8	59,73%	40,27%	38,05%
	Vene-Irán	5,68	2x5	10	6,5	43,24%	56,76%	12,67%
	total	132		272,00	200,2	51,58%	48,42%	34,21%

Tabla 6.7.b: Alternativa 2, año 2019. Mediano plazo

color	Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
	la vega	29,81	2x36	72	46,8	58,59%	41,41%	36,30%
	San Carlos	41,36	2x36	72	46,8	42,56%	57,44%	11,63%
	propuesta 2	23,42	2x36	72	46,8	67,47%	32,53%	49,96%
	propuesta 1	4,68	2x5	10	6,5	53,20%	46,80%	28,00%
	Tinaco	25,92	2x36	72	46,8	64,00%	36,00%	44,61%
	Vene-Irán	5,68	2x5	10	6,5	43,24%	56,76%	12,67%
	total	131		308,00	200,2	57,51%	42,49%	34,63%

### iii. Corto plazo

**Alternativa 1:** Se mantiene de nuevo el aumento de capacidad de la subestación San Carlos con la instalación de un nuevo transformador de 36 MVA en 115/13,8 kV y sustituyendo los dos existentes de 30 a 36 MVA, considerando igualmente la transferencia de carga a la subestación Tinaquillo de 968,90 kVA. La distribución de carga se muestra en la matriz geográfica 12 y se resume en la tabla 6.8.a.

**Alternativa 2:** considerando la construcción inicial de una subestación 2x10 MVA en 34,5/13,8 kV que permita luego su ampliación a 2x36 MVA en 115/13,8 kV. Con

transferencia de carga de parte de la subestación Tinaco a la subestación Tinaquillo de 968,90 kVA. Esta distribución se muestra en la matriz geográfica 13 y sus resultados se hallan en la tabla 6.8.b.

Tabla 6.8.a: Alternativa 1 año 2014. Corto plazo

color	Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
	la vega	21,51	2x36	72	46,8	70,12%	29,88%	54,04%
	San Carlos	52,38	3x36	108	93,6	51,50%	48,50%	44,04%
	Zona Industrial	10,18	2x10	20	13	49,12%	50,88%	21,72%
	propuesta 1	3,35	2x5	10	6,5	66,47%	33,53%	48,42%
	Tinaco	26,10	2x36	72	46,8	63,74%	36,26%	44,22%
	Vene-Irán	5,67	2x5	10	6,5	43,25%	56,75%	12,69%
	total	119		292	213	59,18%	40,82%	44,09%

Tabla 6.8.b: Alternativa 2 año 2014. Corto plazo

color	Subestación	Demanda Máxima (MVA)	Cap. Instalada (MVA)	Cap. Instalada total (MVA)	Cap. Firme (MVA)	Cap. de reserva disponible (%)	Factor de utilización promedio por transformador	Cap. disponible (%)
	la vega	30,87	2x36	72	46,8	57,12%	42,88%	34,03%
	San Carlos	41,60	2x36	72	46,8	42,22%	57,78%	11,11%
	propuesta 2	11,56	2x10	20	13	42,21%	57,79%	11,09%
	propuesta 1	3,35	2x5	10	6,5	66,47%	33,53%	48,42%
	Tinaco	26,14	2x36	72	46,8	63,69%	36,31%	44,14%
	Vene-Irán	5,67	2x5	10	6,5	43,25%	56,75%	12,69%
	total	119		256,00	166,40	53,44%	46,56%	28,36%

Lo primero a resaltar es la confirmación de la necesidad de una nueva subestación en la población la Vega desmantelando la S/E Zona Industrial, debido al movimiento del centro de carga del área de influencia de la subestación, por su distribución y expansión. Esta S/E la Vega para el sistema presente en 34,5/13,8 kV, requiere un aumento de capacidad (2 X 36 MVA 115/13,8 kV) y una nueva ubicación a corto plazo. Para ello se propone su alimentación en 115kV con una distancia de esta línea a la ubicación propuesta en la cuadrícula AF,BQ,C según la propuesta 1 de 6,69 km y 5,76km en la cuadrícula AF,BR,S según la propuesta 2.

También se confirma la necesidad del aumento de capacidad y ampliación de la S/E Tinaco con una alimentación en 115kV y una distancia a la línea de esta tensión de 1,25 km , ya que se muestra como nuevo polo de crecimiento de carga al considerar los planes de construcción del Ferrocarril Roberto Vargas. Por ello la alternativa de aumentar el nivel de tensión para satisfacer la creciente demanda.

En La alternativa 1, la S/E San Carlos necesita la ampliación del patio de transformación con un nuevo transformador 115/13,8 kV de 36 MVA que permita suplir el crecimiento de la carga concentrada en la capital. En la alternativa 2 en cambio se mantiene su capacidad (2 X 36 MVA) concentrando la distribución de demanda del casco urbano y norte de la ciudad, compensando el crecimiento con la construcción de nuevas subestaciones y ampliación de las subestaciones existentes, por este motivo es una alternativa más costosa que la primera.

En los extremos norte, este y oeste encontramos interconexiones con otras subestaciones a las cuales se les transfiere carga para delimitar el área de influencia de cada subestación. A la S/E Apartaderos al oeste de San Carlos se le asigna una carga rural originaria de esa subestación, caso similar para la carga asignada a la S/E Tinaquillo. Y a la S/E Pao se le asigna la carga oeste por encontrarse a menor distancia respecto a la subestación. Sin embargo estas transferencias, son reasignadas a mediano y largo plazo, cuando la capacidad instalada lo permite al realizar las ampliaciones de dichas subestaciones.

Se considera también la creación de una nueva subestación 34,5/13,8kV con dos transformadores de 5MVA que distribuya la carga rural original de la subestación San Carlos y parte de la carga rural de tinaco. Teniendo una menor distancia permitirá disminuir las pérdidas del sistema y retirar los reguladores instalados.

Se requiere que el movimiento de centro de carga de las subestaciones en el área de estudio no sobrepase 1 km de distancia a lo largo del tiempo de estudio desde la ubicación física de su subestación. Esto puede verse en las tablas 6.9 y 6.10.

Se diseñan el número de salidas de las subestaciones en 13,8kV, considerando un calibre inicial 4/0 ARV. Los circuitos entonces no deben sobrepasar 6 MVA de carga promedio para cada alternativa, como se muestra en las tablas 6.11 y 6.12.

La selección de la alternativa, además del costo económico, radica en la disponibilidad de las construcciones solicitadas por ejemplo la S/E San Carlos posee terreno disponible para su ampliación sin embargo actualmente se encuentra “invadido” o habitado por lo que requerirá de tiempo en trámites legales.

Tabla 6.9: Movimiento del centro de carga Alternativa 1

S/E	Ubicación de la S/E existente (Cuadrícula)	2009		2014		2019		2024		2029	
		Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga
San Carlos	AH,BU,R	AH,BU,X	500 m	AH,BU,Y	707,11 m	AH,BU,Y	707,11 m	AH,BU,Y	707,11 m	AH,BU,V	707,11 m
Zona Industrial	AH,BS,C	AG,BQ,P	7,38 km	AH,BS,D	500 m	-	-	-	-	-	-
Tinaco	AO,BV,B	AO,BX,R	1,12 km	AO,BV,B	0 m	AO,BV,B	0 m	AO,BX,U	707,11 m	AO,BV,B	0 m
La Vega <sup>18</sup>	-	-	-	AF,BQ,G	707,11 m	AF,BR,Y	707,11 m	AF,BQ,D	500 m	AF,BR,Y	707,11 m
Vene-Irán	AI,BT,X	AI,BT,X	0 m								
Propuesta 1 <sup>19</sup>	-	-	-	AK,CA,C	707,11 m	AK,CA,C	707,11 m	AK,CA,F	500 m	AK,CA,C	707,11 m

Tabla 6.10: Movimiento del centro de carga Alternativa 2

S/E	Ubicación de la S/E existente (Cuadrícula)	2009		2014		2019		2024		2029	
		Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga	Ubicación del centro de carga	Distancia S/E-centro de carga
San Carlos	AH,BU,R	AH,BU,X	500 m	AH,BU,X	500 m	AH,BU,V	707,11 m	AH,BU,V	707,11 m	AH,BU,V	707,11 m
Zona Industrial	AH,BS,C	AG,BQ,P	7,38 km	-	-	-	-	-	-	-	-
Tinaco	AO,BV,B	AO,BX,R	1,12 km	AO,BV,B	0 m						
La Vega <sup>20</sup>	-	-	-	AF,BR,O	707,11 m	AF,BR,X	707,11 m	AF,BR,Y	500 m	AF,BR,Y	500 m
Vene-Irán	AI,BT,X	AI,BT,X	0 m								
Propuesta 2 <sup>21</sup>	-	-	-	AI,BT,I	0 m	AI,BT,I	0 m	AI,BT,I	0 m	AI,BT,H	500 m
Propuesta 1 <sup>22</sup>	-	-	-	AK,CA,C	0 m	AK,CA,G	707,11 m	AK,CA,C	0 m	AK,CA,C	0 m

<sup>18</sup> La distancia se considera desde la subestación La Vega en la cuadrícula AF,BQ,C

<sup>19</sup> La distancia se considera desde la subestación propuesta 1 en la cuadrícula AK,CA,G

<sup>20</sup> La distancia se considera desde la subestación La Vega en la cuadrícula AF,BR,S

<sup>21</sup> La distancia se considera desde la subestación propuesta 2 en la cuadrícula AI,BT,I

<sup>22</sup> La distancia se considera desde la subestación propuesta 1 en la cuadrícula AK,CA,C

Tabla 6.11: Carga promedio por circuito Alternativa 1

S/E	2009			2014			2019			2024			2029		
	Nº ctos	Demanda máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto	Nº ctos	Demanda Máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto	Nº ctos	Demanda Máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto	Nº ctos	Demanda Máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto	Nº ctos	Demanda Máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto
San Carlos	8	40,85	5,11	10	52,38	5,24	11	62,50	5,68	13	68,81	5,29	15	82,60	5,51
Zona industrial	4	6,88	1,72	4	10,18	2,54	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tinaco	3	9,42	3,14	6	26,10	5,22	6	28,99	4,83	6	31,56	5,26	7	35,52	5,07
la vega	-	-	-	4	21,51	5,38	6	30,42	5,07	6	33,55	5,59	6	26,15	4,36
Vene-Irán	-	-	-	1	5,67	5,67	1	5,68	5,68	1	5,68	5,68	1	5,68	5,68
propuesta 1	-	-	-	1	3,35	3,35	1	4,12	4,12	1	4,10	4,10	1	5,37	5,37
total	15	57,15	9,96625	26	119,20	26,54	25	131,70	25,38	27	143,70	25,93	30	155,33	26,00

Tabla 6.12: Carga promedio por circuito Alternativa 2

S/E	2009			2014			2019			2024			2029		
	Nº ctos	Demanda máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto	Nº ctos	Demanda Máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto	Nº ctos	Demanda Máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto	Nº ctos	Demanda Máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto	Nº ctos	Demanda Máxima (MVA)	Carga promedio MVA/Cto
San Carlos	8	40,85	5,11	8	41,60	5,20	8	41,36	5,17	8	43,28	5,41	8	45,30	5,66
Zona industrial	4	6,88	1,72	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tinaco	3	9,42	3,14	6	26,14	4,36	6	25,92	4,32	6	27,17	4,57	6	30,81	5,13
la vega	-	-	-	6	30,87	5,15	6	29,81	4,97	6	32,66	5,44	7	37,43	5,35
Vene-Irán	-	-	-	1	5,67	5,67	1	5,68	5,68	1	5,68	5,68	1	1,81	1,81
propuesta 1	-	-	-	1	3,35	3,35	1	4,68	4,68	1	5,08	5,08	1	6,35	6,35
propuesta 2	-	-	-	2	11,56	5,78	4	23,42	5,85	5	27,90	5,58	5	28,85	5,77
total	15	57,15	9,97	24	119,20	29,51	26	130,87	30,67	27	141,77	32,62	29	150,54	26,90

## CAPÍTULO VII

### 7. PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN A CORTO PLAZO

De las bandas de promedio móvil de orden 12 se toma la demanda máxima por año suavizada para conseguir la proyección de la curva de tendencia por circuito. La selección de la mejor tendencia dependerá al igual que en la demanda para usuarios residenciales del error de estimación ( $S_{yx}$ ), además de asegurar una tendencia creciente. En la tabla 7.1 se muestra esta selección para cada uno de los circuitos en el área de estudio.

Tabla 7.1: Selección de curva de tendencia para circuitos

Circuito	Syx			Fórmula
	lineal	poligonal segundo orden	exponencial	
Manrique	14,50	No aplica	14,57	$y = 1,58X + 120,64$
Lomas Viento	3,69	No aplica	4,08	$y = 8,64X + 103,44$
Mapuey	5,15	4,69	5,11	$y = 1,39x^2 - 2,73X + 264,74$
Aeropuerto	20,34	15,57	18,34	$y = 8,57X^2 - 11,55X + 246,35$
Centro Uno	11,06	9,01	10,46	$y = 4,19X^2 - 5,01X + 240,8$
Autódromo	5,90	No aplica	6,06	$y = 7,09X + 162,63$
INOS	3,55	3,21	3,27	$y = 0,99X^2 + 6,73X + 55,73$
Centro II	4,98	No aplica	10,28	$y = 27,11X + 46,06$
Terminal	6,88	No aplica	7,00	$y = 8,64X + 204,38$
Caribe	2,27	No aplica	3,06	$y = 5,48X + 17,34$
Jacaranda	0,00	0,00	0,00	$y = x + 16$
Maquinsa	-	-	-	-
Tinaco	5,22	No aplica	5,37	$y = 6,46X + 185,85$
Vallecito	1,0685	1,0671	1,0666	$y = 74,477e^{0,0372x}$
Pao	1,465	1,459	1,464	$y = 0,09X^2 + 4,71X + 84,78$

Tomando como partida el sistema presente, se realiza la inclusión de las áreas vacantes con la instalación de un transformador de 1x15 en la cuadrícula conectado al circuito más cercano disponible. Se considera también la inclusión de las factibilidades de servicio de la misma manera, sin embargo su demanda en Amperios debe adicionarse a la proyección ya que estas capacidades mayores a 100kVA no se consideran dentro de la proyección del crecimiento.

Una vez determinada la proyección de demanda de los siguientes dos años, debe considerarse las transferencias realizadas en los circuitos en el análisis del sistema presente. Esto se realiza transfiriendo la carga según porcentajes de los circuitos correspondientes en el primer año de proyección (2009). Para el segundo año de proyección (2010) deben considerarse estos porcentajes en conjunto con las transferencias que se realicen en el primer año de proyección. En la tabla 7.2 se muestra en porcentaje las transferencias realizadas para cada proyección.

Tabla 7.2: Transferencias en porcentaje de carga de las demandas por circuitos en la proyección de demanda

2009		2010	
Demanda del circuito/ S/E	Transferencia/ Circuito	Demanda del circuito/ S/E	Transferencia/ Circuito
Lomas del viento/ S/E San Carlos	73,91% Lomas del Viento 26,09% Tinaco	Manrique/ S/E San Carlos	67,33% Manrique 32,67% Propuesta 1
Terminal/ S/E Zona Industrial	40,98% Terminal 53,81% La Vega 5,21% Marquinsa	Lomas del viento/ S/E San Carlos	64,29% Lomas del Viento 17,87 % nuevo circuito 17,87 % segundo nuevo cto.
Aeropuerto/ S/E San Carlos	54,81% Aeropuerto 17,50% Jacaranda 27,69% Marquinsa	Autódromo	12,70% Lomas del Viento 8,34% Centro II 78,96% autódromo
Vallecito/ S/E Tinaco	73,78% Vallecito 26,22% Guamita	Terminal/ S/E Zona Industrial	79,86% Terminal 20,14% La Vega
Mapuey/ S/E San Carlos	49,83% Mapuey 14,92% INOS 23,10% Marquinsa 12,15% Guama	Centro/ S/E San Carlos	91,43% Centro 3,43% INOS 5,11% Marquinsa
		Jacaranda/ S/E Zona Industrial	18,72% Aeropuerto 81,28% Jacaranda
		Mapuey/ S/E San Carlos	87,56% Mapuey 12,44% la Vega

Es importante destacar que en estos ajustes no se considero la compensación reactiva como alternativa. A diferencia de los ajustes del sistema presente donde se buscan soluciones inmediatas, la planificación a corto plazo busca el diseño y buen funcionamiento de los circuitos.

## 7.1 Operación normal

En el paquete de programas PADEE se considera la proyección por circuitos del primer año una vez ajustada para obtener los resultados de la tabla 7.3 donde se hizo evidente que los únicos circuitos que no presentaron problemas fueron INOS de la S/E San Carlos y Caribe de la S/E Zona Industrial. Los circuitos en condición más crítica son Autódromo por sobrepasar la capacidad nominal del conductor con 109,24% y Lomas del viento con 99,8% de cargabilidad de tensión y 14,25% de caída de tensión.

Para la realización de estos estudios se consideró la ubicación de la S/E La Vega 34,5/13,8 kV en la cuadrícula AEBOO, cercana a una vialidad existente debido a la necesidad inmediata de ésta, con un propósito provisional mientras se construye su equivalente en 115/13,8kV cercada a la cuadrícula propuesta AFBQC para la alternativa 1 y AFBRS para la alternativa 2.

El resumen de propuestas por circuitos se encuentra en las tablas 7.4.a, b, c, d y e. Y los resultados del sistema con los ajustes propuestos en la tabla 7.5. Estos resultados comparativos del sistema original y con las propuestas se visualizan en las gráficas de los criterios en circuitos por subestaciones. El criterio de caída de tensión en los gráficos 7.1 y 7.2 el de cargabilidad de circuitos en los gráficos 7.3 y 7.4, y el de pérdidas técnicas en los gráficos 7.5 y 7.6.

Al obtener la segunda proyección considerando las transferencias y cambios realizados tanto en el sistema presente como en la primera proyección se procede de la misma forma con los resultados de la tabla 7.6. En estos resultados es notoria la mejoría del sistema cuando la caída de tensión no excede el 4,5% y la cargabilidad más elevada es la del circuito Centro con 74,75%. Para ajustar estos valores se muestran las propuestas de las tablas 7.7.a y b, los resultados de estas propuestas en la tabla 7.8 y la comparación de los circuitos con y sin cambios propuestos, de los criterios de caída de tensión cargabilidad de circuitos y pérdidas técnicas en los gráficos 7.7, 7.8, 7.9, 7.10, 7.11 y 7.12.

Es importante resaltar que la S/E Vene-Irán no se muestra en este análisis, debido a que es exclusiva del conjunto residencial con su mismo nombre, por lo que se considera una carga especial.

Gráfico 7.1: Caída de tensión con y sin propuesta al primer año de proyección en la S/E San Carlos

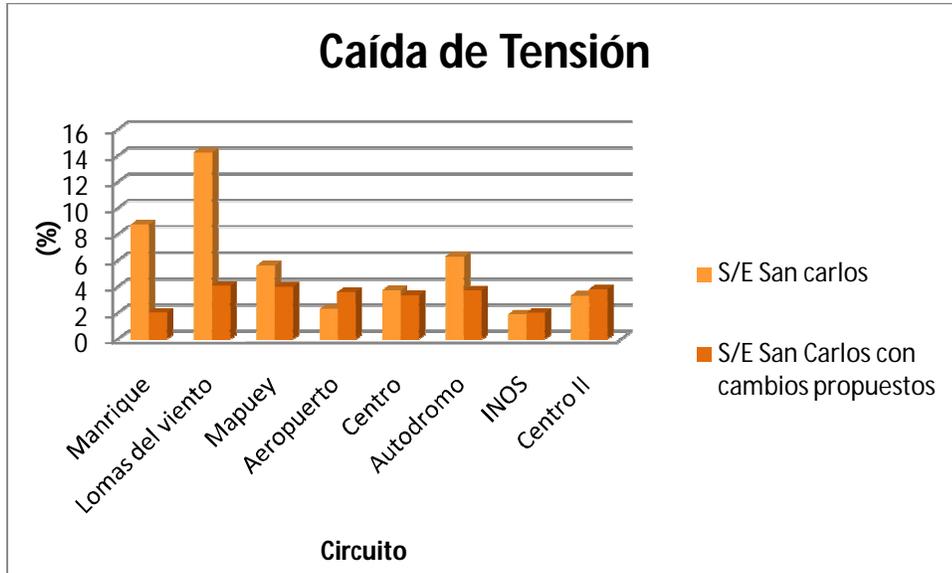
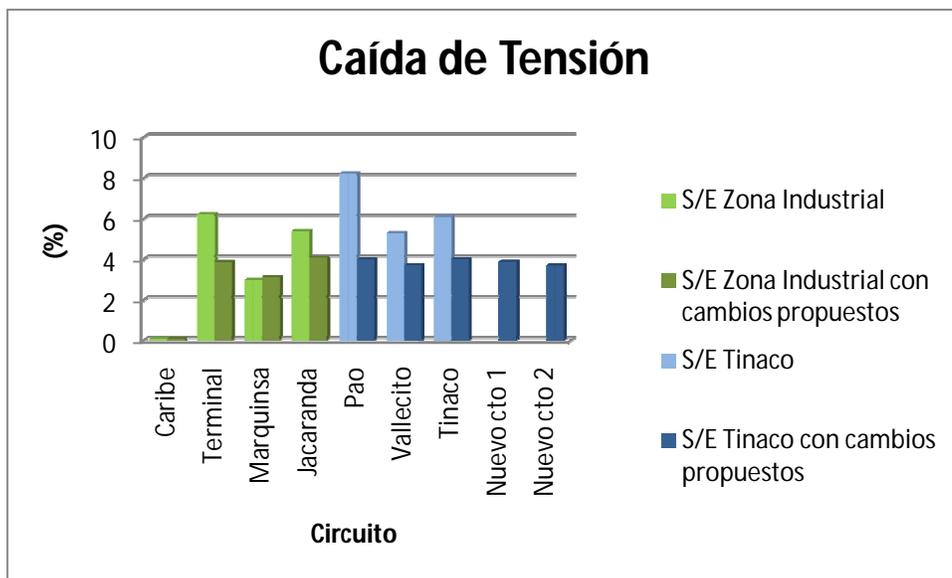


Gráfico 7.2: Caída de tensión con y sin propuesta al primer año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco



## 7.2 Operación en emergencia

En el año 2010 (segundo año de proyección) se estudia su condición de emergencia con falla en la salida de los circuitos. Para realizar los resultados se trató de visualizar ambas alternativas a mediano plazo. Los resultados de este estudio de la S/E San Carlos se encuentran en la tabla 7.9, los de la S/E Tinaco en la figura 7.10 y los de las S/Es Zona Industrial y Propuesta 1 en la tabla 7.11.

Gráfico 7.3: Cargabilidad de circuitos con y sin propuesta al primer año de proyección en la S/E San Carlos

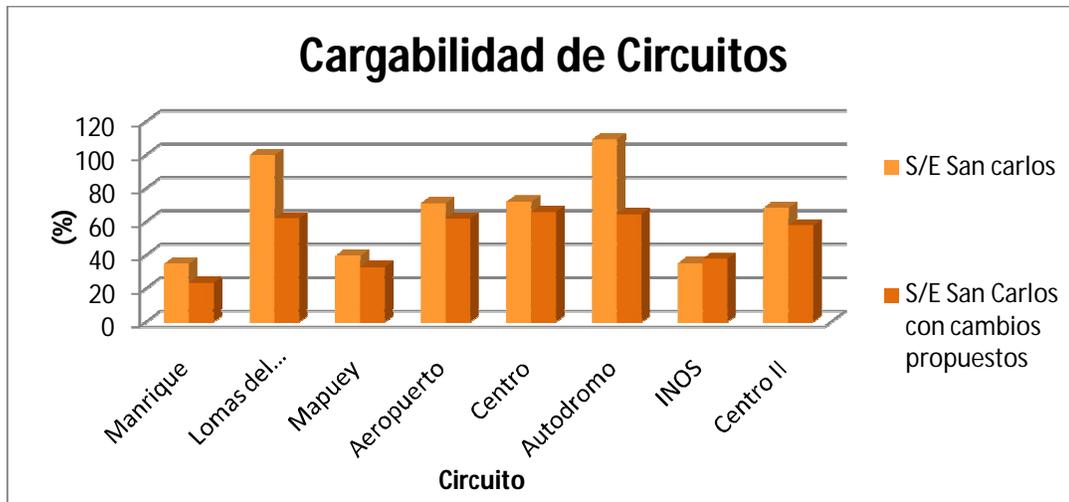
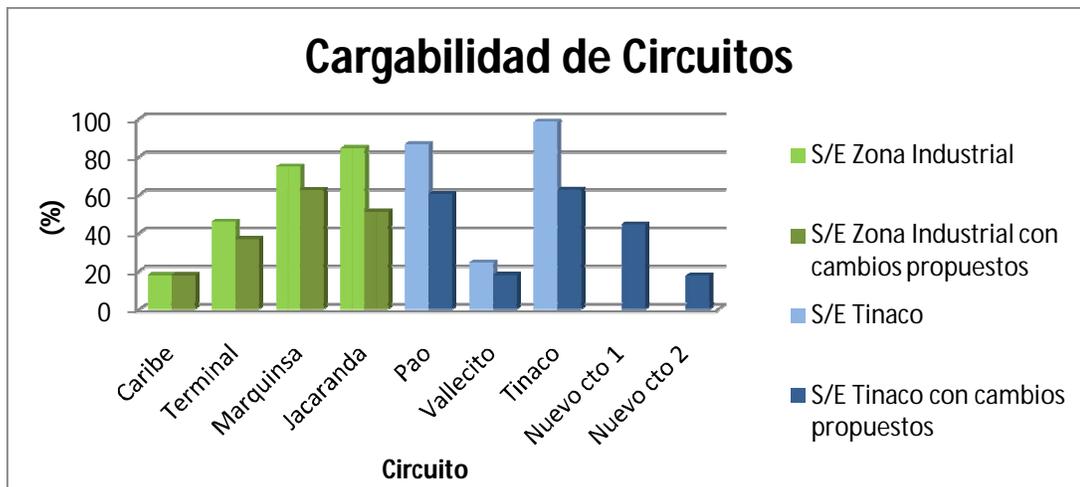


Gráfico 7.4: Cargabilidad de circuitos con y sin propuesta al primer año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco



En la S/E Tinaco el cto. Pao a causa de la factibilidad de carga de la urbanización Luis Méndez con 1440 viviendas y 4.184kVA solicitados es primordial la adaptación del cto. Tinaco. De esta subestación el cto. Vallecito a pesar de tener una densidad de carga baja, su longitud hace necesario la construcción de un enlace entre si mismo entre los nodos 143 y 469, siguiendo la ruta de una carretera rural y reduciendo la longitud de su troncal, sin embargo, es necesario también el aumento de calibre de conductor para reducir su caída de tensión.

Gráfico7.5: Porcentaje de pérdidas técnicas con y sin propuesta al primer año de proyección en la S/E San Carlos

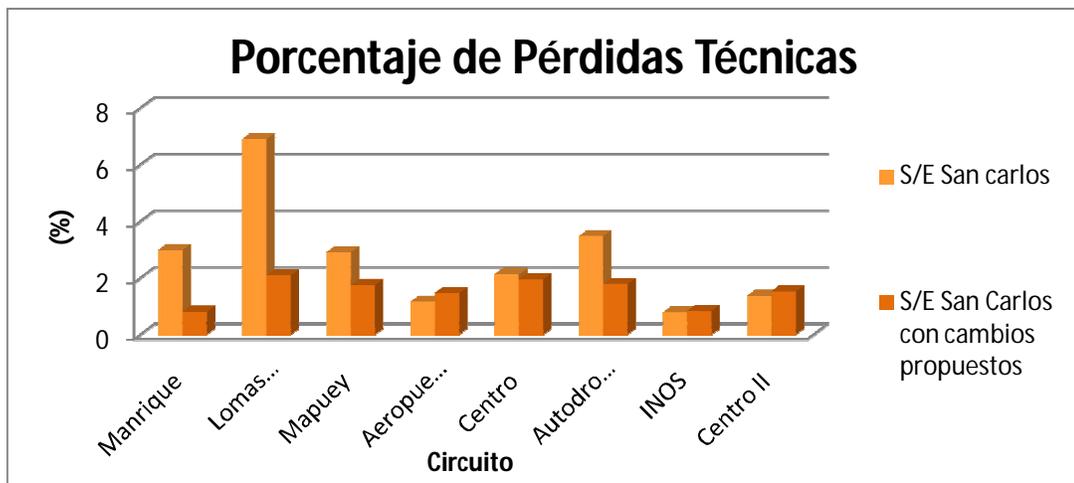


Gráfico 7.6: Porcentaje de pérdidas técnicas con y sin propuesta al primer año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco

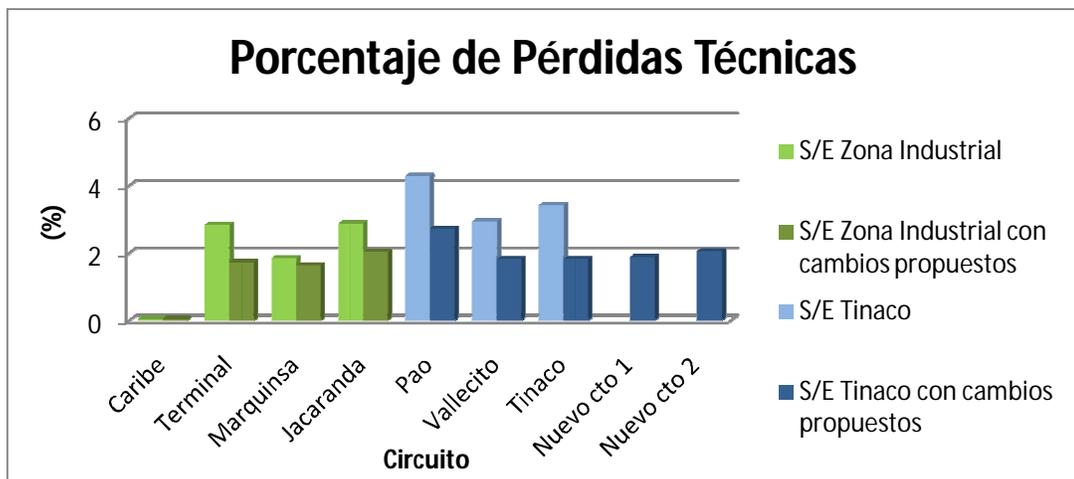


Tabla 7.3: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV para el primer año de proyección

S/E	Nombre del Circuito	Carga conectada (MVA)	A Prom	FU	% V	%Carga	Demanda (MVA)	Demanda (kW)	Pérdidas (kW)	% pérdidas	% de carga empleada
San Carlos	Manrique	13,82	130,09	0,22	8,75	34,69	3,11	2,80	1,36	2,98	22,50
	Lomas del viento	13,99	279,2	0,44	14,25	99,8	6,67	6,00	2,92	6,90	47,69
	Mapuey	7,83	148,67	0,44	5,62	39,64	3,55	3,20	1,55	2,90	45,41
	Aeropuerto	9,82	266,17	0,64	2,3	70,98	6,36	5,72	2,78	1,16	64,79
	Centro	31,06	361,74	0,27	3,73	71,92	8,65	7,78	3,78	2,13	27,84
	Autódromo	24,52	411,13	0,38	6,3	109,24	9,83	8,84	4,30	3,47	40,08
	INOS	18,80	176,39	0,22	1,89	35,07	4,22	3,79	1,85	0,78	22,43
Zona Industrial	Centro II	12,77	255,81	0,47	3,32	68,22	6,12	5,50	2,67	1,37	47,90
	Caribe	1,85	50,24	0,65	0,08	17,95	1,20	1,08	0,52	0,05	65,04
	Terminal	12,40	172,78	0,32	6,22	46,07	4,13	3,71	1,81	2,84	33,32
	Marquinsa	9,13	216,73	0,55	2,99	74,94	5,18	4,66	2,26	1,85	56,78
Tinaco	Jacaranda	16,50	237,12	0,33	5,4	84,69	5,67	5,10	2,48	2,88	34,35
	Pao	9,15	324,78	0,8	8,22	86,6	7,76	6,98	3,40	4,29	84,86
	Vallecito	10,89	68,69	0,15	5,31	24,45	1,64	1,48	0,72	2,94	15,08
La vega	Tinaco	10,74	369,2	0,78	6,1	98,46	8,82	7,94	3,86	3,42	82,20
	la vega	13,16	188,07	0,33	5,2	50,16	4,50	4,04	1,97	1,89	34,16

Tabla 7.4.a: Ajustes por circuitos del primer año de proyección

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Manrique	968	<b>8,75</b>	1	34,69	83,22	3109,90	Apertura del seccionador AJBXE6455 transfiriendo 42,5 A de carga a la S/E propuesta 1	388	2,02	1	23,36	15,34	2094,04
Aeropuerto	268	2,30	17	<b>70,98</b>	66,45	6362,57	Cierre del seccionador AHBTS5197 Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos de 9 a 44 con 756,29 m	336	3,60	17	61,75	97,64	7423,85
Centro II	462	3,32	6	<b>68,22</b>	75,12	6115,09	Cierre del seccionador AHBTO8731 Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos de 0 a 10 con 587,97 m	560	3,81	6	57,70	94,55	6937,39
Marquinsa	373	2,99	17	<b>74,94</b>	86,30	5181,12	Cierre del seccionador AGBTO3696 Aumento de calibre del conductor de 2/0 a 4/0 ARV nodos de 9 a 55 con 874,52 m	413	3,13	5	62,65	82,99	5616,00
Terminal	443	<b>6,22</b>	11	46,07	105,36	4129,98	Apertura del seccionador AGBPP5964 transfiriendo 34,8 A de carga al cto. La Vega	269	3,87	11	36,80	51,27	3298,45

Tabla 7.4.b: Ajustes por circuitos del primer año de proyección

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
La Vega	725	5,20	1	50,16	76,54	4496,09	Cierre del seccionador AFBON5833	706	3,10	1	47,98	62,64	4300,59
							Instalación de un nuevo circuito “Vega sur” y apertura del seccionador AFBNB8607 para transferirle 61,40 A de carga	258	4,08	2	21,94	29,66	1468,23
Jacaranda	522	5,40	6	84,69	146,86	5668,06	Apertura del seccionador AIBSA7239 transfiriendo 44,4 A de carga al cto Aeropuerto  Aumento de calibre del conductor de 1/0 a 4/0 ARV nodos de 345 a 463 con 6,99 km	448	4,08	6	51,26	83,70	4594,61
Vallecito	860	5,31	10	24,45	43,48	1642,05	Apertura del seccionador APCAD2243 y cierre de ANCCM1620 transfiriendo 5,8 A de carga al cto. Propuesto 1  Instalación de 101,82 m de conductor 2/0 ARV que interconecte el nodo 734 con el tramo 506 que permita transferir 12,1 A de carga al cto. Propuesto 1 con la apertura y/o retiro del reconectador APCBX5590	609	3,71	10	18,06	19,90	1214,37
Tinaco	393	6,10	4	98,46	271,67	8824,45	Apertura del seccionador AOBVP1849 transfiriendo 117,4 A de carga a un nuevo cto. de su misma S/E.  Cierre del seccionador AOBVQ7464  Cierre del seccionador AOBVP7307  Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos de 0 a 15 con 1,51 km	470	4,01	3	62,82	123,49	7553,12

Tabla 7.4.c: Ajustes por circuitos del primer año de proyección

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Pao	270	8,22	9	86,60	299,13	7762,05	Apertura del seccionador AOBVV7828 transfiriendo 11,1 A de carga al cto. Tinaco  Apertura del seccionador AOBVV1853 transfiriendo 54,1 A de carga al cto. Tinaco	78	3,99	9	60,48	133,25	5421,42
Mapuey	514	5,62	18	39,64	92,74	3553,71	Instalación de 1,96km de conductor 2/0 que conecte los nodos 493 de mapuey y 356 de la vega que permita transferir 18,5 A de carga al cto. La Vega con la apertura del seccionador ADBSN3445  Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos de 0 a 33 con 2,84 km  Aumento de calibre del conductor de 2 a 4/0 ARV nodos de 100 a 187 con 666,83 m  Aumento de calibre del conductor de 2 a 1/0 ARV nodos de 187 a 473 con 9,35 km	512	4,00	38	32,77	48,70	3111,46
Centro	230	3,73	12	71,92	165,77	8645,81	Apertura del seccionador AHBTK0966 transfiriendo 18,5 A de carga al cto Marquina  Instalación de 27 m de conductor 4/0 que conecte los tramos 186 de centro y 221 de INOS que permita transferir 12,5 A de carga al cto. INOS con la apertura del seccionador AHBTB4063	174	3,35	12	65,73	138,36	7902,68

Tabla 7.4.d: Ajustes por circuitos del primer año de proyección

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Autódromo	421	6,30	20	109,24	306,34	9825,95	<p>Apertura del seccionador AIBTK6787 transfiriendo 34,4 A de carga al cto Centro II</p> <p>Instalación de 684 m de conductor 2/0 que conecte los nodos 425 del cto. Autódromo y 281 del cto. Lomas del viento permitiendo transferir 26,6A de carga al cto. lomas del viento con la apertura del tramo 336</p> <p>Instalación de 143,64 m de conductor 4/0 conectando el nodo 421 del cto. Autódromo con el tramo 102 del cto. lomas del viento permitiendo transferir 30,6A de carga al cto. lomas del viento con la apertura del seccionador AJBTA0151</p> <p>Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos de 16 a 70 con 6,99 km</p>	309	3,70	5	64	124,47	7756,88

Tabla 7.4.e: Ajustes por circuitos del primer año de proyección

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Lomas del Viento	373	14,25	36	99,80	413,89	6673,36	Instalación de 1,16 km de conductor 4/0 que conecte el nodo 128 del circuito nuevo de la S/E Tinaco con el tramo 293 del cto. Lomas del viento que permita transferir 49,4A de carga al nuevo cto. con la apertura del seccionador AMBUI0703  Instalación de un segundo nuevo cto en 6,38 km de conductor 336 conectado al tramo 181 del cto. lomas del viento que permita transferir 49,8 A de carga con la apertura del tramo 93  Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos de 0 a 33 con 943 m  Aumento de calibre del conductor de 1/0 a 4/0 ARV nodos de 33 a 37 con 330,52 m  Aumento de calibre del conductor de 2/0 a 4/0 ARV nodos de 37 a 87 con 4,69 km	92	4,06	5	61,92	104,29	5550,35

Tabla 7.5: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV con ajustes para el primer año de proyección

S/E	Nombre del Circuito	Carga conectada (MVA)	A Prom	FU	% V	%Carga	Demanda (MVA)	Demanda (MW)	Pérdidas (kW)	% pérdidas	% de carga empleada
San Carlos	Manrique	9,47	87,59	0,22	2,02	23,36	9,47	2,09	15,34	0,81	22,12
	Lomas del viento	12,28	232,2	0,44	4,06	61,92	12,28	5,55	104,29	2,09	45,19
	Mapuey	6,87	130,17	0,44	4,00	32,77	6,87	3,11	48,7	1,74	45,31
	Aeropuerto	12,91	310,57	0,56	3,60	61,75	12,91	7,42	97,64	1,46	57,52
	Centro	28,75	330,64	0,27	3,35	65,73	28,75	7,90	138,36	1,95	27,48
	Autodromo	19,40	324,53	0,39	3,70	64,52	19,40	7,76	124,47	1,78	39,99
	INOS	19,54	189,29	0,23	2,01	37,63	19,54	4,52	33,92	0,83	23,16
Centro II	14,82	290,21	0,46	3,81	57,70	14,82	6,94	94,55	1,52	46,83	
Zona Industrial	Caribe	1,85	50,24	0,65	0,08	17,95	1,85	1,20	0,56	0,05	65,04
	Terminal	9,95	137,98	0,32	3,87	36,80	9,95	3,30	51,27	1,73	33,14
	Marquinsa	10,69	234,93	0,51	3,13	62,65	10,69	5,62	82,99	1,64	52,55
	Jacaranda	13,41	192,2	0,33	4,08	51,26	13,41	4,59	83,70	2,03	34,25
Tinaco	Pao	6,48	226,81	0,81	3,99	60,48	6,48	5,42	133,25	2,73	83,66
	Vallecito	8,08	50,79	0,15	3,71	18,06	8,08	1,21	19,90	1,82	15,02
	Tinaco	9,20	316	0,80	4,01	62,82	9,20	7,55	123,49	1,82	82,10
	Nuevo cto 1	5,72	166,8	0,68	3,88	44,48	5,72	3,99	67,62	1,89	69,74
	Nuevo cto 2	2,46	49,8	0,47	3,70	17,68	2,46	1,19	22,00	2,06	48,44
Propuesta 1	Propuesta 1	7,18	60,40	0,20	3,20	21,57	1,44	1,30	20,01	1,54	20,15
La vega	La vega	12,32	179,9	0,34	3,10	47,98	12,32	4,30	62,64	1,62	34,91
	vega sur	4,24	61,4	0,34	4,08	21,94	4,24	1,47	29,66	2,25	34,61

Se observa también la necesidad de crear un enlace en el cto. Autódromo de la S/E San Carlos con el cto. Aeropuerto para poder transferir la totalidad de su carga en caso de emergencia.

Gráfico 7.7: Caída de Tensión con y sin propuesta al primer año de proyección en la S/E San Carlos

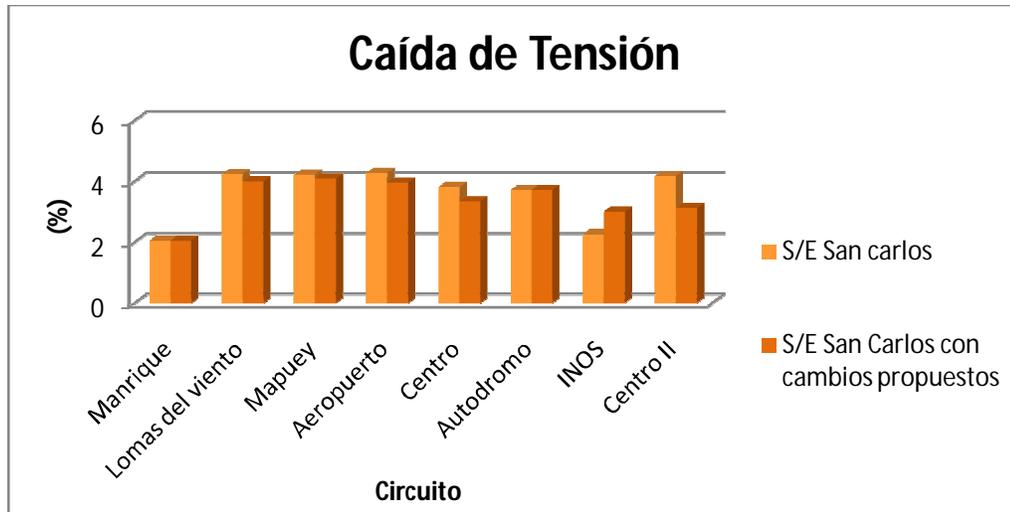
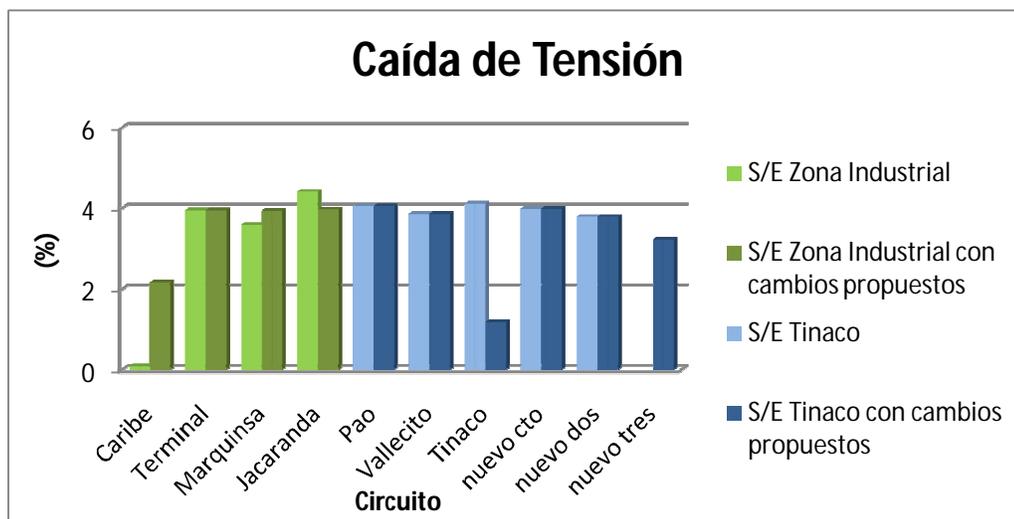


Gráfico 7.8: Caída de Tensión con y sin propuesta al primer año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco



Para garantizar una mejor flexibilidad se recomienda el reemplazo de los fusibles AHBTf7871, ADBSN3445, AJBTA0151 y AIBSF0217 por seccionadores. Las

interconexiones de circuitos con los ajustes propuesta a corto plazo se muestran en la tabla 7.10

Gráfico 7.9: Cargabilidad de circuitos con y sin propuesta al segundo año de proyección en la S/E San Carlos

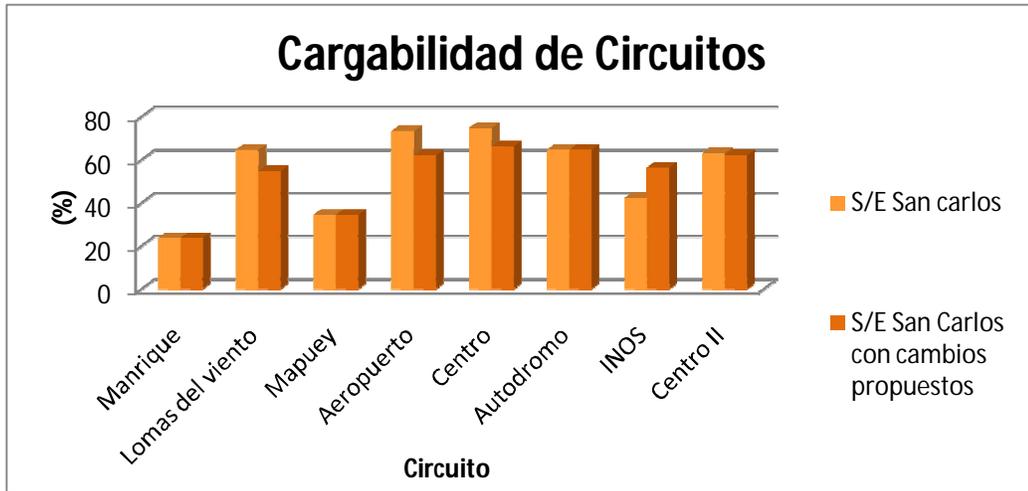
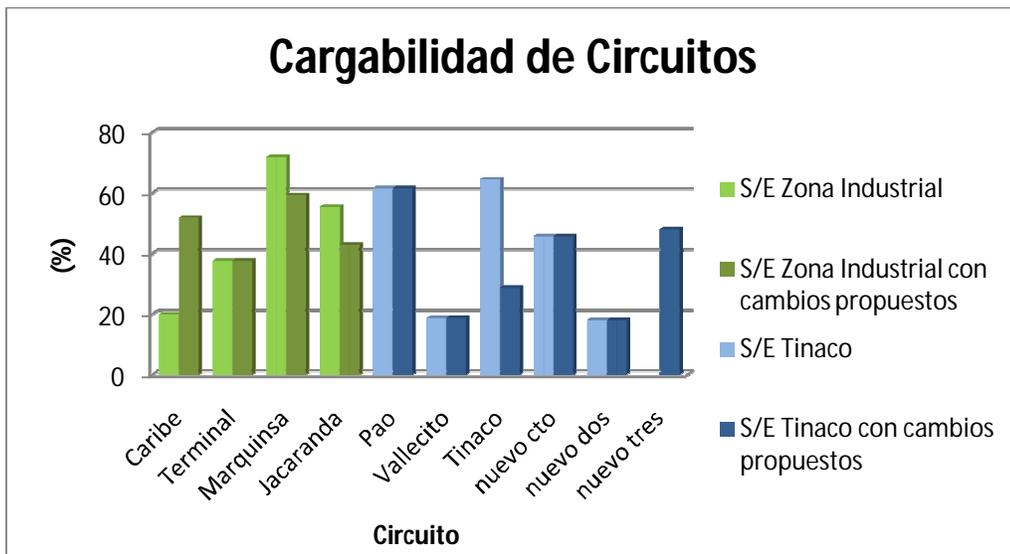


Gráfico 7.10: Cargabilidad de circuitos con y sin propuesta al segundo año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco



Se debe destacar que la S/E Vene-Irán no se encuentra dentro de este estudio, sin embargo se recomienda la interconexión de esta subestación con la S/E San Carlos a través de los circuitos Jacaranda en el tramo 103 con 232,2 m y Centro II en el nodo 457 con 242,3 m conectados a su único circuito.

Gráfico 7.11: Porcentaje de pérdidas técnicas con y sin propuesta al segundo año de proyección en las S/E San Carlos

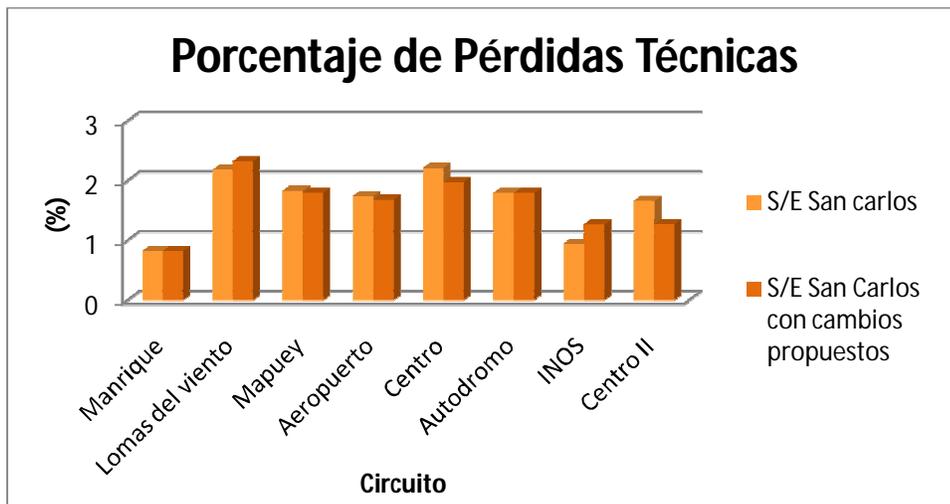


Gráfico 7.12: Porcentaje de pérdidas técnicas con y sin propuesta al segundo año de proyección en las S/Es Zona Industrial y Tinaco

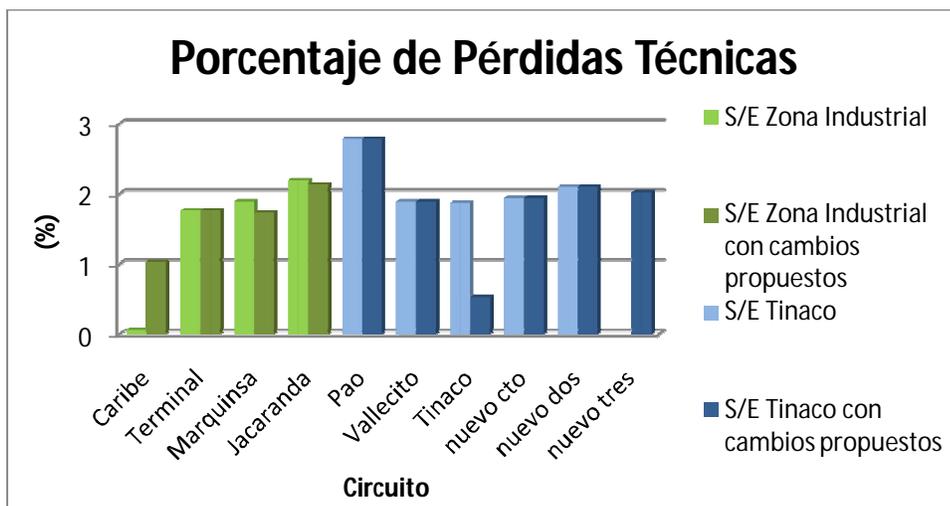


Tabla 7.6: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV para el segundo año de proyección

S/E	Nombre del Circuito	Carga conectada (MVA)	A Prom	FU	% V	% Carga	Demanda (MVA)	Demanda (MW)	Pérdidas (kW)	% pérdidas	% de carga empleada
San Carlos	Manrique	9,47	88,65	0,22	2,05	23,64	2,12	1,91	15,72	0,82	22,39
	Lomas del viento	12,28	241,79	0,46	4,23	64,48	5,78	5,20	113,15	2,18	47,06
	Mapuey	6,87	136,85	0,46	4,21	34,45	3,27	2,94	53,84	1,83	47,63
	Aeropuerto	12,91	368,78	0,66	4,27	73,32	8,81	7,93	137,87	1,74	68,29
	Centro	28,75	376,01	0,30	3,81	74,75	8,99	8,08	178,92	2,21	31,25
	Autodromo	19,40	325,15	0,39	3,71	64,64	7,77	6,99	124,95	1,79	40,07
	INOS	19,54	212,54	0,26	2,26	42,26	5,08	4,57	42,79	0,94	26,00
	Centro II	14,82	317,81	0,50	4,18	63,19	7,60	6,83	113,54	1,66	51,28
Zona Industrial	Caribe	1,85	55,72	0,72	0,09	19,91	1,33	1,20	0,69	0,06	72,14
	Terminal	9,95	140,80	0,33	3,95	37,55	3,37	3,03	53,40	1,76	33,82
	Marquinsa	10,69	269,40	0,59	3,59	71,85	6,44	5,79	109,21	1,89	60,26
	Jacaranda	13,41	207,74	0,36	4,41	55,40	4,97	4,47	97,81	2,19	37,02
Tinaco	Pao	6,48	230,67	0,82	4,06	61,51	5,51	4,96	137,83	2,78	85,09
	Vallecito	8,08	52,71	0,15	3,86	18,75	1,26	1,13	21,44	1,89	15,59
	Tinaco	9,20	324,26	0,82	4,12	64,47	7,75	6,97	130,05	1,87	84,25
	Nuevo cto	5,72	171,21	0,70	3,99	45,66	4,09	3,68	71,41	1,94	71,59
	Nuevo dos	2,46	50,94	0,48	3,79	18,08	1,22	1,10	23,02	2,10	49,55
La vega	La vega	12,32	184,77	0,35	3,19	49,28	4,42	3,97	66,08	1,66	35,85
	vega sur	4,24	62,92	0,35	4,18	22,48	1,50	1,35	31,16	2,30	35,46
propuesta 1	Propuesta 1	7,17	61,59	0,20	3,26	22,00	1,47	1,32	20,82	1,57	20,55

Tabla 7.7.a: Ajustes por circuitos

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Mrquinsa	413	3,59	5	<b>71,85</b>	109,21	6440,07	Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos de 0 a 21 con 571,63 m  Aumentando de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV del circuito Marquinsa nodos de 21 a 66 con 781,88 m	413	3,39	26	64,97	96,42	6439,9
Vega Sur	258	<b>4,18</b>	2	22,48	31,16	1504,59	Aumento de calibre del conductor de 2/0 a 4/0 ARV nodos de 0 a 2 con 2,42 km	258	3,87	5	22,21	26,33	1504,25
Centro	174	3,81	12	74,75	178,92	8986,52	Apertura del tramo 89 transfiriendo 28,9 A de carga al cto. Marquinsa  Apertura del seccionador AHBTF7871 transfiriendo 14,4 A de carga al cto. INOS con el cierre del seccionador AHBTB4063	90	3,34	12	66,14	140,55	7952,14
Jacaranda	448	<b>4,41</b>	6	55,40	97,81	4965,76	Instalación de 305,42 m de conductor 2/0 que conecte el nodo 17 del cto. Caribe y el tramo20 del cto. Jacaranda que permita transferir 14,3 A de carga con la apertura del seccionador AHBSD1229  Instalación de 2,03 km de conductor 2/0 que conecte el tramo 36 del cto. Caribe y el nodo 32 del cto. Jacaranda, que permita transferir 2 A de carga con la apertura del seccionador AIBSF0217  Instalación de 200 m de conductor 2/0 que conecte el nodo 53 del cto. Caribe y el tramo 58 del cto. Jacaranda, que permita transferir 30,8 A de carga con la apertura del tramo 58	400	3,97	10	42,84	73,71	3839,88

Tabla 7.7.b: Ajustes por circuitos

cto	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Cambios	Máx Caída de Tensión		Máx carga		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)
	Tram	(%)	Tram	(%)				Tram	(%)	Tram	(%)		
Centro II	560	4,18	6	63,19	113,54	7597,19	Apertura del secc. AHBTZ2884 transfiriendo 42,2 A de carga al cto. Caribe instalando 3,25 km de conductor 2/0 que conecte los nodos 17 del cto. Caribe y 426 de Centro II  Cierre del seccionador AHBUX9103	468	3,12	6	62,05	85,36	7460,79
Lomas del Viento	92	4,23	5	64,48	113,15	5779,57	Apertura del tramo 11 transfiriendo 36,5 A de carga al cto. Centro II con el cierre del seccionador AHBUX9103  Aumento de calibre del conductor de 4/0 a 336 ARV nodos de 37 a 48 con 670,66 m	82	3,99	5	54,74	102,18	4906,98
Mapuey	512	4,21	38	34,45	53,84	3271,13	Aumento de calibre del conductor de 2/0 a 4/0 ARV nodos de 64 a 73 con 57,5 m  Aumento de calibre del conductor de 1/0 a 4/0ARV nodos de 187 a 332 con 1,1 km	512	4,09	38	34,45	52,79	3271,12
Aeropuerto	336	4,27	17	73,32	137,87	8814,86	Apertura del tramo 11 transfiriendo 20,2 A de carga al cto. INOS con el cierre del seccionador AHBTB5816  Instalación de 51,45 m de conductor 4/0 que conecte el nodo 06 del cto. INOS y el tramo 169 del cto. aeropuerto, que permita transferir 36 A de carga con la apertura del seccionador AHBTII293	286	3,96	13	62,14	112,92	7471,60
Tinaco	470	4,12	4	64,47	130,05	7750,53	Instalación de un tercer nuevo circuito S/E Tinaco con 1,91 km de conductor 4/0 conectado al nodo 406 del cto. Tinaco transfiriendo 179,9 A de carga con la apertura del seccionador AHBVT7598	267	1,18	3	28,70	16,58	3451,08

Tabla 7.8: Resultados de corrida de circuitos en 13,8 kV con ajustes para el primer año de proyección

S/E	Nombre del Circuito	Carga conectada (MVA)	A Prom	FU	% V	% Carga	Demand a (MVA)	Demanda (MW)	Pérdidas (kW)	% pérdidas	% de carga empleada
San Carlos	Manrique	9,47	88,65	0,22	2,05	23,64	2,12	1,91	15,72	0,82	22,39
	Lomas del viento	10,38	205,29	0,46	3,99	54,74	4,91	4,41	102,18	2,32	47,28
	Mapuey	6,87	136,85	0,46	4,09	34,45	3,27	2,94	52,79	1,79	47,63
	Aeropuerto	10,92	312,58	0,67	3,96	62,14	7,47	6,72	112,92	1,68	68,39
	Centro	25,44	332,71	0,3	3,34	66,14	7,95	7,15	140,55	1,97	31,26
	Autódromo	19,40	325,15	0,39	3,71	64,64	7,77	6,99	124,95	1,79	40,07
	INOS	22,63	283,14	0,29	3	56,29	6,77	6,09	76,47	1,26	29,91
	Centro II	14,78	312,11	0,5	3,12	62,05	7,46	6,71	85,36	1,27	50,49
Zona Industrial	Caribe	6,87	145,02	0,5	2,16	51,82	3,47	3,12	32,19	1,03	50,48
	Terminal	9,95	140,8	0,33	3,95	37,55	3,37	3,03	53,4	1,76	33,82
	Marquinsa	12,90	298,3	0,54	3,94	59,3	7,13	6,41	110,99	1,73	55,28
	Jacaranda	10,33	160,64	0,36	3,97	42,84	3,84	3,45	73,71	2,13	37,16
Tinaco	Pao	6,48	230,67	0,82	4,06	61,51	5,51	4,96	137,83	2,78	85,09
	Vallecito	8,08	52,71	0,15	3,86	18,75	1,26	1,13	21,44	1,89	15,59
	Tinaco	4,13	144,36	0,83	1,18	28,7	3,45	3,10	16,58	0,53	83,52
	nuevo cto	5,72	171,21	0,7	3,99	45,66	4,09	3,68	71,41	1,94	71,59
	nuevo dos	2,46	50,94	0,48	3,79	18,08	1,22	1,10	23,02	2,10	49,55
	nuevo tres	5,07	179,9	0,83	3,23	47,98	4,30	3,87	78,19	2,02	84,87
La vega	la vega	12,32	184,77	0,35	3,19	49,28	4,42	3,97	66,08	1,66	35,85
	vega sur	4,24	62,92	0,35	3,87	22,21	1,50	1,35	26,33	1,95	35,46
propuesta 1	propuesta 1	7,17	61,59	0,2	3,26	22	1,47	1,32	20,82	1,57	20,55

Tabla 7.9.a: Condición de emergencia en circuitos de 13,8 kV de la subestación San Carlos

Circuito	Transfiere	Máx. Caída de Tensión		Máx. Carga en Conductor		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	seccionador		Observaciones
		Tramo	%	Tramo	%					
Centro II	Lomas del Viento	122	4,49	5	99,71	160,15	8937,12	Propuesto en el nodo 137	C	
								AHBUR4043	A	
	Mapuey	530	4,14	2	61,91	92,92	5549,88	AHBUJ7146	C	
Manrique	Centro II	855	5,09	6	79,68	161,16	9579,53	AHBUJ7146	C	
Lomas del viento	Manrique	1378	3,28	857	78,39	101,89	7026,64	AHBUX5585	C	
Aeropuerto	INOS	801	4,25	5	85,93	166,17	10331,21	Propuesto tramo 11	C	
								AHBTN1624	A	
	Jacaranda	548	6,87	10	86,43	258,64	7746,88	AIBSA7239	C	
Autódromo	Centro II	574	6,07	354	85,39	194,13	7459,94	AIBTK9959	C	Instalación de enlace de los nodos 3 del cto aeropuerto y 4 del cto Autódromo
								AIBTD1043	A	
	Lomas del viento	171	5,23	5	66,74	162,76	5982,16	AJBTA0151	C	
	Aeropuerto	405	3,83	3	79	113,12	9497,86	enlace propuesto	C	
Centro	Marquinsa	705	6,01	5	85,95	240,05	10334,49	AHBUX3986	A	Es necesario transferir carga originalmente del cto. INOS al cto. Marquinsa para que el primero sea capaz de recibir la demanda
								AHBTG5049	A	
								AHBTL7366	C	
								AHBTL2979	A	
								AHBTL1909	C	
								AHBTF9369	A	
								AHBTF6164	C	
	AHBTL2314	A								
INOS	281	3,73	5	95,77	203,53	11515,02	AHBTP8598	C		
Mapuey	INOS	1300	3,76	5	63,62	98,32	7649,07	AHBTA6509	C	
INOS	Mapuey	1103	4,21	21	65,62	132,60	7649,07	Propuesta nodo 8	C	
								Propuesta nodo 8	C	

Tabla 7.9.b: Condición de emergencia en circuitos de 13,8 kV de la subestación Tinaco

S/E	Circuito	Transfiere	Máx. Caída de Tensión		Máx. Carga en Conductor		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Seccionador <sup>23</sup>		Observaciones	
			Tramo	(%)	Tramo	(%)						
Tinaco	Pao	Tinaco	406	5,52	91	95,79	225,87	8964,21	AOBVV7828	C	Aumento de calibre de 255,62 m de conductor 1/0 a 2/0 del nodos del 79 al 80 del circuito Tinaco.	
	Tinaco	Nuevo cto	456	5,46	8	84,15	200,09	7543,15	AOBVP1849	C		
	Vallecito	Nuevo cto	Propuesta 1	640	6,96	5	55,69	101,64	4992,07	ARBXP6238	A	Aumento de calibre de 2,42 km de conductor 2/0 a 4/0 nodos 12 al 24 del cto Vallecito  Instalación de 2,19 km de conductor 2/0 enlazando los nodos 143 y 469 del cto Vallecito  Instalación de un seccionador en el tramo 153 del cto Vallecito
				AQCAJ2463	A							
		Seccionador propuesto	A									
		APCAD223	C									
	Guama			332	6,39	1	13,84	30,12	800,8	AXBXU2332	A	
	Nuevo cto	Tinaco		492	7,08	199	83,17	180,56	7541,3	AOBVP1849	C	
	Nuevo cto 2	Nuevo cto		229	5,18	8	59,25	120,46	5310,85	AOBVG4797	C	
	Nuevo cto 3	Tinaco		474	4,14	4	64,47	130,05	7750,53	ANBVT7472	C	

<sup>23</sup> A: apertura; C:cierre

Tabla 7.9.c: Condición de emergencia en circuitos de 13,8 kV de las subestaciones Zona Industrial, la Vega y la Propuesta 1

S/E	Circuito	Transfiere	Máx. Caída de Tensión		Máx. Carga en Conductor		Pérdida (kW)	Demanda (kVA)	Seccionador <sup>24</sup>		Observaciones
			Tramo	(%)	Tramo	(%)					
Zona Industrial	Marquinsa	Jacaranda	750	5,01	5	98,85	146,71	8860,23	AHBSC7318	C	
		Centro	190	4,37	12	83,69	226,73	10061,55	AGBTO3696	A	
	Jacaranda	marquinsa	791	5,13	2	91,24	202,71	10970	AHBSC7318	C	
	Caribe	Jacaranda	608	4,47	3	78,85	113,63	7067,95	AHBSC5370	C	
	Terminal	Caribe	473	4,81	2	76,23	103,18	6832,80	AHBSC3288	C	Aumento de calibre de 55,68 m de conductor 2/0 a 4/0 del nodos del 0 al 4. del cto Caribe
Propuesta 1	Propuesta 1	Manrique	869	6,87	5	32,47	52,78	2910,65	AKCBQ8312	A	Aumento de calibre de 731 m de conductor 2/0 a 4/0 del nodos del 80 al 86. del cto Manrique
									AJBXE6455	C	
		Vallecito	955	6,88	10	28,92	68,10	1941,36	APCAD2243	C	
La vega	La vega	vega sur	991	4,81	1	66,07	116,61	5921,45	Propuesto tramo 1	C	Creación de enlace con la instalación de 163,5 m de conductor 4/0 conectando los tramos 9 del cto Vega y 1 del cto Vega sur
	Vega Sur	La vega	1006	4,82	1	66,07	109,6	5921,42	Propuesto tramo 1	C	

<sup>24</sup> A: apertura; C:cierre

Tabla 7.10: Interconexiones existentes entre circuitos del área de estudio

S/E	San Carlos								Zona Industrial				Tinaco			La Vega		Propuesta 1	Otros circuitos con conexiones				
Circuito	Manrique	Lomas del Viento	Mapuey	Aeropuerto	Centro	Autódromo	INOS	Centro II	Terminal	Caribe	Marquinsa	Jacaranda	Tinaco	Vallecito	Pao	Nuevo cto 1	Nuevo cto 2	Nuevo cto 3	La Vega	Vega sur	Propuesta 1	Nº de Conexiones/ Circuito/ S/E	
Manrique		1					1	1						1							1		
Lomas del Viento	1					1		1									2						
Mapuey							2				1								1			1/Camuriquito /Apartaderos	
Aeropuerto						1	3	2		1		1											
Centro							3				1												
Autódromo		1		1				2															
INOS	1		2	3	3						2												
Centro II	1	1		2		2				1												1/Vene-Irán/ Vene-Irán	
Terminal										1	3								1				
Caribe				1				1	1			4											
Marquinsa			1		1		2		3			1											
Jacaranda				1						4	1											1/Vene-Irán/ Vene-Irán	
Tinaco		1													3	1		1					
Vallecito																1					1	1/La Guama/Pao 1/Guamita/Tinaquillo	
Pao													3									1/Zambrano / Pao	
Nuevo cto 1													1	1			1	1					
Nuevo cto 2		2														1							
Nuevo cto 3													1			1							
La Vega			1						1											1		1/Caño Hondo/Lagunitas	
Vega sur																			1				
Propuesta 1			1											1								1/Centro Expreso/Tinaquillo	

## CAPÍTULO VIII

### 8. PLANES DE EXPANSIÓN Y DE INVERSIONES

#### 8.1 Costos del sistema presente

Se indican las inversiones en el sistema presente (2009) según la propuesta indicada. Los pronósticos de costos empleados son de clase V, es decir, son valores aproximados en bolívares fuertes.

Los costos empleados fueron suministrados por el departamento de Gestión de distribución de CADAPE, y se muestran en la tabla 8.1.

Tabla 8.1: Costos aproximados de equipos y montajes

Descripción de la Obra	Costo del equipo y materiales (BsF)	
Postes	4953,73	5052,47
Fundación <sup>25</sup>	98,74	
Desmantelamiento y traslado	1/0	87/hm <sup>26</sup>
	2/0	114/hm
	4/0	132/hm
Suministro Colocación y tensado	336	2186,99/hm
	4/0	1330,58/hm
Puesta a tierra en poste	Sin transformador	262
	Con transformador	989
Excavación <sup>25</sup>		189/m <sup>3</sup>
Capacitores <sup>27</sup>	50kVAr	604,96
	100kVAr	1447,17
	200kVAr	1945,36
Estructura de soporte	Bancos automáticos	972,703
	Bancos fijos	830,33
Seccionador monopolar <sup>27</sup>	860	1118
instalación de seccionador <sup>27</sup>	258	

<sup>25</sup> Considerando un terreno normal, no arenoso ni rocoso

<sup>26</sup> hm: abreviatura de hectómetro (1hm=100m)

<sup>27</sup> Usando 4,30 BsF/US\$ como tasa de cambio según, Gaceta Oficial N° 39.342

Los transformadores propuestos que en las S/Es Zona industrial y Vene-Irán, se consideran en el sistema actual para garantizar su capacidad firme. Las inversiones para el sistema presente se muestran en las tablas 8.2 y 8.3, mientras que los ajustes de los circuitos fuera de esta área están en la tabla 8.4. El monto total de la inversión alcanzó a un valor estimado de **BsF 20.720.126,11**

Tabla 8.2: Inversiones del sistema presente (2009) por circuitos en el área de estudio

Circuito	Obras	BsF	
Tinaco	(1) Aumento de calibre 2—4/0 174,72m	4,618	
	(2) 1/0—4/0 356,11m	70,631	
Lomas del Viento	Capacitores	1814,89	
	Estructura de soporte banco fijo	830,33	
Terminal	Postes y fundación	35367,29	
	(2)	51,89	
Manrique	Capacitores	8683,02	
	Estructura de soporte banco fijo	1660,66	
Centro	(1) Aumento de calibre 4/0—336 4,207 km	55,53	
	(2)	920,067	
Vallecito	Capacitores	5444,66	
	Estructura de soporte bancos fijos	2490,99	
Mapuey	Postes y fundación	15157,41	
	(2)	16,77	
	Instalación de tres seccionadores monopolares		3.354
	Capacitores	17366,04	
Marquinsa	Estructura de soporte banco fijo	3321,32	
	(1) Aumento de calibre 1/0—4/0 240,73m	4,52	
(2) 2/0—4/0 212,57m	60,32		
<b>Total</b>		<b>96.674,96</b>	

- i. Desmantelamiento y traslado
- ii. Suministro Colocación y tensado

Tabla 8.3: Inversiones del sistema presente (2009) por subestaciones en el área de estudio

S/E	Obras	MBsF
Zona Industrial	instalación de un transformador de 10MVA 34,5/13,8kV	4.200
Vene Irán	instalación de un transformador de 5MVA 34,5/13,8kV	2.400
La Vega	construcción de la S/E provisional la Vega con 2 transformadores de 10MVA en 34,5/13,8 kV	14.000
<b>Total</b>		<b>20.600</b>

Tabla 8.4: Inversiones en circuitos fuera del área de estudio

Circuito	Bancos de capacitores	Capacitores (BsF)	Estructura soporte de banco fijo (BsF)	BsF
La guama	1 de 3x50 kVAr	1814,88	830,33	2.645,21
Guamita	2 de 3x50 kVAr	3629,76	1660,66	5.290,42
Camuriquito	3 de 3x100 kVAr	13024,53	2490,99	15.515,52
			<b>Total</b>	<b>23.451,15</b>

## 8.2 Costo a mediano plazo

Se consideran los costos a nivel de distribución por lo que las líneas de alimentación propuestas en 115kV no se encuentran en este estudio. En este estudio se presentan dos propuestas su resúmenes de obras se encuentran en las tablas 8.5 y 8.7 mientras que los costos de estas se describen en las tablas 8.6 y 8.8 para la primera y segunda propuesta respectivamente.

## Propuesta 1

Tabla 8.5: Obras a mediano plazo de la propuesta 1 en el área de estudio

<b>S/E</b>	<b>Obras 2014</b>
San Carlos	Desmantelamiento de dos (2) transfs de 30 MVA de 115/13,8 kV Instalación de tres transfs de 36 MVA de 115/13,8 kV Construcción de salida de 2 líneas 13,8 kV
Tinaco	Adaptación de subestación rural a Tipo Nodal III Instalación de dos transfs de 36 MVA de 115/13,8 kV Construcción de salida de 3 líneas 13,8 kV Desmantelamiento de dos (2) transfs de 10 MVA de 115/13,8 kV
La Vega	Construcción de S/E Nodal III Desmantelamiento de S/E la vega provisional 34,5/13,8 kV con 2 transformadores de 10MVA Instalación de dos transfs de 36 MVA de 115/13,8 kV Construcción de salida de 4 líneas 13,8 kV
Propuesta 1	Construcción de S/E rural 34,5/115 kV Instalación de dos transfs de 5 MVA de 34,5/13,8 kV
<b>S/E</b>	<b>Obras 2019</b>
Zona Industrial	Desmantelamiento de S/E Zona industrial en 34,5/13,8 kV
San Carlos	Construcción de salida de 1 líneas 13,8 kV
La Vega	Construcción de salida de 2 líneas 13,8 kV
<b>S/E</b>	<b>Obras 2024</b>
San Carlos	Construcción de salida de 2 líneas 13,8 kV
<b>S/E</b>	<b>Obras 2024</b>
San Carlos	Construcción de salida de 2 líneas 13,8 kV
Tinaco	Construcción de salida de 1 líneas 13,8 kV
Vene-Irán	Desmantelamiento de con 2 transfs de 5MVA 34,5/13,8 kV
	Instalación de dos transfs de 10 MVA de 34,5/13,8 kV

Tabla 8.6: Inversiones a mediano plazo de la propuesta 1 en el área de estudio

<b>2014 Propuesta 1</b>			
<b>Obras</b>	<b>Costo unitario</b>	<b>Cantidad</b>	<b>MBsF</b>
Desmantelamiento de transfs de 30 MVA	860	2	1.720
Instalación de transfs 115/13,8 kV 36 MVA	8.600	7	60.200
Salida de línea 13,8 kV	1.935	10	19.530
Desmantelamiento de transfs de 10 MVA	420	4	1.680
Construcción de S/E 34,5/13,8 kV 2 X 5 MVA	8.000	1	8.000
<b>SUB-TOTAL</b>			<b>91.130</b>
<b>2019 Propuesta 1</b>			
Salida de línea 13,8 kV	1.935	3	5.805
Desmantelamiento de transfs de 10 MVA	420	2	840
<b>SUB-TOTAL</b>			<b>5.845</b>
<b>2024 Propuesta 1</b>			
Salida de línea 13,8 kV	1.935	2	3.870
<b>SUB-TOTAL</b>			<b>3.870</b>
<b>2029 Propuesta 1</b>			
Salida de línea 13,8 kV	1.935	3	5.805
Instalación de transformers 13,8/115 kV 10 MVA	8.400	2	16.800
Desmantelamiento de transfs de 5 MVA	240	2	480
<b>SUB-TOTAL</b>			<b>23.085</b>
<b>TOTAL</b>			<b>123.930</b>

## Propuesta 2

Tabla 8.7: Obras a mediano plazo de la propuesta 2 en el área de estudio

<b>S/E</b>	<b>Obras 2014 Propuesta 2</b>
San Carlos	Desmantelamiento de dos (2) transfs de 30 MVA de 115/13,8 kV Instalación de dos transfs de 36 MVA de 115/13,8 kV Construcción de salida de 2 líneas 13,8 kV
Zona Industrial	Desmantelamiento de S/E Zona industrial en 34,5/13,8 kV
Tinaco	Adaptación de subestación rural a Tipo Nodal III Instalación de dos transfs de 36 MVA de 115/13,8 kV Construcción de salida de 3 líneas 13,8 kV
La Vega	Construcción de S/E Nodal III Desmantelamiento de S/E la vega provisional en 34,5/13,8 kV Instalación de dos transfs de 36 MVA de 115/13,8 kV Construcción de salida de 6 líneas 13,8 kV
Propuesta 1	Construcción de S/E rural 34,5/115 kV Instalación de dos transfs de 5 MVA de 34,5/13,8 kV
Propuesta 2	Construcción de S/E rural 34,5/115 kV Instalación de dos transfs de 10 MVA de 34,5/13,8 kV
<b>S/E</b>	<b>Obras 2019 Propuesta 2</b>
Propuesta 2	Adaptación de subestación rural a Tipo Nodal III Instalación de dos transfs de 36 MVA de 115/13,8 kV Desmantelamiento de dos (2) transfs de 10 MVA de 34,5/13,8 kV Construcción de salida de 2 líneas 13,8 kV
<b>S/E</b>	<b>Obras 2024 Propuesta 2</b>
Propuesta 2	Construcción de salida de 1 líneas 13,8 kV
<b>S/E</b>	<b>Obras 2029 Propuesta 2</b>
La Vega	Construcción de salida de 1 líneas 13,8 kV

Tabla 8.8: Inversiones a mediano plazo de la propuesta 1 en el área de estudio

<b>2014 Propuesta 2</b>			
<b>Obras</b>	<b>Costo unitario</b>	<b>Cantidad</b>	<b>MBsF</b>
Instalación de transfs 115/13,8 kV 36 MVA	8.600	6	51.600
Desmantelamiento de transfs de 30 MVA	860	2	1.720
Desmantelamiento de transfs de 10 MVA	420	4	1.680
Salida de línea 13,8 kV	1.935	12	23.220
Instalación de transfs 13,8/115 kV 10 MVA	8.400	2	16.800
Construcción de S/E 34,5/13,8 kV 2 X 5 MVA	8.000	1	8.000
SUB-TOTAL			<b>103.020</b>
<b>2019 Propuesta 2</b>			
Instalación de transfs 115/13,8 kV 36 MVA	8.600	2	17.200
Desmantelamiento de transfs de 10 MVA	420	2	840
Salida de línea 13,8 kV	1.935	2	3.870
SUB-TOTAL			<b>176.710</b>
<b>2024 Propuesta 2</b>			
Salida de línea 13,8 kV	1.935	1	1.935
SUB-TOTAL			<b>1.935</b>
<b>2029 Propuesta 2</b>			
Salida de línea 13,8 kV	1.935	1	1.935
SUB-TOTAL			<b>1.935</b>
<b>TOTAL</b>			<b>283.600</b>

Al comparar las Tablas 8.6 y 8.8 es evidente que la alternativa más factible económicamente es la primera con una diferencia de 159.670 millones de BsF

### 8.3 Costo a corto plazo

Se indican las inversiones a corto plazo al primer y segundo año de proyección según la propuesta indicada. Los pronósticos de costos empleados son valores aproximados en bolívares fuertes. El monto total de la inversión en el primer año alcanzó a un valor estimado de BsF **2.328.715,79** el cual modifica el diseño del sistema permitiendo prestar el servicio con calidad y confiabilidad, mientras que el segundo año de proyección presenta una inversión bastante menor de BsF **879.003,39** como respuesta del continuo crecimiento de la demanda.

Tabla 8.9.a: Inversiones del sistema al primer año de proyección

<b>Circuito</b>	<b>Obras</b>		<b>BsF</b>	
Tinaco	Aumento de calibre 4/0—336 1,51 km	(1)	1.993,2	35.016,75
		(2)	33.023,55	
Lomas del Viento	Aumento de calibre 4/0—336 943 m 1/0—4/0 330,52 m 2/0—4/0 4,69 km	(1)	688,91	143.267,29
		(2)	87.425	
	Tramo de línea de 390 m con 336	Postes y fundación	40.419,76	
		(2)	5.189,26	
Instalación de 3 seccionadores monopolares			3.354	
Nuevo cto.	Construcción de línea conductor 336 6,38 km	Postes y fundación	641.663,69	791.255,65
		(2)	139.529,97	
	Instalación de 9 seccionadores monopolares			
Aeropuerto	Aumento de calibre 4/0—336 756,29m	(1)	998,30	17.538,29
		(2)	16.539,99	
Autódromo	Aumento de calibre 4/0—336 6,99k m	(1)	9.226,8	261.741,65
		(2)	152.870,60	
	Tramo de línea de 143 m con 4/0	Postes y fundación	15.157,41	
		(2)	1.902,73	
	Tramo de línea de 684 m con 2/0	Postes y fundación	65.682,11	
(2)		6.840		
Instalación de 9 seccionadores monopolares			10.062	
Centro II	Aumento de calibre 4/0—336 587,97 m	(1)	776,12	13.634,97
		(2)	12.858,85	
Centro	Tramo de línea de 27 m con 4/0	Postes y fundación	5.052,47	8.765,73
		(2)	359,26	
	Instalación de 3 seccionadores monopolares			
Vallecito	Tramo de línea de 2,29 km con 2/0	Postes y fundación	232.413,62	300.334,46
		(2)	22.900	
	Aumento de calibre 2/0—4/0 2,42 km	(1)	2.758,8	
		(2)	32.200,04	
Instalación de 9 seccionadores monopolares			10.062	
Mapuey	Aumento de calibre 4/0—336 2,84 km 2—1/0 9,35 km	(1)	11.883,3	368.794,15
		(2)	136.910,52	
	Tramo de línea de 1,96 km con 2/0	Postes y fundación	197.046,33	
		(2)	19.600	
Instalación de 3 seccionadores monopolares			3.354	
Marquinsa	Aumento de calibre 2/0—4/0 84,52 m	(1)	96,35	1.220,96
		(2)	1.124,61	
Vega Sur	Tramo de línea de 2,42 km con 4/0	Postes y fundación	242.518,56	274.718,60
		(2)	32.200,04	
Jacaranda	Aumento de calibre 1/0—4/0 6,99 km	(1)	6.081,30	99.088,84
		(2)	9.300,54	

Tabla 8.9.b: Inversiones del sistema al primer año de proyección

<b>Circuito</b>	<b>Obras</b>		<b>BsF</b>	
Pao	Aumento de calibre 1/0—2/0 255,62 m	(1)	222,39	2.778,59
		(2)	2556,2	
Manrique	Aumento de calibre 2/0—4/0 731 m	(1)	833,34	10.559,88
		(2)	9.726,54	
			<b>Total</b>	<b>2.328.715,79</b>

(1) Desmantelamiento y traslado

(2) Suministro Colocación y tensado

Tabla 8.10: Inversiones del sistema al segundo año de proyección

<b>Circuito</b>	<b>Obras</b>		<b>BsF</b>	
Lomas del Viento	Aumento de calibre 4/0—336 670,66 m	(1)	885,27	15.552,54
		(2)	146.67,27	
Nuevo 3 cto	Construcción de línea conductor 4/0 1,91 km	Postes y fundación	191.993,86	220.761,94
		(2)	25.414,08	
	Instalación de 3 seccionadores monopolares	3.354		
Aeropuerto	Tramo de línea de 51,45 m con 4/0	Postes y fundación	0	4.038,58
		(2)	684,58	
	Instalación de 3 seccionadores monopolares	3354		
Centro II	Tramo de línea de 2,25 km con 2/0	Postes y fundación	227.361,15	253.215,15
		(2)	22.500	
	Instalación de 3 seccionadores monopolares	3.354		
Centro	Instalación de 3 seccionadores monopolares		3.354	3.354
Mapuey	Aumento de calibre 1/0—4/0 1,1 km 2/0—4/0 57,5 m	(1)	1.022,55	16.424,01
		(2)	15.401,46	
Marquinsa	Aumento de calibre 4/0—336 1,35 km	(1)	1.782	31.306,37
		(2)	29.524,37	
Vega Sur	Aumento de calibre 2/0—4/0 2,42 km	(1)	2.758,8	34.958,84
		(2)	32.200,04	
Jacaranda	Tramos de líneas 2,53 km con 2/0	Postes y fundación	257.675,97	296.391,97
		(2)	2.530	
	Instalación de 12 seccionadores monopolares	13.416		
			<b>Total</b>	<b>879.003,39</b>

(1) Desmantelamiento y traslado

(2) Suministro Colocación y tensado

## CONCLUSIONES

La configuración del sistema actualmente no cumple con los criterios de calidad de servicio en la mayoría de sus circuitos, y el diseño del sistema de distribución no se encuentra en capacidad de asumir el crecimiento de la demanda en las ciudades San Carlos, Tinaco y sus alrededores.

Al realizar los ajustes propuestos en el sistema presente se observa un mejor funcionamiento con el cumplimiento de los criterios de calidad de servicio especialmente el porcentaje de pérdidas técnicas.

El área de estudio presenta densidades de carga de media y muy baja densidad, por ser mayormente un área rural, a excepción del casco urbano de la Ciudad de San Carlos que representa un pico elevado de carga en el área de estudio. Sin embargo la construcción de la línea ferroviaria Tinaco-Anaco es motivo del desarrollo acelerado entre las ciudades de Tinaco como sede del ferrocarril y San Carlos como capital del estado. Este desarrollo es visible con la construcción actual de grandes conjuntos residenciales tales como el conjunto residencial Vene-Irán en San Carlos entre otros.

Las subestaciones existentes demuestran ser insuficientes para satisfacer la demanda solicitada en el área de estudio, por lo que exige una inversión elevada a corto plazo en construcción de nuevas subestaciones y adaptación de las existentes, y en consecuencia inversiones menores a mediano y largo plazo que permitan desarrollo de la región.

Se presenta un marcado rezago en la infraestructura del sistema eléctrico actual en relación al crecimiento de la carga, que ocasiona condiciones operativas extremas en el sistema eléctrico de distribución.

## **RECOMENDACIONES**

Realizar la actualización de los pronósticos de demanda global a nivel del sistema de transmisión y distribución de forma que los resultados sean más precisos con la realidad del crecimiento de la demanda, considerando el efecto de proyectos estructurales, tales como el eje ferroviario Tinaco-Anaco.

Realizar los estudios de las subestaciones adyacentes, en especial la S/E Tinaquillo, que permitan obtener propuestas que garanticen su calidad de servicio y flexibilidad en caso de emergencia de los circuitos estudiados.

Se recomienda llevar a cabo las propuestas del sistema presente y a corto plazo para la adecuación y mejora del sistema, para mejorar la confiabilidad y calidad del servicio.

Mantener actualizada la base de datos de subestaciones, circuitos y clientes mediante la comunicación de los departamentos de operación, planificación y comercialización, a fin de considerar los últimos cambios en las configuraciones de los circuitos tales como transferencias de carga, mantenimiento, instalación de nuevos transformadores de distribución, creación de nuevos ramales, entre otros, para reducir el tiempo de actualización de datos en próximos estudios.

Actualizar y complementar el sistema de información Geográfica con ayuda del paquete de Programas PADEE añadiendo registros urbanísticos, topográficos, viales, entre otros, que permita predecir con más certeza las posibles áreas a desarrollar.

Por último se recomienda realizar estudios con una frecuencia no mayor a 3 años en una misma área de estudio que permita aumentar el registro de datos históricos de demanda y aproximar sus curvas de crecimiento al crecimiento real de la zona.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [<sup>1</sup>] NARANJO, Alberto. Apuntes de Sistemas de Distribución. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Universidad Central de Venezuela. Página 6
- [<sup>2</sup>] Atlas Eléctrico de CADAFE y sus empresas filiales. Año 2005
- [<sup>3</sup>] Manual para el diseño del sistema de distribución a mediano plazo
- [<sup>4</sup>] Departamento de Estudios de Distribución CADAFE. Instructivo de actividades para utilizar el Sistema de Predicción de Demanda (SPD)
- [<sup>5</sup>] GIL Bernal, Rafael V. Estudio en sistemas de potencia. Trabajo de grado (profesor titular). Caracas, Venezuela, Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería Eléctrica, diciembre 2000. pág. 24.
- [<sup>6</sup>] Manual para el diseño del sistema de distribución a corto plazo
- [<sup>7</sup>] FLORES C., Julide D. Estudio de planificación a corto plazo de las S/Es Luis Caraballo, Elega y Casarapa. Trabajo especial de grado (ingeniero electricista). Caracas, Venezuela, Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería eléctrica, 2007. Pág. 6 y 7
- [<sup>8</sup>] CAMERO D., Facundo y CRESPO L., Arturo. Física 1º año de ciencias. Venezuela: Distribuidora escolar, S.A, Edición 1998. Pág. 163-166.
- [<sup>9</sup>] Uris V., Luis A. Metodología para el pronóstico de la demanda eléctrica en el sistema eléctrico de distribución de CADAFE período: corto, mediano y largo plazo, Universidad Central de Venezuela, Caracas, 2009.
- [<sup>10</sup>] <[http://www.angelfire.com/la/salvadormm/docs\\_ing\\_electrica.htm](http://www.angelfire.com/la/salvadormm/docs_ing_electrica.htm)> [consulta 2010]
- [<sup>11</sup>] ANDERSON, David R.; SWEENEY, Dennis J. WILLIAMS, Thomas A. Estadística para Administración y Economía. Cengage learning. 10ª edición. Pág 559-568
- [<sup>12</sup>] Enviado por: Juan E. Mota, Fuente oficial: Archivo de consulta personal. (Resumen: Manual desarrollo). <<http://www.arqhys.com/casas/costos-estimados.html>> [consulta 2010]

- [<sup>13</sup>] ANDERSON, David R.; SWEENEY, Dennis J. WWILLIAMS, Thomas A. Estadística para Administración y Economía. Cengage learning. 10ª edición. Pág 770
- [<sup>14</sup>] Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (Gaceta Oficial N° 5.730 Extraordinario del 23 de septiembre de 2004).
- [<sup>15</sup>] Norma venezolana COVENIN 159:1997
- [<sup>16</sup>] Artículo 57.- Reglamento de la ley de servicio eléctrico
- [<sup>17</sup>] CADAFE. Estudio Técnico económico financiero del proyecto S/E Tinaco 115/34,5/13,8 kV y su esquema de transmisión asociado. Junio 2009
- [<sup>18</sup>] FRAILE Mora Jesús. Máquinas Eléctricas. España, colegio de ingenieros de caminos, canales y puertos, cuarta edición, febrero 2002. Pág. 205-206.
- [<sup>19</sup>] Norma CADAFE 52-87
- [<sup>20</sup>] Norma de calidad de servicio eléctrico en las disposiciones transitorias
- [<sup>21</sup>] Norma CADAFE NS-P-102
- [<sup>22</sup>] Norma CADAFE 53-87
- [<sup>23</sup>] Norma CADAFE 54-87
- [<sup>24</sup>] Art. 3, Gaceta oficial extraordinaria N° 5.730
- [<sup>25</sup>] Norma CADAFE 41-87 índices de consumo residencial
- [<sup>26</sup>] IANNI Ramón y REQUENA Ángel. Planificación del sistema eléctrico de distribución para la ciudad de Tucupita 1988-1996 Informe de pasantía.
- [<sup>27</sup>] Reglamento de la ley de servicio eléctrico. Capítulo I, Artículo 4.- Definiciones. 18/11/2003
- [<sup>28</sup>] < [http://www.muniarequipa.gob.pe/proyectos/plan\\_director/implementacion/aspectos.pdf](http://www.muniarequipa.gob.pe/proyectos/plan_director/implementacion/aspectos.pdf) > [consulta 2010]
- [<sup>29</sup>] < [http://www.caracas.gob.ve/index.php?option=com\\_content&task=view&id=28&Itemid=204&lang](http://www.caracas.gob.ve/index.php?option=com_content&task=view&id=28&Itemid=204&lang) > [consulta 2009]
- [<sup>30</sup>] < <http://www.cre.com.bo/WebCre/empresas/todoenergia.htm> > [consulta 2009]
- [<sup>31</sup>] < <http://patentados.com/invento/seleccionador-automatgico.html> > [consulta 2010]

## BIBLIOGRAFIA

### Tesis:

- CASANOVA, miguel. Planificación a corto plazo basada en los indicadores de confiabilidad SAIDI, SAIFI y CAIDI de los circuitos más críticos de la región centro da la c.a. La Electricidad de Caracas- Zona Metropolitana. Universidad Central de Venezuela , Escuela de ingeniería eléctrica, Caracas 2008
- FLORES C., Julide D. Estudio de planificación a corto plazo de las S/Es Luis Caraballo, Elegua y Casarapa. Trabajo especial de grado (ingeniero electricista). Caracas, Venezuela, Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería eléctrica, 2007.
- GIL Bernal, Rafael V. Estudio en sistemas de potencia. Trabajo de grado (profesor titular). Caracas, Venezuela, Universidad Central de Venezuela, Escuela de Ingeniería Eléctrica, diciembre 2000.
- Montes, Rafael. Redistribución de cargas dependientes de la subestación principal T-1B de la Refinería Cardón. Universidad Central de Venezuela. Caracas 2006.
- Planificación del sistema eléctrico de distribución para la ciudad de Tucupita 1988-1996 Informe de pasantía. Ianni Ramón y Requena Ángel
- SUARES ROJAS, Dimas Humberto. Diseño de redes de distribución de la ciudad del el vigía con la entrada de la nueva subestación Vigía III 115/ 13,8 kV. Universidad de los Andes, escuela de ingeniería eléctrica. Noviembre 2008.
- Uris V., Luis A. Metodología para el pronóstico de la demanda eléctrica en el sistema eléctrico de distribución de CADAPE período: corto, mediano y largo plazo, Universidad Central de Venezuela, Caracas, 2009.

#### Normas y leyes:

- Ley Orgánica del Servicio Eléctrico (Gaceta Oficial N° 5.730 Extraordinario del 23 de septiembre de 2004).
- Norma venezolana COVENIN 159:1997
- Norma de calidad de servicio eléctrico en las disposiciones transitorias
- Norma CADAFE 41-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, índices de consumo residencial.
- Norma CADAFE 43-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, fluctuación de tensión.
- Norma CADAFE 44-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, compensación de tensión en el sistema de distribución.
- Norma CADAFE 45-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, protección del sistema de distribución contra sobrecorrientes.
- Norma CADAFE 46-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, protección del sistema de distribución contra sobretensiones.
- Norma CADAFE 47-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, conexión de transformadores.
- Norma CADAFE 48-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, conexión de reguladores.
- Norma CADAFE 49-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, conexión de condensadores.
- Norma CADAFE 50-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, esquema de alimentación en el sistema de distribución.
- Norma CADAFE 51-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, esquemas de servicio para cargas concentradas.

- Norma CADAFE 52-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, seccionamiento en redes primarias de distribución.
- Norma CADAFE 53-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, normalización de calibres primarios y secundarios sistema de distribución.
- Norma CADAFE 54-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, capacidad térmica
- Norma CADAFE 56-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, estudio de ruta.
- Norma CADAFE 60-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución, dibujo.
- Norma CADAFE 78-87: Normas de diseño para líneas de alimentación y redes de distribución subterráneos, condensadores.
- Norma CADAFE 137-05: Norma condiciones de servicio del equipamiento eléctrico de subestaciones.
- Norma CADAFE 156-88: Norma presentación de proyectos de subestaciones de transmisión, subestaciones normalizadas de CADAFE.
- Norma CADAFE 193-88: Norma para subestaciones diseño nodal III, diseño
- Norma CADAFE 375-05: Norma transformadores monofásicos de distribución.
- Norma CADAFE 440-05: Norma código de colores para equipos de subestaciones.
- Norma CADAFE NS-P-102
- Norma CADAFE 393-93
- Reglamento de la ley de servicio eléctrico

Libros, presentaciones, estudios y manuales:

- ANDERSON, David R.; SWEENEY, Dennis J. WILLIAMS, Thomas A. Estadística para Administración y Economía. Cengage learning. 10ª edición.
- BARRIOS GUILLERMO. Sistema Interactivo de computación para la predicción de demanda en distribución. Caracas, Noviembre 1983.
- CADAFE, Atlas Eléctrico CADAFE y sus filiales año 2005
- CADAFE. Estudios de Planificación sistemas de distribución y subtransmisión III fase. 1990
- CADAFE, Gerencia de Planificación de Generación y Transmisión. Estudio Técnico Económico Financiero del Proyecto S/E Tinaco 115/34,5/13,8 kV y su esquema de transmisión asociado. Junio 2009
- CADAFE. Instructivo de Actividades para utilizar el Sistema de Predicción de Demanda (SPD).Elaborado por el Departamento de Estudios de Distribución. Febrero 1984
- CADAFE. Presentación. Metodología para determinar los parámetros de la curva "S".
- CADAFE. Sistema de Predicción de Demanda. Manual de Usuario. Caracas, 1989
- CADAFE. Sistema de Administración de Distribución (SAD). Caracas, 1981.
- CADAFE y subestación 115kV período 2009-2024, Informe 13310-012. Abril 2009
- CAMERO D., Facundo y CRESPO L., Arturo. Física 1º año de ciencias. Venezuela: Distribuidora escolar, S.A, Edición 1998. Pág. 163-166.
- CORPOELEC, CADAFE. Pronósticos de demanda por sistemas total
- FRAILE Mora Jesús. Máquinas Eléctricas. España, colegio de ingenieros de caminos, canales y puertos, cuarta edición, febrero 2002. Pág. 205-206.

- GONZALEZ-LONGATT, Francisco. Presentación. Introducción a los sistemas de potencia. 2008
- Ingeniería y construcción Matmor c.a. Manual del usuario Programa PADEE 1.5. Diciembre 2008
- Manual para el diseño del sistema de distribución a corto plazo
- Manual para el diseño del sistema de distribución a mediano plazo
- MAZZACAN, Leonardo y GONZÁLES, julio. Criterio de selección de terrenos para ubicación de subestaciones de distribución 115/13,8 kV. Jornadas técnicas de profesionales de CADAPE. Junio 1983
- YÁNEZ SERGIO. Sistema Interactivo para almacenamiento, suavización y acoplamiento de transferencias de cargas de las demandas mensuales de alimentadores utilizadas en la predicción de demanda de distribución. Caracas, Febrero 1985.
- YÁNEZ Fernando. Predicción de demanda en distribución. Jornadas técnicas de profesionales de CADAPE. Junio 1983.

Internet:

- <[http://www.angelfire.com/la/salvadormm/docs\\_ing\\_electrica.htm](http://www.angelfire.com/la/salvadormm/docs_ing_electrica.htm)> [consulta 2010]
- Enviado por: Juan E. Mota, Fuente oficial: Archivo de consulta personal. (Resumen: Manual desarrollo). <<http://www.arqhys.com/casas/costos-estimados.html>> [consulta 2010]
- <[http://www.muniarequipa.gob.pe/proyectos/plan\\_director/implementacion/aspectos.pdf](http://www.muniarequipa.gob.pe/proyectos/plan_director/implementacion/aspectos.pdf) > [consulta 2009]
- <[http://www.caracas.gob.ve/index.php?option=com\\_content&task=view&id=28&Itemid=204&lang](http://www.caracas.gob.ve/index.php?option=com_content&task=view&id=28&Itemid=204&lang)> [consulta 2009]
- <<http://www.cre.com.bo/WebCre/empresas/todoenergia.htm>> [consulta 2009]

- <<http://www1.universia.net/CatalogaXXI/pub/ir.asp?IdURL=150716&IDC=10010&IDP=MX&IDI=1>> [consulta 2009]
- <[http://www.cca.org.mx/funcionarios/biblioteca/html/finanzas\\_publicas/documentos/3/m3\\_metodos.pdf](http://www.cca.org.mx/funcionarios/biblioteca/html/finanzas_publicas/documentos/3/m3_metodos.pdf)> [consulta 2009]
- <<http://www.ine.gov.ve/>> [consulta 2009]
- Fudeco. Dossier estado Cojedes y sus municipios. Barquisimeto, Agosto 2004<[http://www.fudeco.gob.ve/pdf\\_dossier\\_docs/ESTADO%20COJEDES.pdf](http://www.fudeco.gob.ve/pdf_dossier_docs/ESTADO%20COJEDES.pdf)> [consulta 2010]
- <<http://www.maresa.com/pdf/19%20iluminacion/15%20HID%20vapor%20de%20sodio.pdf>> [consulta 2010]

## GLOSARIO

- Alimentador:** Circuito de distribución en media tensión. [27]
- Alimentador de Alta Densidad:** Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 550 kVA/km y menor o igual que 1000 kVA/km. [27]
- Alimentador de Baja Densidad:** Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 75 kVA/km y menor o igual que 150 kVA/km. [27]
- Alimentador de Mediana Densidad:** Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 150 kVA/km y menor o igual que 550 kVA/km. [27]
- Alimentador de Muy Alta Densidad:** Alimentador cuya densidad lineal de carga es mayor que 1000 kVA/km. [27]
- Alimentador de Muy Baja Densidad:** Alimentador cuya densidad lineal de carga es menor o igual que 75 kVA/km. [27]
- Alta Tensión:** Nivel de tensión mayor o igual que 69 kV. [27]
- Área urbana:** es la superficie de la ciudad actualmente ocupada con actividades urbanas (suelo urbano) y las áreas de expansión urbana programadas por el plan director, destinadas a albergar actividades urbanas (suelo urbanizable). Constituye el territorio sujeto a las disposiciones legales de zonificación urbana. [28]
- Área de expansión urbana:** Son las áreas señaladas por el plan director para cubrir los requerimientos de espacios físicos para el crecimiento poblacional de la ciudad, según los horizontes de planeamiento trazados. Se le denomina también suelo utilizable. [28]

**Alimentadores de distribución:** Es todo circuito eléctrico que transmite la energía desde las subestaciones de distribución hasta los puntos de consumo. [6]

**Capacidad Instalada:** Potencia total en kVA a disposición del Usuario en el punto de suministro. [27]

**Capacidad Nominal de Transformación:** Capacidad de transformación expresada en kVA, de acuerdo con los datos de placa de los equipos. [27]

**Catastro:** Es el inventario o censo de la riqueza inmobiliaria de una región o ciudad específica, que permite conocer y determinar la ubicación, características físicas, jurídicas y socioeconómica de los inmuebles rurales y urbanos, para ser utilizado como herramienta de planificación y desarrollo de proyectos con fines Urbanos, Fiscales, de Servicios Públicos y Privados. [29]

**Circuito primario:** es la parte del alimentador de distribución que opera en la misma tensión que la barra secundaria de la subestación. [6]

**Circuito secundario:** es la parte del alimentador de distribución que opera en B.T. desde los transformadores de distribución hasta las acometidas de los suscriptores. [6]

**Curva de Carga:** Es la representación gráfica de la forma en que el Consumidor, en un determinado intervalo de tiempo, hace uso de sus equipos eléctricos. El intervalo de tiempo puede ser diario, mensual, anual o cualquier otro útil para el análisis. [30]

**Confiabilidad:** Se entiende por confiabilidad de un sistema, la probabilidad de que este funcione adecuadamente durante su vida útil, cuando se encuentra sometido a condiciones de operación para las cuales está diseñado. [26]

**Consumo de Energía:** Cantidad de energía eléctrica en kWh, entregada por La Distribuidora al Usuario en un determinado lapso. [27]

**Densidad Bruta:** Es la población que habita en una determinada área, considerando las manzanas, pistas, veredas, áreas libres urbanas, equipamientos, otros usos, etc. Se aplica para fines de habilitación urbana y se expresa en hab/ha bruta.

[<sup>28</sup>]

**Densidad Neta:** Es la población que habita en un área utilizada exclusivamente para viviendas, descontando las áreas ocupadas por vías, parques, equipamiento, otros usos, etc. Se aplica para fines de edificación y se expresa en hab/ha neta. [<sup>28</sup>]

**Factor de demanda:** es la relación entre la demanda máxima a la carga conectada al sistema. [<sup>30</sup>]

**Factor de utilización:** es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del equipo individual o sistema. [<sup>30</sup>]

**Factor de pérdida:** Se define como el cociente entre la pérdida promedio de potencia y la máxima demanda. [<sup>30</sup>]

**Frecuencia:** Es la variación cíclica y periódica de la amplitud de la tensión y la corriente en el tiempo, medida en ciclos por segundo o Hertz (Hz). [<sup>27</sup>]

**Interrupción:** Desconexión del servicio por razones técnicas o de seguridad. [<sup>27</sup>]

**kVA Instalado:** Capacidad de transformación nominal de los transformadores de Media a Baja Tensión conectados a la Red. [<sup>27</sup>]

**Predicción:** Es un proceso de estimación de un proceso futuro, basándose en consideraciones subjetivas. [<sup>30</sup>]

**Proyección:** Son aquellos datos del pasado que pueden ser combinados sistemáticamente en forma predeterminada, para hacer estimaciones del futuro. Se utilizan métodos estadísticos. [<sup>30</sup>]

**Punto de Medición:** Punto de la red de distribución seleccionado aleatoriamente por el Fiscalizador, en el que deberán realizarse las mediciones correspondientes a una campaña de medición. [27]

**Red Eléctrica:** Conjunto de conductores, equipos y accesorios empleados por la Distribuidora para suministrar el servicio eléctrico a los Usuarios, hasta el Punto de Suministro. [27]

**Redes de distribución:** Circuito de distribución que alimenta esencialmente cargas ubicadas dentro del perímetro urbano de la ciudad y contempla tanto la alta (12,8 kV) como la baja tensión (240, 208V). [6]

**Ramal del alimentador:** Es una derivación directa, trifásica o bifásica, del circuito troncal y se extiende por las rutas secundarias de una zona, sirve para la alimentación de las cargas o para efectuar enlaces entre los circuitos. [6]

**Seccionalizador automático:** Constituye un medio que secciona automáticamente un circuito bajo condiciones prefijadas, a fin de aislar y señalar el defecto de línea. Tal seccionalizador se ubica sobre unos contactos fijados a un soporte aislante y se compone de un tubo conductor que, independientemente de otros elementos, incorpora un dispositivo o mecanismo de disparo electromagnético creado por un electroimán asociado funcionalmente a un multiplicador mecánico, conformado de dos brazos que, en posición de reposo, sostiene una varilla de disparo manteniendo el contacto del seccionalizador. La activación del electroimán en cambio lleva consigo la liberación del multiplicador, de la varilla de disparo y la apertura del circuito.

[31]

**Subestación de Distribución:** subestaciones reductoras de tensión del cual derivan los alimentadores de distribución generalmente las relaciones de transformación que se manejan en este tipo de subestaciones en CADAFE son 115/34,5/13,8kV, y 34,5/13,8 kV. Su principal Característica es su ubicación, ya que debe estar lo más

cercana posible al centro de carga en centros poblados debido a la limitaciones que puedan generar la longitud de los alimentadores. [6]

**Subestación de Transmisión:** Instalación que puede ser de maniobra, transformación o una combinación de ambas cosas. En ella se interconectan líneas de transmisión provenientes de diferentes centros de generación, transforma entre tensiones que transmiten grandes bloques de energía y son el punto de partida de líneas de 115 kV para alimentación de las subestaciones de distribución. A diferencia de las subestaciones de distribución, se ubican alejadas de los centros poblados para facilitar el acceso de entrada y salida de líneas de extra y ultra alta tensión.

[6]

**Tensión Nominal:** Nivel de tensión de diseño y de funcionamiento de un sistema eléctrico. [27]

**Troncal del Alimentador:** Definiremos como troncal de un alimentador de distribución la ruta de mayor kVA de carga por metro lineal de recorrido. Esta definición se basa en que la importancia del troncal es función de la magnitud de la demanda servida, excepto en el caso de clientes o consumidores especiales. [6]

**Transformadores de distribución:** Todo transformador reductor cuyo lado de alta opera en igual tensión que la del circuito primario al cual está unido y cuyo lado de baja posibilita la alimentación eléctrica de los consumidores en una tensión adecuada.

[6]

**Usuario:** Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación del servicio eléctrico bien como titular de un Contrato de Servicio o como receptor directo del mismo, sujeta a los derechos y obligaciones que establece la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico, su Reglamento y demás Normas Aplicables. [27]

**Usuario en Alta Tensión:** Usuario que recibe el servicio de electricidad a través de una red eléctrica con tensión nominal mayor o igual que 69 kV. [27]

**Usuario en Baja Tensión:** Usuario que recibe el servicio de electricidad a través de una red eléctrica con tensión nominal menor o igual a 1 kV. [27]

**Usuario en Media Tensión:** Usuario que recibe el servicio de electricidad a través de una red eléctrica con tensión nominal mayor que 1 kV y menor que 69 kV. [27]

**Valor máximo:** es el máximo valor de la demanda observado en el ciclo de carga. [30]

**Variación de Tensión:** Aumento o disminución del valor de la tensión de suministro respecto a la tensión nominal. [27]

**Zonificación Urbana:** Es la distribución normativa de los usos de suelo de la ciudad, constituyendo un instrumento básico para el planeamiento de desarrollo urbano. [28]

# **MATRICES GEOGRÁFICAS**

(En CD anexo)

## **ANEXOS**

(En CD anexo)