

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO PLAZO DE LAS S/Es
LUIS CARABALLO, ELEGGUA Y CASARAPA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Flores C., Julide D
Para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO PLAZO DE LAS S/Es LUIS CARABALLO, ELEGGUA Y CASARAPA

Prof. Guía: Ing. Vanesa Carlson
Tutor Industrial: Ing. Moisés Marcano

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Flores C., Julide D
Para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

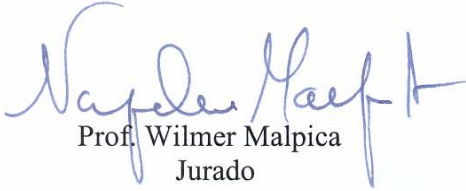
CONSTANCIA DE APROBACIÓN


Caracas, 28 de noviembre de 2007

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 Julide del C. Flores C., titulado:

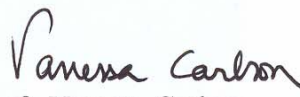
**“ESTUDIO A CORTO PLAZO DE LAS S/E LUIS CARABALLO,
ELEGGUA Y CASARAPA”.**

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. Wilmer Malpica
Jurado


Prof. Julio Molina
Jurado




Prof. Vanessa Carlson
Prof. Guía

DEDICATORIA

El presente trabajo de grado se lo dedico a ***Mi Dios Todopoderoso***, por no dejarme morir en el intento y haberme dado las fuerzas para seguir adelante en todo momento, a mi mami ***Delia Cuello*** por su cariño, comprensión y apoyo incondicional, y a ***Julide Flores***, porque sin duda alguna este es mi mayor triunfo, y sin mi este logro no hubiera sido posible.

AGRADECIMIENTOS

Expreso mi más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que de una forma u otra han contribuido para alcanzar esta victoria, especialmente:

A mi papá **Julio Flores**, por darme en todo momento su apoyo incondicional y tener la fe y la confianza de que **Julide Flores** te iba a dar el título de la UCV que siempre has deseado tener en tu casa, llego la hora, aquí esta tu recompensa.

A mis hermanos, **Jennifer Flores**, **Julito Flores** y **Rafaelito Flores**, por estar siempre a mi lado y brindarme su apoyo en todo momento.

A mis sobrinos, **César**, **J. Alejandro** y **Mariangel**, por recordarme que hay momentos en que vale la pena ser niños otra vez.

A mi abuela **Flor**, mis tías, tíos, primas, primos y cuñada, por ser una familia de la cual me siento orgullosa.

A **Deisy Morales**, por enseñarme el significado y el valor de una amistad incondicional; amiga sabes que siempre contaras conmigo!

A **Danny Serrano**, por impulsarme a estudiar esta carrera y hacerme saber que soy mil veces más fuerte de lo que creí.

A mis compañeros del CUC: **Maryuri González**, por su comprensión y constancia; **Yaneidi Gámez**, por hacerme saber que no soy la única loca que pretende hacer mil cosas a la vez; **Wilfredo Calzadilla**, por brindarme su amistad y **Lucy Guevara**, por darme el ejemplo de que para ser joven sólo hay que sentirlo.

A mi verdadero tutor **Luis J. Serrano**, por su paciencia y valiosa colaboración a lo largo de todas las pasantías y por enseñarme que el mejor profesor es la experiencia.

A la Universidad Central de Venezuela, en especial a mi tutora, la Prof. **Vanesa Carlson** por su colaboración en este trabajo. Al Prof. **Julio Molina**, por exigirme sin agobiarme y por brindarme su amistad y colaboración para encaminarme hacia el ejercicio de la profesión. Al Prof. **Wilmer Malpica**, por enseñarme que para ser buen profesor no basta tener calidad intelectual, también hay que tener calidad humana.

A **Deisy Riera, Maria Auxiliadora y Ligia Medrano**, por su paciencia y colaboración.

Y por supuesto, a mis amigos de la UCV, con quienes compartí los mejores años de mi vida, en especial:

A **Freddy Nava**, por ser mi compañero más fiel en esta batalla, lo logramos mi negro!

A **Antonio Perdomo**, por ayudarme en mis estudios, pero sobre todo por dejarme apoyar en tu hombro y saberme escuchar en mis momentos más difíciles, eso es algo que valoro y aprecio mucho, y que nunca olvidare.

A **Ilwin Ruíz**, qué te puedo decir amigo?, ingenieros electricistas de la UCV, esto es lo que hay!

A **Juan Galeno**, por conservar siempre ese mal olor, perdón!, quise decir ese buen humor.

A **Yamileth Meléndez**, por acompañarme en las buenas y en las malas, en mis triunfos y en mis fracasos, y en mis alegrías y en mis penas.

A *Oswaldo Rodríguez*, por compartir tantos buenos momentos.

A *Andrés de Andrade*, por enseñarme que: uys mi hermano!, es importante sentirte una estrella, aunque sea microstar.

A *Osman Tovar*, por enseñarme que lo más importante no es de donde venimos, sino hacia donde vamos.

A *William Parra*, por hacerme entender que no importa en que situación me encuentre, ni las adversidades de un mal tiempo, *Julide Flores* puede levantarse y seguir adelante en todo momento. Te Quiero Mucho!

Y no puedo dejar de mencionar a todas aquellas personas que me acompañaron en algunos momentos de este largo camino: *Benancio Benavides, Calos Ibarra, Carlos Camelo, Calos Lobo, Henry Gómez, Daniel Pérez, Darihelen Montilla, Dickxon's Linares, Doménico Cante, Erika Meza, Frencell Muñiz, Jean-Michel Ravel, Jhonny Infante, Joel Hernández, Juan Colmenares, Michael Uribe, Marcel Arjona, Rafael Romero, Stiven Fernández, Tulio García y el grupito de los Dan Ellos.*

Flores C., Julide D

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A CORTO PLAZO DE LAS S/Es
LUIS CARABALLO, ELEGGUA Y CASARAPA**

Prof. Guía: Ing. Vanesa Carlson. Tutor Industrial: Ing. Moisés Marcano. Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción Potencia. Institución: La Electricidad de Caracas. 2007. 100h. + anexos.

Palabras Claves: Distribución de energía eléctrica, Subestaciones, Circuitos.

Resumen. Se plantea el Estudio a Corto Plazo de los circuitos de Distribución de tres (3) subestaciones; Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa de 12,47kV, pertenecientes a la EdeC. La primera con capacidad instalada de 114 MVA distribuidos mediante diecisiete (17) circuitos de distribución, la segunda cuenta con 56 MVA distribuidos por ocho (8) circuitos de distribución y la tercera cuenta con 56 MVA distribuidos por cuatro (4) circuitos de distribución que alimentan a las ciudades de Guatire y Guarenas del Estado Miranda, las cuales han experimentado recientemente un aumento en la demanda de energía eléctrica, probablemente motivado al desarrollo Urbano e Industrial. Para realizar el estudio se determina las condiciones de operación de los circuitos de las subestaciones, incorporando las situaciones actuales y futuras de la Red al programa PSS/ADEPT para generar el flujo de carga y realizar el análisis de cortocircuito, considerando las premisas en cuanto a confiabilidad, operatividad y calidad del servicio, regidas por las Normas y Criterios de Diseño de la EdeC. a fin de garantizar que el suministro de energía a futuro, sea confiable y de calidad.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
CONSTANCIA DE APROBACIÓN.....	ii
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
RESUMEN.....	vii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xvii
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I.....	2
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 Herramientas.....	5
CAPITULO II.....	6
BASES TEÓRICAS.....	6
2.1 Sistema Eléctrico de Distribución.....	6
2.1.1 Sistema de Distribución Primario.....	6
2.1.2 Sistema de Distribución Secundario.....	7
2.2 Planificación del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica.....	7
2.2.1 Planificación a Corto Plazo.....	9
2.2.1.1 Cambio de calibre.....	10
2.2.1.2 Instalación de capacitores.....	10
2.2.1.3 Traspasos de carga.....	10
2.2.1.4 Instalación de protecciones suplementarias.....	11

2.2.1.5 Cambio de tensión.....	11
2.2.2 Planificación a Mediano Plazo.....	11
2.2.3 Planificación a Largo Plazo.....	11
2.3 Antecedentes históricos de la Electricidad de Caracas.....	12
2.4 Estructura Organizativa de la EdeC.....	13
2.4.1 Generación.....	13
2.4.2 Transmisión.....	13
2.4.3 Distribución.....	14
2.4.4 Comercialización.....	14
2.5 Reseña histórica de la Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA).....	14
2.5 Sistema de Distribución de ELEGGUA.....	15
CAPITULO III.....	16
MARCO METODOLÓGICO.....	16
3.1 Etapas del proceso de Planificación a Corto Plazo.....	16
3.1.1 Recopilación de información.....	17
3.1.1.1 Planos de Operación de los circuitos y planos macros de las S/E.....	17
3.1.1.2 Diagrama Unifilar de la S/E.....	18
3.1.1.3 Histórico de demandas máximas.....	18
3.1.1.4 Niveles de cortocircuito de la S/E.....	18
3.1.1.5 Reporte de fallas e indicadores de calidad de servicio técnico..	18
3.1.1.6 Solicitudes de proyectos.....	18
3.1.2 Realización del Esquema Interno de la S/E.....	19
3.1.3 Estimación de la Demanda.....	19
3.1.4 Creación de los archivos.dat de los circuitos.....	19
3.1.5 Verificación de archivos.....	19
3.1.6 Análisis del circuito.....	19
3.1.6.1 Condición Actual de Operación.....	20
3.1.6.1.1 Condición Normal de Operación.....	20
3.1.6.1.2 Condición de Emergencia.....	20

3.1.6.2 Condición Futura de Operación.....	21
3.1.7 Planteamiento de Estrategias.....	21
3.1.7.1 Adecuación de los circuitos.....	22
3.1.7.2 Mejora de los circuitos.....	22
3.1.7.3 Anteproyectos especiales.....	22
3.1.8 Elaboración de anteproyectos.....	22
CAPITULO IV.....	24
DESCRIPCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE LAS SUBESTACIONES EN ESTUDIO.....	24
4.1 Descripción de las subestaciones en Estudio.....	24
4.1.1 Subestación Luis Caraballo.....	24
4.1.2 Subestación Elegua.....	26
4.1.3 Subestación Casarapa.....	28
4.2 Diagnóstico de los circuitos de las subestaciones Luis Caraballo, Elegua y Casarapa.....	30
4.2.1.1 Condición actual de los circuitos pertenecientes a la subestación Luis Caraballo.....	31
4.2.1.1.1 Representación gráfica de los resultados en la condición actual.....	33
4.2.1.1.2 Interrupciones no programadas en los circuitos de la subestación Luis Caraballo.....	35
4.2.1.2 Condición futura de los circuitos pertenecientes a la subestación Luis Caraballo.....	39
4.2.1.2.1 Representación gráfica de los resultados en la condición futura.....	41
4.2.2.1 Condición actual de los circuitos pertenecientes a la subestación Elegua.....	43
4.2.2.1.1 Representación gráfica de los resultados en la condición actual.....	46
4.2.2.1.2 Interrupciones no programadas en los circuitos de la	

5.2.1 Aplicación de las estrategias en los circuitos pertenecientes a la S/E Eleggua.....	73
5.2.1.1 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias en la condición actual.....	73
5.2.1.2 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias.....	75
5.2.1.3 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias y la demanda futura.....	76
5.2.1.4 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias y demanda futura.....	77
5.3 Estrategias de solución aplicables a los circuitos de la S/E Casarapa.....	79
5.3.1 Aplicación de las estrategias en los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa.....	82
5.3.1.1 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias en la condición actual.....	82
5.3.1.2 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias.....	83
5.3.1.3 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias y la demanda futura.....	84
5.3.1.4 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias y demanda futura.....	85
5.4. Costos por anteproyectos de adecuación y mejora de los circuitos de las subestaciones Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa.....	87
5.4.1 Anteproyectos de adecuación.....	87
5.4.2 Anteproyectos de mejora.....	89
CONCLUSIONES.....	91
RECOMENDACIONES.....	94
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	95
BIBLIOGRAFÍAS.....	97
GLOSARIO.....	98

ANEXOS.....109

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4.1: Características de las Unidades de Transformación de la S/E Luis Caraballo.....	25
Tabla 4.2: Características de las Unidades de Transformación de la S/E Elegua....	26
Tabla 4.3: Características de las Unidades de Transformación de la S/E Casarapa...29	
Tabla 4.4: Situaciones que presentan los circuitos en condición actual y futura.....	31
Tabla 4.5: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Luis Caraballo, Condición Actual.....	32
Tabla 4.6: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Luis Caraballo. Condición actual.....	33
Tabla 4.7: MV _{Amin} por circuito de la S/E Luis Caraballo, condición actual.....	36
Tabla 4.8: Fallas por cuadrantes de la S/E Luis Caraballo. Condición actual.....	37
Tabla 4.9: Crecimiento estimado de la demanda de los circuitos pertenecientes a la S/E Luis Caraballo. Condición futura.....	39
Tabla 4.10: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Luis Caraballo. Condición futura.....	40
Tabla 4.11: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Luis Caraballo. Condición futura.....	41
Tabla 4.12: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Elegua. Condición actual.....	44
Tabla 4.13: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Elegua. Condición actual.....	46
Tabla 4.14: MV _{Amin} por circuito de la S/E Elegua, condición actual.....	48
Tabla 4.15: Fallas por cuadrantes de la S/E Elegua. Condición actual.....	48
Tabla 4.16: Crecimiento estimado de la demanda de los circuitos pertenecientes a la S/E Elegua. Condición futura.....	50
Tabla 4.17: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Elegua.	

Condición futura.....	50
Tabla 4.18: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Elegua.	
Condición futura.....	51
Tabla 4.19: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E	
Casarapa. Condición actual.....	53
Tabla 4.20: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E	
Casarapa. Condición actual.....	54
Tabla 4.21: MV _A min por circuito de la S/E Casarapa, condición actual.....	55
Tabla 4.22: Fallas por cuadrantes de la S/E Casarapa, condición actual.....	56
Tabla 4.23: Crecimiento estimado de la demanda de los circuitos pertenecientes a la	
S/E Casarapa. Condición futura.....	57
Tabla 4.24: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E	
Casarapa. Condición futura.....	58
Tabla 4.25: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Casarapa.	
Condición futura.....	58
Tabla 5.1: Tramos de línea troncal propuestos para el nuevo circuito LCB B1/B....	62
Tabla 5.2: Tramos de línea troncal propuestos a reemplazar en LCB A6.....	64
Tabla 5.3: Tramos línea troncal propuestos para el nuevo circuito LCB B2/B.....	65
Tabla 5.4: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la	
S/E Luis Caraballo con estrategias.....	66
Tabla 5.5: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Luis	
Caraballo, con estrategias.....	67
Tabla 5.6: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la	
S/E Luis Caraballo con estrategias y demanda futura	69
Tabla 5.7: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E	
Luis Caraballo, con estrategias y demanda futura.....	70
Tabla 5.8: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la	
S/E Elegua con estrategias.....	74
Tabla 5.9: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Elegua,	
con estrategias.....	74

Tabla 5.10: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la S/E Eleggua con estrategias y demanda futura.....	77
Tabla 5.11: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Eleggua, con estrategias y demanda futura.....	77
Tabla 5.12: Tramos de línea troncal propuestos a reemplazar en CSP A1.....	80
Tabla 5.13: Tramos de línea troncal propuestos a reemplazar en CSP B1.....	81
Tabla 5.14: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa con estrategias.....	82
Tabla 5.15: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Casarapa, con estrategias.....	82
Tabla 5.16: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa con estrategias y demanda futura.....	84
Tabla 5.17: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Casarapa con estrategias y demanda futura.....	85
Tabla 5.18: Costos estimados para el anteproyecto 02.....	87
Tabla 5.19: Costos estimados para el anteproyecto 03.....	87
Tabla 5.20: Costos estimados para el anteproyecto 04.....	88
Tabla 5.21: Costos estimados para el anteproyecto 06.....	88
Tabla 5.22: Costos estimados para el anteproyecto 07.....	88
Tabla 5.23: Costos estimados para el anteproyecto 08.....	88
Tabla 5.24: Costos estimados para el anteproyecto 09.....	89
Tabla 5.25: Costos estimados para el anteproyecto 01.....	89
Tabla 5.26: Costos estimados para el anteproyecto 05.....	90
Tabla 5.27: Costos estimados para el anteproyecto 10.....	90

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 3.1: Etapas del Estudio de Planificación a Corto Plazo.....	23
Figura 4.1: Diagrama unifilar simplificado de la S/E Luis Caraballo.	25
Figura 4.2: Rutas de los circuitos pertenecientes a la S/E Luis Caraballo.	26
Figura 4.3: Diagrama unifilar simplificado de la S/E Elegua.	27
Figura 4.4: Rutas de los circuitos pertenecientes a la S/E Elegua.	28
Figura 4.5: Diagrama unifilar simplificado de la S/E Casarapa.	29
Figura 4.6: Rutas de los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa.	30
Figura 4.7: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Luis Caraballo. Condición actual..	34
Figura 4.8: Pérdida de potencia activa por circuitos de S/E Luis Caraballo. Condición actual.....	34
Figura 4.9: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Luis Caraballo. Condición actual.....	35
Figura 4.10: Interrupciones no programadas por cuadrículas de la S/E Luis Caraballo.	38
Figura 4.11: Causas de Interrupciones No Programadas en Circuitos de la S/E Luis Caraballo.....	38
Figura 4.12: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Luis Caraballo. Condición futura.....	42
Figura 4.13: Pérdida de potencia activa por circuitos de S/E Luis Caraballo. Condición futura.....	42
Figura 4.14: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Luis Caraballo. Condición Futura.....	43
Figura 4.15: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Elegua. Condición actual.....	46
Figura 4.16: Pérdida de potencia activa por circuitos de S/E Elegua. Condición actual.....	47
Figura 4.17: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Elegua. Condición actual.....	47

Figura 4.18: Interrupciones no programadas por cuadrículas de la S/E Eleggua.....	49
Figura 4.19: Causas de interrupciones no programadas en circuitos de la S/E Eleggua.....	49
Figura 4.20: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Eleggua.	51
Figura 4.21: Pérdida de potencia activa por circuitos de S/E Eleggua Condición futura.....	52
Figura 4.22: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Eleggua. Condición futura.....	52
Figura 4.23: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Casarapa. Condición actual.....	54
Figura 4.24: Pérdida de potencia activa por circuitos de S/E Casarapa.....	55
Figura 4.25: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Casarapa. Condición actual.....	55
Figura 4.26: Interrupciones no programadas por cuadrículas de la S/E Casarapa.....	56
Figura 4.27: Causas de interrupciones no programadas en circuitos de la S/E Casarapa.....	57
Figura 4.28: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Casarapa. Condición futura.....	59
Figura 4.29: Pérdida de potencia activa por circuitos de S/E Casarapa. Condición futura.....	59
Figura 4.30: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Casarapa. Condición futura	59
Figura 5.1: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Luis Caraballo. Condición actual con estrategias.....	68
Figura 5.2: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Luis Caraballo. Condición actual con estrategias.....	68
Figura 5.3: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Luis Caraballo. Condición actual con estrategias.....	68
Figura 5.4: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Luis Caraballo. con estrategias y demanda futura.....	71
Figura 5.5: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Luis Caraballo, con estrategias y demanda futura.....	71
Figura 5.6: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Luis Caraballo. con estrategias y demanda futura.....	71
Figura 5.7: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Eleggua.	

Condición actual con estrategias.....	75
Figura 5.8: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Elegua.	
Condición actual con estrategias.....	75
Figura 5.9: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Elegua.	
Condición actual con estrategias.....	76
Figura 5.10: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Elegua.	
con estrategias y demanda futura.....	78
Figura 5.11: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Elegua.	
con estrategias y demanda futura.....	78
Figura 5.12: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Elegua.	
con estrategias y demanda futura.....	78
Figura 5.13: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Casarapa.	
Condición actual con estrategias.....	83
Figura 5.14: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Casarapa.	
Condición actual con estrategias.....	83
Figura 5.15: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Casarapa.	
Condición actual con estrategias.....	84
Figura 5.16: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Casarapa.	
con estrategias y demanda futura.....	85
Figura 5.17: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Casarapa.	
con estrategias y demanda futura.....	86
Figura 5.18: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Casarapa.	
con estrategias y demanda futura.....	86

INTRODUCCIÓN

La C.A. La Electricidad de Caracas (EDC), Región Guarenas-Guatire, presta servicio de energía eléctrica, a los Municipios Plaza, Zamora y parte de Acevedo del Estado Miranda. Actualmente el Sistema de Distribución de la Región se alimenta a través de siete (7) subestaciones: una (1) en un nivel de tensión de 8,3 kV y seis (6), en un nivel de 12,47 kV; todas alimentadas en 69 kV desde la subestación de transmisión Curupao.

Debido a que estos Municipios han experimentado recientemente un aumento en la demanda de energía eléctrica, motivado al desarrollo urbano e industrial, se propone llevar a cabo el estudio e investigación de esta realidad, con el fin de describir, evaluar y analizar la evolución que ha conducido a la misma y posibles tendencias futuras a fin de garantizar que el suministro de energía sea confiable y de calidad. En este sentido se plantea el estudio de planificación a corto plazo de las subestaciones de distribución Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa, de 12,47kV, la primera con capacidad instalada de 114 MVA distribuidos mediante diecisiete (17) circuitos de distribución, la segunda cuenta con 56MVA distribuidos por nueve (9) circuitos y la tercera cuenta con 56 MVA distribuidos por cinco (5) circuitos de distribución, que suplen cargas pertenecientes a los Municipios Plaza, Zamora y Acevedo del Estado Miranda.

El procedimiento para realizar el presente estudio se desglosa de la siguiente forma: En el Capítulo I se aborda el Problema de la Investigación con el objeto de fijar los objetivos, tanto general como específicos, así mismo, se delimita el alcance del estudio, la Justificación del trabajo y herramientas utilizadas. En el Capítulo II se habla de las bases teóricas. En el Capítulo III, se describe el Marco Metodológico. En el Capítulo IV, se aborda el análisis del Diagnóstico. En el Capítulo V, se plantean las estrategias de solución y en el Capítulo VI, se analizan los datos obtenidos a fin de emitir las correspondientes conclusiones del estudio.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Planteamiento del problema

El incremento de la población y la demanda de los servicios básicos depende de la economía y los recursos que un país o estado posea; y la relación entre el consumo de bienes y servicios y la dotación de estos, expresa la necesidad de planificar en forma metódica, una estrategia que permita llevar a cabo los planes tanto económico, social y estructural de una nación, en el sentido de satisfacer las necesidades prioritarias que la población requiera.

Para las empresas eléctricas, la planificación es una forma de anticiparse a las condiciones que se vivirán en un futuro a corto, mediano y largo plazo, pero que a pesar de no tenerse certeza del plazo de su establecimiento deben ir preparándose para ello, logrando de esta manera no ser tomados por sorpresa ante los cambios, enfrentándoles de manera exitosa.

La planificación en los sistemas de distribución de energía eléctrica, de la C.A La Electricidad de Caracas, se basan en criterios que responden a parámetros de calidad y confiabilidad, esto requiere la recolección de datos a fin de conocer la situación general de la red, permitiendo así, exponer el comportamiento, debilidades y donde se deben generar las inversiones necesarias para garantizar la expansión ordenada del Sistema.

En virtud de lo expuesto anteriormente, surge como necesidad un diagnóstico de operación de los circuitos que conforman la red de distribución de las subestaciones Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa, que alimentan parte de los Municipios Zamora, Plaza y Acevedo del Estado Miranda, para detectar problemas mediante la aplicación de herramientas y procedimientos convencionales aplicados por la empresa para diagnosticar las condiciones actuales y futuras de operación de los circuitos de

distribución. Si durante el diagnóstico se detecta alguna condición que no cumpla con los criterios establecidos en las normas técnicas de la empresa, deben plantearse estrategias que permitan corregir los problemas y garanticen la calidad y continuidad de servicio y la expansión de la zona, respetando las Normas y Criterios de Diseño de la EdeC.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo General

Realizar un estudio de Planificación a Corto Plazo, sobre los circuitos del sistema de distribución de las subestaciones: Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa en 12,47 kV, permitiendo conocer la situación operativa actual de los circuitos que conforman dicha red.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Realizar un diagnóstico de las condiciones actuales y futuras de la red de distribución de las Subestaciones: Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa en 12,47 kV.
- Detectar condiciones que incumplan las Normas y Criterios de Diseño de la EDC.
- Establecer estrategias que permitan corregir las condiciones fuera de límite permitido.
- Evaluar el costo beneficio asociado a las estrategias planteadas.

1.3 Justificación

En el presente trabajo se plantea realizar un estudio a corto plazo (de dos (2) años como máximo) de los circuitos de distribución de tres (3) subestaciones; Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa de 12,47kV, que alimentan a las ciudades de Guatire y

Guarenas del Estado Miranda; para determinar la situación actual de la red, considerando las premisas en cuanto a confiabilidad, operatividad y calidad del servicio, regidas por las Normas y Criterios de Diseño de la EdeC.

Con los resultados obtenidos y el análisis de los mismos, se realizará una Planificación, en una nueva evaluación de la red existente para el momento y en el planteamiento de las soluciones. De forma que no sólo se resuelven los problemas detectados sino que se garantice la calidad, continuidad, confiabilidad y expansión ordenada del sistema con la configuración más adecuada.

Para mantener el adecuado funcionamiento de la red de distribución y por consiguiente prestar un servicio de calidad, se debe verificar dentro de los límites establecidos ciertos parámetros como:

- Porcentaje de variación de tensión respecto al servicio establecido con el punto de suministro.
- Posibilidad de mejorar el sistema, mediante el análisis de las distintas tecnologías existentes.
- Continuidad y confiabilidad del servicio eléctrico en los próximos dos (2) años.
- Desbalance de tensiones en sistemas trifásicos.
- Luego de haber estudiado el Sistema, desarrollar estrategias que mejoren el sistema operativo de la red utilizado actualmente por la EDC, en la Red de Distribución de Guarenas – Guatire.
- Evidenciar el cumplimiento de las normas y criterios de diseño.
- Determinar los costos asociados a las estrategias planteadas y su implementación.

1.4 Herramientas

Para poder cumplir con los objetivos de este estudio, se emplearon los siguientes programas computacionales, estos son:

- PSS/ADEPT: Programa simulador de redes eléctricas para sistemas de distribución, usado para diseño, planificación y operación de dichas redes.
- ASP (Análisis de Sistemas Primarios): Programa desarrollado para la C.A. La Electricidad de Caracas por el Prof. Alberto Naranjo que simula los circuitos de distribución en distintas condiciones de operación.
- SIGRED (Sistema de Información Geográfica de Redes Eléctricas de Distribución): Programa fundamentado con cuenta con la base de datos de la información geográfica y de las redes eléctricas que permite de forma gráfica observar y obtener información de las instalaciones existentes, su ubicación en el espacio y los datos cartográficos del lugar en que se encuentran.

CAPÍTULO II

BASES TEÓRICAS

2.1 Sistema Eléctrico de Distribución

Un sistema de potencia consta básicamente de tres etapas específicas y diferenciadas que realizan las labores de: generación, transmisión y distribución, siendo habitual distinguir en el proceso de conversión y transporte de energía cuatro niveles funcionales como son: generación, transmisión, subtransmisión y distribución.

El sistema de distribución comprende todos los sistemas eléctricos que se pueden encontrar antes de entregar energía a los consumidores, en Venezuela comprende las tensiones ubicadas entre 120 V y 13.8 kV, (para el caso de la Electricidad de Caracas los niveles superiores son de 4.8 kV, 8.32 kV y 12.47 kV).

Dentro del Sistema de distribución se distinguen dos grandes niveles:

2.1.1 Sistema de Distribución Primario

El Sistema de Distribución Primario abarca un área relativamente grande, comienza a la salida de la subestación de distribución, está compuesta por cargas concentradas que son esencialmente transformadores de distribución y ciertos consumidores especiales como industrias de relativo tamaño y otros que tienen la capacidad de manejar niveles de tensión entre 2.4 kV y 13.8 kV. En su topología, se le refiere a troncal y ramales, ambos compuestos por una cadena de nodos consecutivos, los primeros transportan los mayores y mas importantes flujos de potencia, en tanto, los segundos son ramificaciones del troncal y por lo tanto son derivaciones que transmiten menor cantidad de potencia. Generalmente en la ruta troncal es donde ocurre la mayor caída de tensión y el calibre del conductor suele ser de mayor magnitud que el resto del circuito.

Los sistemas primarios según la densidad de la carga, calidad del servicio y topología del terreno se pueden disponer de diversas formas, entre las cuales están la radial, en anillo, mallado y múltiple.

2.1.2 Sistema de Distribución Secundario

Luego del paso por los transformadores de distribución al pasar a las tensiones de uso común, la energía se distribuye por los sistemas secundarios y finalmente por las acometidas individuales de consumidores, en esta etapa salvo en casos especiales, según el tipo de cliente y conexión necesaria los niveles de tensión se encuentran en 120 V, 208 V, 240 V, 277 V, 416 V, 480 V y 600 V.

El sistema secundario es la parte del sistema de distribución que posee alto crecimiento en comparación a los otros niveles del sistema eléctrico ya que continuamente se encuentra en ampliación y modificación.

2.2 Planificación del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica

La planificación es un proceso en el que se busca cumplir un objetivo en condiciones futuras previstas, manteniendo o mejorando las pautas iniciales de manera adecuada.

Planificación para la Real Academia Española, [3] se define como, Plan general, metódicamente organizado y frecuentemente de gran amplitud, para obtener un objetivo determinado, tal como el desarrollo armónico de una ciudad, el desarrollo económico, la investigación científica, el funcionamiento de una industria, etc.

En un sistema eléctrico de distribución la planificación es vital para su funcionamiento, ya que con esta se busca predecir las condiciones que a futuro se presentarán en el sistema; involucra la prestación del servicio de cargas o áreas con demandas y características propias que con el tiempo variarán y crecerán, y por lo tanto, requerirán de inversiones, de forma tal que permita mantener condiciones de flexibilidad y operatividad en el sistema.

El objetivo principal de la planificación en los sistemas de distribución de energía eléctrica es satisfacer convenientemente su demanda, en términos de la tasa de crecimiento, las densidades de carga y algunos otros parámetros; buscando la manera más económica y eficiente de realizarlo. El planificar mejora el uso de los recursos de la compañía, dando una mejor proyección de los gastos a futuro [4].

El resultado del proceso de planificación es un documento que contiene los pasos y secuencias a seguir para alcanzar objetivos propuestos, según el horizonte temporal al que esté planteado dicho estudio. Debiéndose hacer una propuesta de ubicaciones, longitudes de líneas de distribución, rutas y en fin, todos los equipos eléctricos necesarios para cumplir con los objetivos de servicio previstos, siempre y cuando se minimicen los costos por: pérdidas, energía dejada de vender e inversiones en la red.

La planificación según el tiempo que se estime la demanda, se clasifica en cuatro (4) tipos distintos:

Operacional: es aquella que busca satisfacer las demandas inmediatas del sistema.

Corto plazo: demandas a un plazo menor a los cinco (5) años, comúnmente el periodo de estudio alcanza 2 años de estimaciones.

Mediano plazo: demandas en un periodo comprendido entre cinco (5) y diez (10) años.

Largo plazo: periodo de estimación de demanda mayor a 10 años.

La planificación en el sistema de distribución, para poder cumplir con sus objetivos debe solventar necesidades operacionales, como: problemas de carga, control de voltaje, corrección del factor de potencia, ajuste de protecciones, mejoramiento del servicio y necesidades inmediatas del sistema (adiciones o mejoras del sistema existente).

2.2.1 Planificación a Corto Plazo

Es un estudio diagnóstico detallado de las condiciones actuales de operación de los circuitos primarios, y la manera como se comportará el circuito estudiado para el horizonte temporal establecido, es decir, cuando las obras proyectadas estén en pleno funcionamiento y cuando la demanda estimada sea la efectiva para el período en estudio, dicho período debe estar comprendido entre pocos meses y dos (2) años.

Adicionalmente al estudio de las condiciones normales de operación, actuales y futuras, se realiza un estudio adicional de gran importancia como lo es la condición de emergencia, que no es otra cosa que, el circuito en estudio a plena carga supliendo parte de la energía necesaria a un circuito adyacente a través de la interconexión.

Para todas las condiciones a estudiar del circuito, se evalúa el comportamiento de las variables que puedan garantizar su funcionamiento adecuado y protección del sistema ante fallas, estas son caída de tensión, niveles de cortocircuito para todos y cada uno de los nodos, porcentaje de carga en los conductores y ubicación de los seccionamientos.

De la evaluación a las variables mencionadas del sistema prosigue la etapa de estrategias, decisiones que de manera inmediata solucionarán las condiciones anómalas detectadas en el circuito de interés. Estas estrategias se plantean mediante anteproyectos concretos de adecuación de la red y se analizan cuan realizables pueden ser y los beneficios técnico-económicos que conllevan, convirtiendo posteriormente la mejor estrategia en una decisión que será un proyecto.

Los estudios de planificación a corto plazo tienden a plantear estrategias comunes, éstas deben ser concordantes con la directriz establecida en el plan rector a largo plazo. En las estrategias comúnmente aplicadas se pueden encontrar [4]:

2.2.1.1 Cambio de calibre

Consiste en la sustitución por tramos, de conductores de calibre con capacidad de flujo de potencia definida por otro conductor de mayor capacidad, que permita cumplir con las condiciones de capacidad de carga, establecidas por norma en la empresa, y que en consecuencia brinda beneficios adicionales como: menor caída de tensión, reducción de pérdidas y permite al circuito poder asumir nuevas cargas, en condiciones de emergencia poder asistir circuitos adyacentes y alimentar las cargas existentes.

2.2.1.2 Instalación de capacitores

Esta medida permite mejorar los perfiles de tensión de la red y reducir las pérdidas técnicas, ésta medida depende de estudios adicionales de los perfiles, presencia de armónicos y pérdidas en la red, aunado a la evaluación económica previa respectiva.

2.2.1.3 Traspasos de carga

Es la estrategia que suele traducirse en reducción de costos por adecuación, debido a que, sólo requiere maniobras en equipos, ya existentes en la red.

Consiste en conectar carga del circuito en estudio, en otro circuito que permita interconexión, que se encuentre menos cargado.

Este traspaso es de forma permanente y disminuye la demanda del circuito descargado, y de esta forma poder operarlo dentro de los límites establecidos de operación, en condiciones normales y emergencia.

Alternativamente a la descarga de un circuito, esta estrategia se aplica para poder balancear las cargas en el sistema, suplir energía a nuevos clientes, brindar confiabilidad a la carga transferida, equilibrar el crecimiento de cargas entre otras.

2.2.1.4 Instalación de protecciones suplementarias

Consiste en la instalación de equipos de protección y/o seccionamiento de cargas, adicionales a los existentes, de forma que se pueda evitar y/o reducir, la pérdida de carga o de otra manera permita tener la capacidad de recuperar rápidamente la carga afectada. Estos equipos adicionales deben ubicarse en sitios estratégicos de los circuitos, que posean índices de falla elevados, de manera tal que, se pueda responder de manera eficaz y eficiente, reduciendo la magnitud de carga no servida.

2.2.1.5 Cambio de Tensión

Es la estrategia que involucra mayores inversiones, ya que consiste en adecuar un circuito completo o un sector específico para poder operar en 12.47kV, desde su tensión de origen que puede ser en el caso de la EDC de 4,8kV ó 8,3kV. Entre muchas adecuaciones incluye ajustes o sustitución en: aislamiento de equipos y conductores, de equipos de protección, tensiones de operación de transformadores, entre muchas más, aunado al extenso tiempo de ejecución de dicho proyecto. Sin embargo, la evaluación técnico-económica determina si es o no la mejor estrategia aplicable.

2.2.2 Planificación a Mediano Plazo

La planificación a mediano plazo se basa en la estimación de carga para un período comprendido entre los cinco (5) y diez (10) años, con la finalidad de establecer estrategias de expansión de las subestaciones existentes, ubicación de rutas para nuevos alimentadores, desarrollo de nuevas subestaciones, e inclusive estrategias que adecuen la red para evitar problemas futuros.

2.2.3 Planificación a Largo Plazo

La planificación a largo plazo, requiere de una estimación de las condiciones demográficas, económicas y financieras de una zona específica, previstas para un período de diez (10) a veinte (20) años, con el fin de poder suplir de manera adecuada la demanda prevista en la estimación, contempla estrategias de gran impacto como

que permitan aumento de la capacidad de generación, transmisión y transformación de la empresa, considerándose de esta manera un plan rector para la planificación a corto y mediano plazo.

Entre las estrategias se pueden encontrar:

- Construcción de nuevas plantas de generación.
- Subestaciones de transformación y distribución.
- Nuevas líneas de transmisión.

2.3 Antecedentes Históricos de la Electricidad de Caracas

La Compañía Anónima La Electricidad de Caracas, es fundada el 12 de Noviembre de 1895, comienza sus operaciones en 1897, al poner en funcionamiento dos unidades de generación, cada una con capacidad de 420 kW en la planta El Encantado, instalada en el curso del río Guaire.

El 20 de Octubre de 1987 es autorizada por la Comisión Nacional de Valores para actuar como Sociedad Anónima Inscrita de Capital Abierto (S.A.I.C.A.) y el 23 de Diciembre del mismo año como Sociedad Anónima de Capital Autorizado (S.A.C.A.). En Julio de 1994 deja de actuar como Sociedad Anónima Inscrita de Capital Abierto, por lo que la denominación pasa a ser es C.A. La Electricidad de Caracas S.A.C.A.

En Julio del año 2000, a través de un proceso de Oferta Publica de Adquisición (OPA), The AES Corporation obtuvo el 84 por ciento de las acciones de la EdeC y de la Corporación Electricidad de Caracas. Así, la EdeC pasa a formar parte de esta corporación internacional que suman en el ámbito mundial, unos quince (15) millones de clientes que disfrutan del servicio eléctrico.

En Febrero del 2007, el gobierno del presidente venezolano, Hugo Chávez, y la mayor accionista de la Electricidad de Caracas, AES, firman acuerdo para la compra-venta de la empresa. Acuerdo que forma parte del plan de nacionalización anunciado

por Chávez, que incluye el sector eléctrico nacional y la principal telefónica del país. La EdeC esta domiciliada en Caracas, Distrito Federal y su sede principal se encuentra en el edificio La Electricidad de Caracas en la avenida Vollmer de la urbanización San Bernardino.

2.4 Estructura Organizativa de la EdeC

La Electricidad de Caracas, tiene una estructura organizativa particular, proveedora de servicio eléctrico a la gran Caracas y sus alrededores. Atiende a más de cuatro millones de habitantes, cubriendo una extensión de 4.800 km², lo que representa más del 20 por ciento de la población venezolana en las áreas de: generación, transmisión, distribución y comercialización.

2.4.1 Generación

Para satisfacer la demanda de energía eléctrica en Caracas, estimada en 1.887 MW, La Electricidad de Caracas cuenta con un parque de generación conformado por siete (7) plantas con una capacidad de 2.236 MW, lo cual representa aproximadamente el 11% del sector eléctrico venezolano. El parque termoeléctrico de La EdeC, utiliza como combustible gas y fuel oil.

2.4.2 Transmisión

La Electricidad de Caracas genera en sus plantas termoeléctricas aproximadamente el 80% de la energía demandada, e importa el 20% restante a través del Sistema Interconectado Nacional.

La energía eléctrica es transportada a través de cien subestaciones de transmisión y subtransmisión, 1.300 kilómetros de líneas aéreas y 817 kilómetros de líneas subterráneas de alta tensión en 223 circuitos. El transporte de la energía se efectúa en tres anillos de transmisión: 230, 69 y 34.5 kV.

La energía importada proviene de las centrales hidroeléctricas ubicadas al sur del país, que llega a la zona servida a través del Sistema Interconectado Nacional, cuya red troncal está constituida por líneas de 765, 400 y 230 kV. La conexión a dicho Sistema la efectúa La EdeC por dos (2) subestaciones de 1.100 MW de capacidad máxima. La operación del Sistema se soporta en un sistema de Supervisión y control (SCADA).

2.4.3 Distribución

La Electricidad de Caracas lleva el fluido eléctrico a más del 26% de los clientes del sector eléctrico venezolano. Distribuye la energía a sus clientes desde 94 subestaciones, 3.330 km de circuitos aéreos y 2.413 km subterráneos en 12,47 kV y 4,8 kV. Desde siete (7) Centros de Servicio, se presta la logística necesaria para apoyar las labores de diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema de distribución.

Se utiliza tecnología de punta para efectuar trabajos de mantenimiento en líneas energizadas y termografía de gases, entre otras, para detectar posibles puntos de falla.

2.4.4 Comercialización

En esta área la EdeC posee un recurso humano altamente capacitado apoyado con una plataforma tecnológica que controla los procesos del complejo ciclo comercial: contratación, lectura de medidores, facturación, cobro, órdenes de servicio e instalación de servicio nuevo, lo anterior se mide a través de los índices de calidad de atención.

2.5 Reseña histórica de la Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA)

El 05 de Enero de 1967 se funda la Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA). Surte de energía eléctrica a todas las áreas de los Municipios Plaza, Zamora y parte de Acevedo del Estado Miranda.

La Compañía tenía su sede frente a la Plaza Bolívar de Guarenas, Edificio de la Electricidad propiedad de Inversiones Tacona; ahí se llevaba a cabo el trabajo relacionado con la atención al suscriptor.

En 1969 ELEGGUA comienza a funcionar en Guatire en el Edificio Centro Cívico hasta mediados del año 1973. Desde esa fecha hasta la actualidad, fija su sede en la Carretera Nacional Guarenas-Guatire.

En el año 1978, con la culminación de la autopista Guarenas-Guatire, el Valle de Guarenas y Guatire experimenta un gran desarrollo, inicialmente industrial y posteriormente residencial, convirtiéndose desde entonces en la zona con mayor índice de crecimiento en materia eléctrica de todo el país.

La Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA), es una empresa dedicada a distribuir y comercializar energía eléctrica; así como también, proveer el mejor servicio eléctrico, y está comprometida a responder a las expectativas de sus clientes; a través del plan de nacionalización y futura unificación del sistema eléctrico nacional.

2.6 Sistema de Distribución de ELEGGUA

En la actualidad, la Coordinación de Planificación y Desarrollo del Centro de Servicio Rufino González, sede de la Región Guarenas-Guatire, se encarga de garantizar a los clientes de la zona un servicio eléctrico confiable, eficiente, seguro y con calidad, a través de seis (6) Subestaciones de Distribución que permiten el suministro de la energía eléctrica a los municipios Plaza, Zamora y parte de Acevedo del Estado Miranda.

Estas Subestaciones son: Santa Cruz, Trapichito, Luis Caraballo, Eleggua, Guarita y Casarapa.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Etapas del proceso de Planificación a Corto Plazo.

La metodología utilizada en el presente estudio está enmarcada, según su objetivo interno en el nivel de una Investigación Descriptiva ya que su norma de observación se fundamenta en precisar los hechos que caracterizan una situación planteada, tomando como reseña criterios de estudios anteriores. Según Sabino. C. (2000). “Las investigaciones descriptivas utilizan criterios sistemáticos que permiten poner en manifiesto la estructura o el comportamiento de los fenómenos en estudio, proporcionando de ese modo información sistemática y comparable con la de otras fuentes”. (p. 62).

A tal efecto, la investigación describe el estado actual y las condiciones operativas de los circuitos que componen la Red de Distribución de las Subestaciones Luis Caraballo, Elegua y Casarapa. Al detallar el comportamiento de dichos circuitos el mismo está soportado por un diagnóstico, que evalúa, los diferentes fenómenos que afecten de una u otra forma el desempeño normal del sistema.

La planificación, es una secuencia compleja de pasos y decisiones que de ser realizados y tomados en cuenta de manera acertada permite a futuro la consolidación de los objetivos planteados a plazo, sea este según la necesidad de corto, mediano o largo plazo.

Para tomar las determinaciones de manera correcta y ordenada, es decir, planificar, es necesario cumplir una secuencia de pasos o etapas, que en este caso según plantea la Coordinación de Planificación de Distribución de la C.A. La Electricidad de Caracas, de manera global las etapas de la planificación son:

- Recopilación de Información.

- Creación de Archivos .dat
- Verificación de Archivos.
- Análisis de Circuitos.
- Planteamiento de Estrategias.
- Elaboración de Anteproyectos.

3.1.1 Recopilación de información

Es la parte más importante del proceso de planificación debido a que de ser errada la información obtenida, serán errados los datos procesados, por lo tanto, la información debe ser fiable y actualizada.

Las fuentes de información empleadas son:

3.1.1.1 Planos de Operación de los circuitos y planos macros de las subestaciones

Los planos de operación y macros, son la imagen fiel y exacta, de la disposición física de los circuitos, en ellos se observa los servicios ya activos y las rutas que recorre. Sin embargo, en el área de planificación al existir solicitudes de nuevos servicios, ampliación o retiro de servicios ya existentes, así como modificaciones para la adecuación de la red, estos planos deben mostrarlas, de forma tal de conocer a futuro, cuál será la disposición física de elementos y su impacto.

De los planos de operación en conjunto al SIGRED permite obtener la longitud y calibre de los conductores, servicios prestados, tipos de conexiones, capacidad instalada, seccionamiento e interconexiones, equipos de protección, todo ello con su identificación propia y única.

3.1.1.2 Diagrama unifilar de la subestación

Muestra el número de unidades de transformación, capacidad nominal y a ventilación forzada, relación de transformación, tipo de conexión, impedancia, esquema de barra e interruptores.

3.1.1.3 Histórico de Demandas máximas

Según la cantidad de información que se requiera por un período específico, directamente del SCADA se obtienen: las demandas máximas por circuito y por barra, nivel de tensión, datos que sirven para controlar el comportamiento de la demanda y hallar posteriormente factor de potencia, factor de carga, factor de pérdidas y potencia aparente suministrada de cada circuito primario de la subestación.

3.1.1.4 Niveles de cortocircuito de la Subestación

Reporte proveniente del personal encargado de las líneas de transmisión en el cual se dispone de los niveles de cortocircuito por cada barra de salida de la subestación.

3.1.1.5 Reporte de fallas e indicadores de calidad de servicio técnico

En ellos se registran todas las fallas detectadas por circuito, muestran su ubicación, causa, duración de la interrupción y la magnitud de la energía dejada de suplir.

3.1.1.6 Solicitudes de Proyectos

Agrupar los proyectos de procedencia externa (clientes) e interna (empresa), contiene la obras a ejecutar para la prestación del servicio, las categorías que agrupa incluye nuevos servicios, ampliación de la capacidad de servicios existentes, adecuación de la red mediante interconexiones, seccionamientos, trasposos de carga con otros circuitos, etc. Con esta información se dibuja en el plano las modificaciones en la red que originen los proyectos.

3.1.2 Realización del Esquema Interno de la Subestación

Este esquema es realizado directamente, con la recopilación de información directamente en campo, muestra la disposición de los conductores por circuito a través de las bancadas y sótanos de la subestación, hasta la salida de los circuitos a la calle.

3.1.3 Estimación de la Demanda

Se realiza, actualiza o revisan los estudios de caracterización de la demanda por circuitos y subestaciones para el período en estudio, según el área cartográfica que ocupe, se verifica su comportamiento con las demandas obtenidas del SCADA, luego de haber depurado la data obtenida de lecturas erróneas e incongruentes.

3.1.4 Creación de los archivos .dat de los circuitos

A partir de la información obtenida, proveniente de los planos de operación y SIGRED y mediante el uso de la herramienta computacional PSS/ADEPT, se realiza de manera gráfica la construcción del circuito que debe plasmar la condición de operación que se desee de manera fiel a la realidad.

3.1.5 Verificación de Archivos

Consiste en verificar que todo lo creado en los archivos .dat, cumple con las condiciones que se estudian, se verifica:

- Los parámetros del programa: voltaje nominal, costos de condensadores, conductores, etc.
- La capacidad instalada, respecto a lo que muestran los planos de operación.
- Funcionamiento de las interconexiones tanto en el circuito en estudio, como al que se interconecta.

3.1.6 Análisis del circuito

El análisis del circuito se realiza bajo diversas condiciones de operación, éstas son:

3.1.6.1 Condición Actual de Operación

Esta permite conocer para la situación actual de funcionamiento, cómo se desempeña el circuito, se busca saber cuales son los aspectos críticos de funcionamiento y se verifica el cumplimiento criterios de funcionamiento y estándares de calidad de prestación del servicio.

3.1.6.1.1 Condición Normal de Operación

De acuerdo a las condiciones de funcionamiento previamente establecidas como funcionamiento habitual del circuito, es decir, con sus cargas conectadas normalmente y la demanda actual, se realiza un conjunto de estudios que permitan establecer el comportamiento del sistema, de acuerdo con los criterios establecidos por la coordinación de planificación y se determinan cuales son los elementos críticos que puedan afectar el funcionamiento actual, y el posterior crecimiento de la demanda y expansión de la red.

3.1.6.1.2 Condición de Emergencia

Se estudia el comportamiento del circuito al suplir la demanda de un circuito que por avería, falla o interrupción programada no pueda servir por si mismo su demanda, esta operación se realiza en conjunto a otro circuito emergente adyacente. Esta condición, permite conocer la capacidad máxima de potencia, que se puede entregar a través de cada uno de sus ID's de interconexión, sin que el circuito tenga problemas de sobrecarga o excesiva caída de tensión, tiene que prestar el respaldo al circuito fallado por medio de cada una de sus interconexiones.

El análisis en esta condición contempla una falla simple, ubicada en un punto cualquiera antes del seccionamiento que alimenta el troncal. Las cargas del circuito fallado, mediante maniobras, se dividen posteriormente, en dos partes a que independientemente serán asistidas por circuitos adyacentes distintos.

3.1.6.2 Condición Futura de Operación

Esta condición contempla el estudio del comportamiento del circuito ante el crecimiento esperado de la demanda, y el impacto que genera en la red la realización de los proyectos pendientes en la actualidad.

En esta posible condición a futuro, de igual manera que en las condiciones actuales de operación se realizan la simulación del circuito en las condiciones de operación **normal y en emergencia**, para verificar su funcionamiento.

Al realizar las simulaciones en cada una de las condiciones deseadas, se generan reportes de flujo de carga, pérdidas, caídas de tensión, capacidad de carga ocupada por tramo, así como los niveles de cortocircuitos respectivos.

Luego de realizado el análisis de los circuitos, se diagnostican y verifican los puntos del sistema que no cumplan con los criterios establecidos de funcionamiento, además de los elementos que a pesar, de su correcto funcionamiento estén obsoletos y a futuro puedan afectar el funcionamiento adecuado y/o afecten la capacidad de expansión de la red. De no cumplirse alguna de las condiciones de funcionamiento adecuado, se debe establecer la causa y proponer las estrategias de solución.

3.1.7 Planteamiento de Estrategias

Ante posibles situaciones inadecuadas de funcionamiento en alguna de las condiciones en estudio, se deben plantear soluciones o estrategias que permitan solventar las condiciones no deseadas y que adicionalmente desde el punto de vista económico y técnico sean factibles.

Entre las acciones que se suelen proponer ante situaciones inadecuadas de funcionamiento según su prioridad están: [4]

3.1.7.1 Adecuación de los circuitos

Es una estrategia que conforma acciones impostergables que deben realizarse en el circuito. Entre varias puede comprender problemas como: capacidad de carga excedida, caída de tensión fuera de límite, traspasos de carga a circuitos en otro nivel de tensión, capacidad de interrupción de algún elemento excedida.

3.1.7.2 Mejora de los circuitos

Grupo de acciones conformado por estrategias que permitan resolver problemas potenciales, como por ejemplo: capacidad de expansión.

3.1.7.3 Anteproyectos Especiales

Grupo de acciones que permitirán al circuito de distribución cumplir con exigencias originadas por nuevos proyectos o por consideraciones estratégicas. Las medidas a tomar pueden ser: sustitución o retiro de equipos y elementos obsoletos, incorporación de equipos que mejoren la confiabilidad del circuito, retiro de equipos subutilizados, entre otros.

3.1.8 Elaboración de anteproyectos

Una vez planteadas las posibles estrategias de solución, se diseñan de manera detallada en planos de operación, las acciones que propone y materiales necesarios, las acciones de esta etapa son:

- Realización de Dibujo que muestre:
 - Maniobras a realizar.
 - Equipos y conductores a retirar y a instalar.
 - Obras civiles requeridas.

- Elaboración de Presupuesto del anteproyecto, en el que se estiman costos, usando unidades de construcción.

La figura 3.1 muestra el flujograma que contiene las etapas de planificación realizadas en el presente estudio.

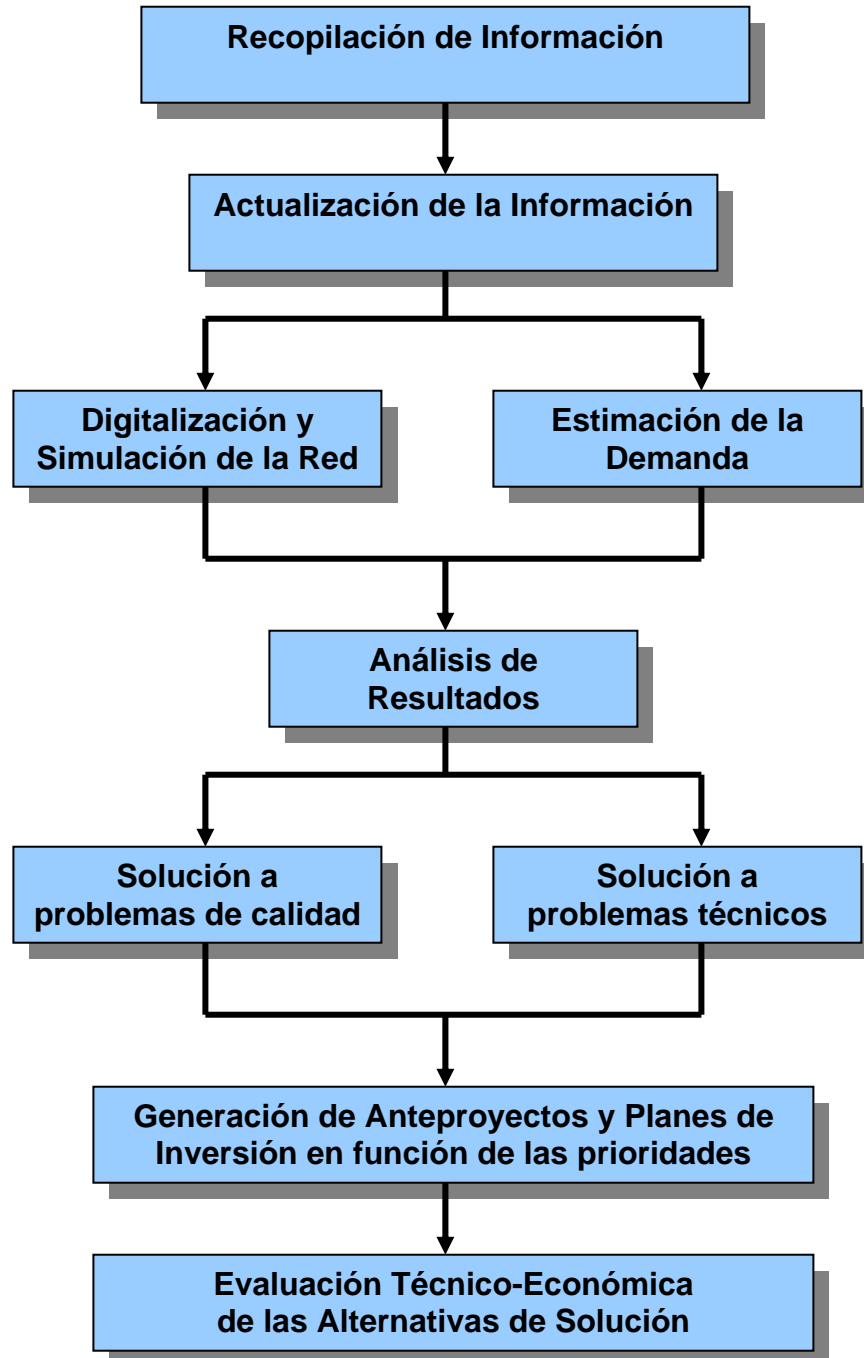


Figura 3.1: Etapas del Estudio de Planificación a Corto Plazo

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN Y DIAGNÓSTICO DE LAS SUBESTACIONES EN ESTUDIO

4.1 Descripción de las Subestaciones en Estudio

La Región Guarenas-Guatire de la Electricidad de Caracas supe de energía a las zonas conformadas por los Municipios Plaza, Zamora y parte del Acevedo del Estado Miranda. Esta zona es conocida desde el punto de vista urbanístico como el eje Ciudad Fajardo-Araira, abarca por el oeste desde el sector denominado Mampote, cubriendo Guarenas-Guatire en toda su extensión y finaliza por el este, en la región denominada Araira. Tiene asociada un área electrificada de aproximadamente 8.843 Ha (88.430.000 m²). Actualmente, la Región presta servicio eléctrico mediante seis (6) subestaciones de distribución ubicadas en zonas específicas de la región, de las cuales tres (3) son objeto de éste estudio, éstas son Subestación Luis Caraballo, Elegua y Casarapa.

4.1.1 Subestación Luis Caraballo

En la actualidad es alimentada por la línea de transmisión proveniente de la Subestación Curupao en 69kV. Cuenta con cuatro (4) unidades de transformación instaladas operando su distribución primaria en 12,47 kV desde una barra con seccionamiento (en condiciones normales abierto), que distribuyen diecisiete (17) circuitos con un total de 115 planos de operación. Estos fueron solicitados al grupo Planoteca. Una vez recibido los planos, la información contenida en ellos fue verificada y en algunos casos, actualizada tomando como base original los Planos de Operación del CCO. Las características se muestran en la Tabla 4.1:

La demanda máxima coincidente de la Subestación, para el año 2007 entre los meses de Enero y Junio fue de 23,63 MVA, con un factor de potencia de 0.99.y capacidad firme de 100,8 MVA.

Tabla 4.1: Características de las Unidades de Transformación de la S/E Luis Caraballo.

Características	Unidad 1	Unidad 2	Unidad 3	Unidad 4
Capacidad Normal (kVA)	15.000	15.000	15.000	18.000
Capacidad con Ventilación Forzada (kVA)	28.000	28.000	28.000	30.000
Relación de Transformación (kV)	67/12,47	67/12,47	67/12,47	67/12,47
Conexión	DY	DY	DY	DY
Impedancia	7,55%	7,75%	7,64%	9,25%

La Subestación Luis Caraballo alimenta a diecisiete (17) circuitos de distribución, identificados como A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8, A9 en la barra A y B1, B2, B3, B4, B5, B7, B8 en la barra B de la Subestación, estos circuitos están dispuestos mediante 308,788 km de líneas de distribución compuestas por 19,464 km de conductores subterráneos y 289,324 km de líneas aéreas. Los circuitos A5, A8 y B2 son doble copa

La red de distribución tiene instalados 114 MVA de transformación a nivel secundario, con un factor de utilización promedio de 52%.

El diagrama unifilar de la Subestación Luis Caraballo se muestra en la figura 4.1:

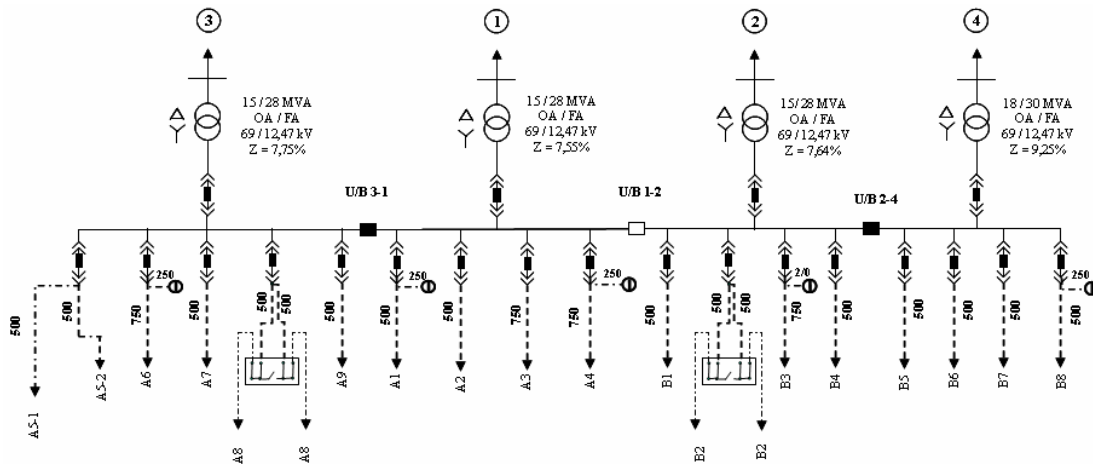


Figura 4.1: Diagrama unifilar simplificado de la S/E Luis Caraballo.

Las rutas que tienen los circuitos de la S/E Luis Caraballo, se muestran en la figura 4.2:

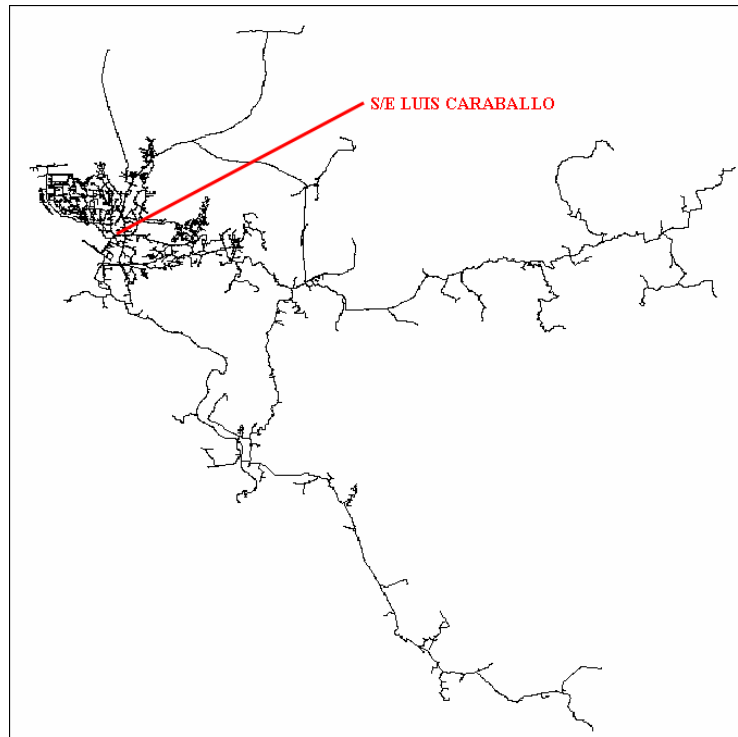


Figura 4.2: Rutas de los circuitos pertenecientes a la S/E Luis Caraballo.

4.1.2 Subestación Elegua

La Subestación Elegua posee instaladas dos (2) unidades de transformación operando su distribución primaria en 12,47 kV, con las características que se muestran en la Tabla 4.2:

Tabla 4.2: Características de las Unidades de Transformación de la S/E Elegua.

Características	Unidad 1	Unidad 2
Capacidad Normal (kVA)	15.000	15.000
Capacidad con Ventilación Forzada (kVA)	28.000	28.000
Relación de Transformación (kV)	67/12,47	67/12,47
Conexión	DY	DY
Impedancia	7,75%	7,75%

La figura 4.3 muestra el diagrama unifilar de la Subestación Eleggua, que está conformada por un esquema de barra simple seccionada, normalmente abierta y sus barras de alta tensión son alimentadas por las líneas de 69kV de la Subestación Curupao de la C.A. La Electricidad de Caracas.

La Subestación Eleggua alimenta a nueve (9) circuitos de distribución con un total de 36 planos de operación, cuya información fue verificada con los Planos de Operación del CCO, los circuitos están identificados como A1, A2, A3, A4, A5 y B1, B2, B3, B4, estos circuitos están dispuestos en forma radial mediante 72,943 km de líneas de distribución compuestas por 11,666 km de conductores subterráneos y 61,277 km de líneas aéreas. Los circuitos A3 y B1 son doble copa.

La capacidad firme de la subestación es de 33,6 MVA, con una demanda máxima coincidente de 20,61MVA entre los meses de Enero y Junio del año 2007 y un factor de potencia de 1. La red de distribución tiene instalados 56 MVA de transformación a nivel secundario, con un factor de utilización promedio de 48%.

El diagrama unifilar de la subestación Eleggua se muestra en la figura 4.3:

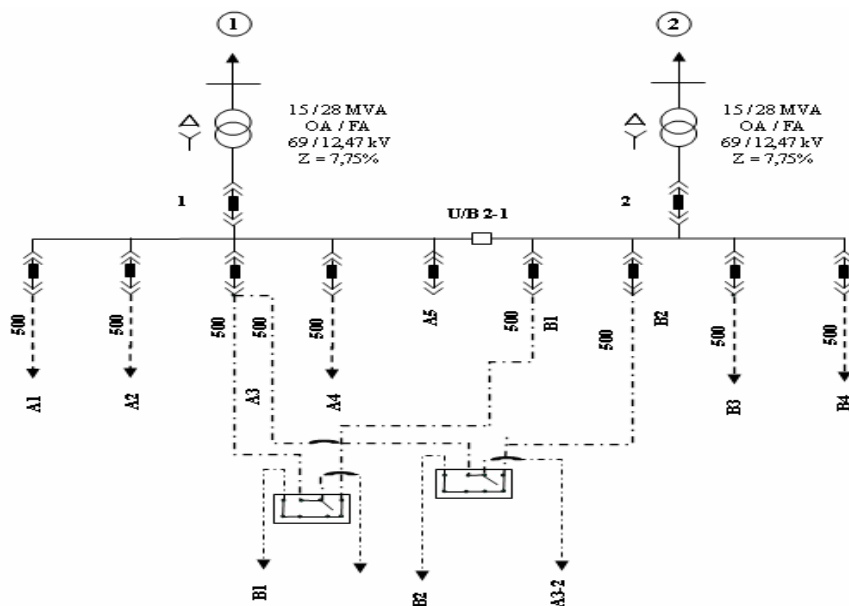


Figura 4.3: Diagrama unifilar simplificado de la S/E Eleggua.

Las rutas que tienen los circuitos de la subestación Eleggua, se muestran en la figura 4.4:

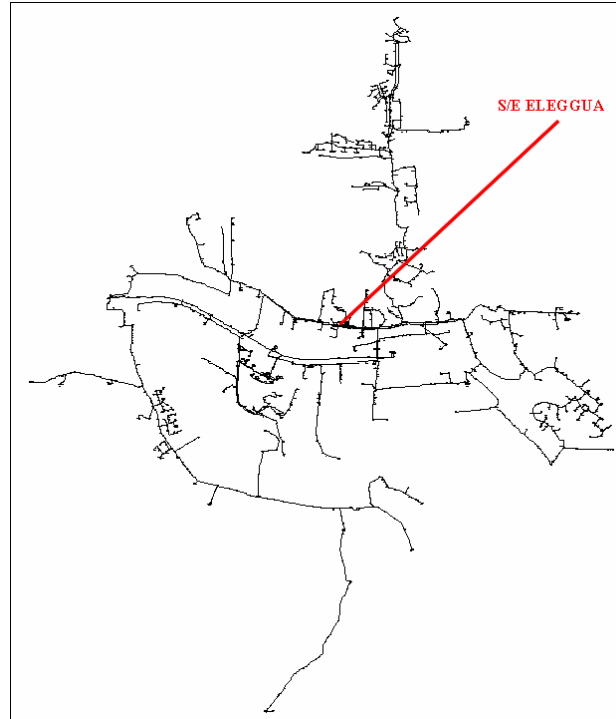


Figura 4.4: Rutas de los circuitos pertenecientes a la S/E Eleggua.

4.1.3 Subestación Casarapa

Es la subestación más nueva de la región, pero debido al gran crecimiento poblacional de la zona que ésta sufre fue necesario realizar este estudio, al igual que las dos anteriores es alimentada por la línea de transmisión proveniente de la subestación Curupao en 69kV. Cuenta con dos (2) unidades de transformación instaladas operando. Su distribución primaria en 12,47 kV desde una barra con seccionamiento que se encuentra normalmente abierta, con esta distribuye a cinco (5) circuitos. Se dispone de 6 planos de operación, los cuales fueron verificados y en algunos casos, actualizados de acuerdo a los Planos de Operación del CCO; los circuitos se identifican como A1, A2, A3, y B1, B2, estos están dispuestos en forma radial mediante 39,648 km de líneas de distribución compuestas por 2,366 km de conductores subterráneos y 37,282 km de líneas aéreas.

Tabla 4.3: Características de las Unidades de Transformación de la S/E Casarapa.

Características	Unidad 1	Unidad 2
Capacidad Normal (kVA)	15.000	15.000
Capacidad con Ventilación Forzada (kVA)	28.000	28.000
Relación de Transformación (kV)	67/12,47	67/12,47
Conexión	DY	DY
Impedancia	7,75%	7,75%

La red de distribución tiene instalados 56 MVA de transformación a nivel secundario, con un factor de utilización promedio de 39%.

La demanda máxima coincidente de la subestación, entre los meses de Enero y Junio del año 2007 fue de 20,43 MVA, con un factor de potencia de 1, y la capacidad firme es de 33,6 MVA.

El diagrama unifilar de la Subestación Casarapa se muestra en la figura 4.5:

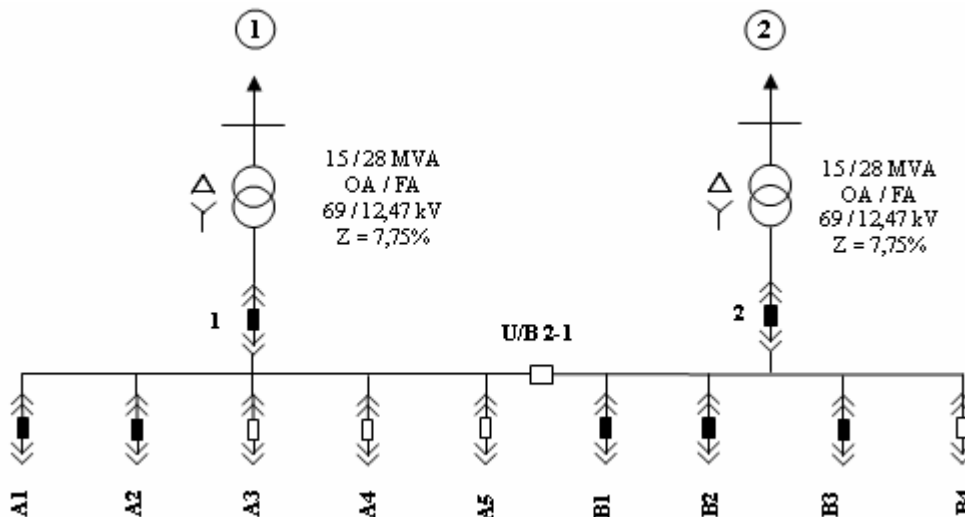


Figura 4.5: Diagrama unifilar simplificado de la S/E Casarapa.

Las rutas que tienen los circuitos de la S/E Casarapa, se muestran en la figura 4.6:

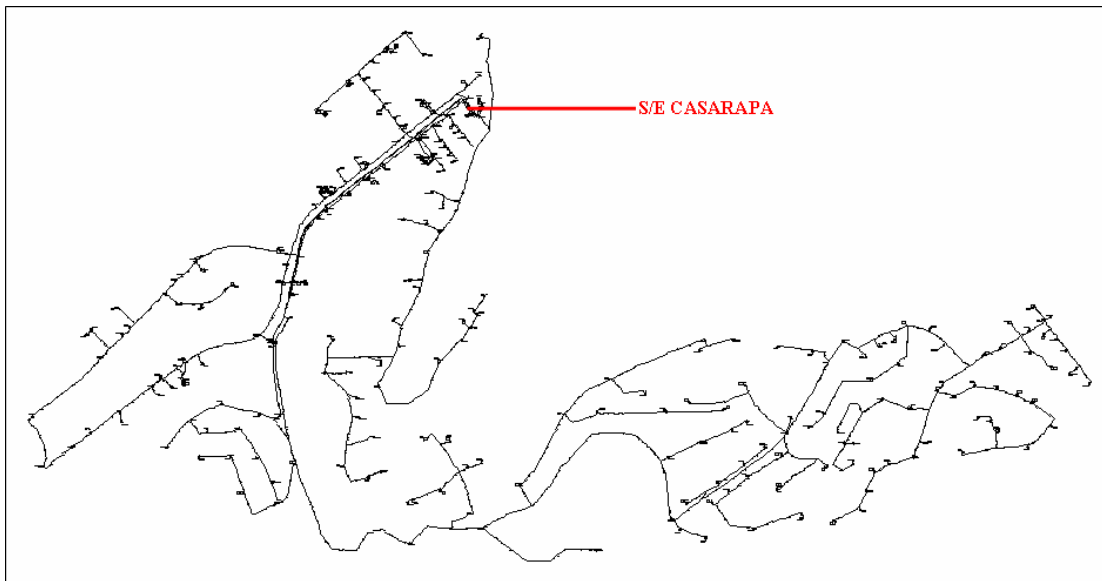


Figura 4.6: Rutas y de los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa.

4.2 Diagnóstico de los circuitos de las subestaciones Luis Caraballo, Elegua y Casarapa

En este capítulo se realiza un resumen por circuito de los problemas encontrados en cada subestación, así como otros puntos que deben ser considerados para mejorar las condiciones de los circuitos analizados.

Con el fin de garantizar el funcionamiento de la red a corto plazo bajo los criterios técnicos definidos, luego del efecto del crecimiento de la demanda y realización de proyectos tanto de clientes como propios de la empresa, las estrategias aplicadas en la condición actual se deben verificar mediante la realización de simulaciones conforme al crecimiento y cambios esperados de la red.

En la tabla 4.4 se muestra la descripción de las diferentes situaciones que presentan los circuitos en su condición actual y en su condición futura, ésta servirá de

referencia para realizar las observaciones por circuito de las subestaciones Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa:

Tabla 4.4: Situaciones que presentan los circuitos en condición actual y futura

Situación	Descripción
1	Se excede $2/3$ de la capacidad de emergencia del conductor, lo cual implica que en este tramo el circuito no es confiable para asistir hasta el 33% de la demanda de un circuito adyacente fallado, lo que hace necesario por lo menos otro circuito adyacente para lograr asistir la demanda total del circuito fallado.
2	Se excede la capacidad normal del conductor, lo cual implica que el circuito no es confiable para asistir hasta el 20% de la demanda de un circuito adyacente fallado, lo que hace necesario por lo menos otro circuito adyacente para lograr asistir la demanda total del circuito fallado
3	Se excede la capacidad de emergencia del conductor, lo cual implica que el circuito no esta capacidad para asistir la demanda de un circuito adyacente fallado, lo que hace necesario por lo menos otro circuito adyacente para asistir la demanda total del circuito fallado
4	Baja tensión en circuito de emergencia, lo cual implica que el circuito de emergencia no esta en capacidad para asistir la demanda total ante una falla. Esto hace necesaria la existencia de por lo menos otro circuito de emergencia adyacente para asistir la demanda total fallada.
5	Carga del circuito de emergencia excede el 100%, lo cual impide que el circuito adyacente proporcione emergencia ante una falla, esto podría ocasionar la pérdida de carga en el circuito y hace necesaria la existencia de por lo menos otro circuito de emergencia adyacente para asistir la demanda fallada.

4.2.1.1 Condición actual de los circuitos pertenecientes a la subestación Luis Caraballo

De acuerdo a los criterios de diseño y operación de los circuitos de distribución, se realizó el diagnóstico de las condiciones actuales de los circuitos primarios de distribución de la subestación Luis Caraballo en condiciones de operación normal y en emergencia, referidas a caída de tensión, capacidad de carga de las líneas, porcentajes de pérdidas, y las fallas ocurridas por cuadrículas con sus respectivas causas.

La condición de carga por tramos de los circuitos de la S/E Luis Caraballo, se encuentra en la tabla 4.5, en ella se muestra el tramo de conductor más cargado, destacando adicionalmente el lugar donde la tensión tiene su mínimo valor a lo largo del circuito y las observaciones referidas a la tabla 4.4.

Tabla 4.5: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Luis Caraballo, Condición actual.

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	N° DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	PD	ID	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.		OBSERVACIONES
						%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN	
LCB A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	101	54	75 (CD6651_1)	2,00 (PD17534)	113 (CD6651_1)	3,10 (PD17534)	- Situación 4 con LCB A7. - Situación 5 con LCB A3 y LCB B3.
LCB A2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/IND	77	29	89 (CD6652_1)	3,30 (PD47581)	110 (CD6652_1)	4,10 (PD47581)	- Situación 1 en tramo 6652_3 / 6652_17, 216 m 4/0 AL. - Situación 5 con LCB A3.
LCB A3	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	243	56	132 (LD6653_4)	8,40 (PD30078)	169 (LD6653_4)	11,30 (PD30078)	- Situación 3 a la salida del circuito. - Situación 4 con LCB A6 y LCB A7.
LCB A4	750 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	52	36	69 (CD6654_1)	1,30 (PD29540)	102 (CD6654_1)	1,90 (PD29540)	- Situación 1 en tramo 6654_5 / 6054_87, 40 m 4/0 AL. - Situación 4 con LCB A6.
LCB A5	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	74	37	50 (CD6655_1)	1,20 (PD48057)	65 (CD6655_1)	1,60 (PD48057)	- Situación 4 con LCB A6. - Situación 5 con LCB A3.
LCB A6	750 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	219	51	108 (CD6656_38)	15,90 (PD48369)	167 (CD6656_38)	29,50 (PD48369)	- Situación 2 en tramo 6656_38 / 6556_39, 28 m 2/0 PLT. - Situación 1 en tramo 6656_132 / 6656_133, 376 m 1/0 AL. - Situación 5 con LCB A3.
LCB A7	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	170	58	86 (CD 6657_1)	11,60 (PD49083)	124 (CD 6657_1)	19,40 (PD49083)	- Situación 1 en tramo 6657_3 / 6657_12, 498 m 4/0 AL. - Situación 5 con LCB A3 y LCB B3.
LCB A8	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	102	67	90 (CD6658_1)	2,40 (PD47282)	105 (CD6658_1)	2,80 (PD47282)	- Situación 1 a la salida del circuito. - Situación 4 con LCB A7.
LCB A9	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	73	34	66 (CD6659_1)	2,20 (PD39203)	85 (CD6659_1)	2,90 (PD39203)	- No presentó problemas.
LCB B1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	69	18	43 (CD6661_1)	1,00 (PD48064)	59 (CD6661_1)	1,10 (PD48064)	- No presentó problemas.
LCB B2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ IND	91	47	64 (CD6662_1)	1,60 (PD33845)	73 (CD6662_1)	1,90 (PD33845)	- Situación 4 con LCB A7.
LCB B3	750 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	25	37	175 (CD6663_12)	3,40 (PD40101)	196 (CD6663_12)	3,60 (PD40101)	- Situación 3 en tramo 6663_12 / 6663_14, 31 m 250 PLT. - Situación 3 en tramo 6663_46 / 6663_56 105 m 500 PLT. - Situación 4 con LCB A7.
LCB B4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	94	24	51 (CD6664_1)	1,60 (PD24566)	81 (CD6664_1)	2,70 (PD24566)	- Situación 4 con LCB A6.
LCB B5	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	41	25	71 (CD6665_1)	1,00 (PD33589)	110 (CD6665_1)	1,20 (PD33589)	- No presentó problemas.
LCB B6	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	6	17	76 (CD6666_1)	1,00 (T4016)	88 (CD6666_1)	1,00 (T4016)	- Situación 4 con LCB A7.
LCB B7	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	63	32	93 (CD6667_1)	1,10 (PD13875)	127 (CD6667_1)	1,50 (PD13875)	- Situación 1 a la salida del circuito. - Situación 5 con LCB B3
LCB B8	750 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	39	34	121 (CD6668_1)	1,50 (PD42027)	164 (CD6668_1)	2,10 (PD42027)	- Situación 2 a la salida del circuito. - Situación 4 con LCB A6.

NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.


Fuera del límite permitido

Los resultados del flujo de carga de la Subestación Luis Caraballo en condición actual se muestran en la tabla 4.6:

Tabla 4.6: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Luis Caraballo.

Condición actual

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	Factor Util.	Corriente Máxima (Amp)	PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
						kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
LCB A1	11404,5	4800	4708	0,41	218	73,14	1,55	12,91	0,27	12,34	0,26
LCB A2	12937,5	0	5572	0,43	258	120,15	2,16	15,37	0,28	13,77	0,25
LCB A3	16682,5	600	6609	0,40	306	319,31	4,83	18,77	0,28	24,92	0,38
LCB A4	9025	4800	5270	0,58	244	34,44	0,65	22,42	0,43	11,88	0,23
LCB A5	10152,4	0	2767/3108	0,58	272	35,00	0,60	16,51	0,28	7,88	0,13
LCB A6	9414	900	4708	0,50	218	525,35	11,16	17,05	0,36	21,57	0,46
LCB A7	11360	600	5400	0,48	250	309,76	5,74	19,79	0,37	22,01	0,41
LCB A8	17950	0	5636/1513	0,40	331	112,61	1,58	17,95	0,25	29,29	0,41
LCB A9	10300	0	4125	0,40	191	66,13	1,60	9,19	0,22	8,64	0,21
LCB B1	5060	0	2721	0,54	126	17,82	0,65	13,69	0,50	7,94	0,29
LCB B2	18321	0	2976/3985	0,38	324	54,01	0,77	12,39	0,18	13,01	0,19
LCB B3	10355	3600	6458	0,62	299	160,89	2,52	0,55	0,01	3,56	0,06
LCB B4	8850	300	3218	0,36	149	40,53	1,23	10,60	0,33	11,93	0,37
LCB B5	8329	4800	4471	0,54	207	25,79	0,58	29,45	0,66	13,34	0,30
LCB B6	5402,5	0	4752	0,88	220	20,15	0,42	4,55	0,10	1,38	0,03
LCB B7	9552,5	0	5810	0,61	269	31,02	0,53	22,68	0,39	14,04	0,24
LCB B8	10275	4800	7322	0,71	339	58,80	0,81	18,21	0,25	14,43	0,20

 Excede el valor permitido

4.2.1.1.1 Representación gráfica de resultados en la condición actual

La figura 4.7, muestra el voltaje mínimo de los circuitos de la subestación Luis Caraballo, en condiciones de operación normal y en emergencia.

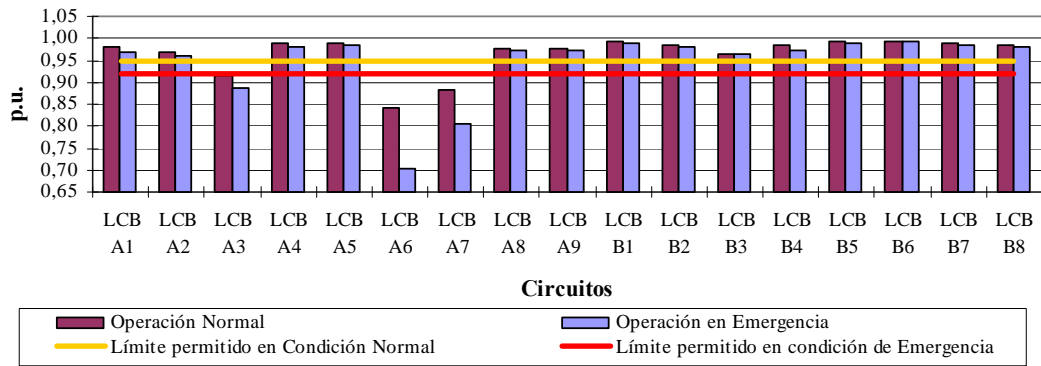


Figura 4.7: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Luis Caraballo.

Condición actual

Las pérdidas de potencia activa, muestra cuan eficiente puede ser el circuito, la figura 4.8 muestra las pérdidas técnicas en cada uno de los circuitos y se comparan respecto a el máximo valor permitido según las normas.

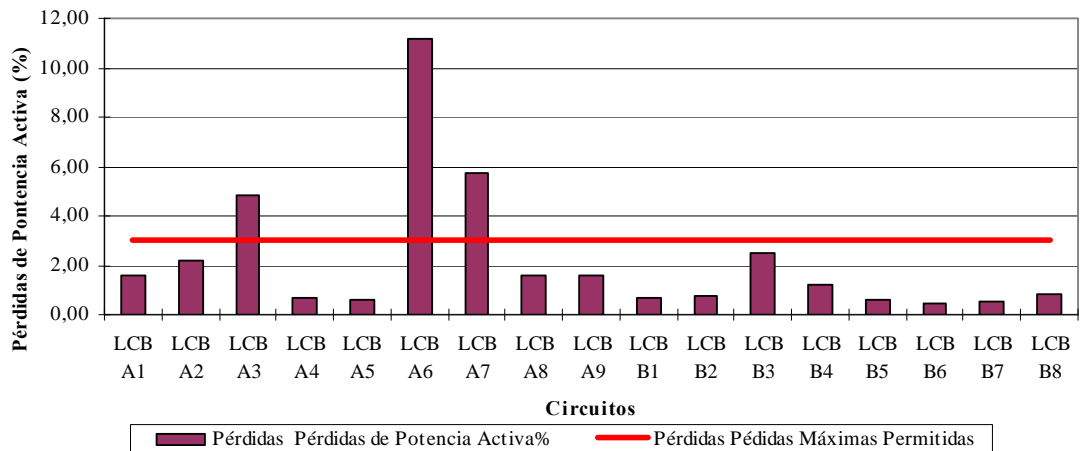


Figura 4.8: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Luis Caraballo.

Condición actual

La capacidad de los circuitos para suplir energía se muestra en la figura 4.9, por condiciones de diseño, 2/3 de la capacidad del troncal son destinados para el uso del circuito en condiciones normales de operación y el resto de la capacidad se utiliza en caso de contingencia para suplir parte de la demanda de un circuito adyacente en condición de falla.

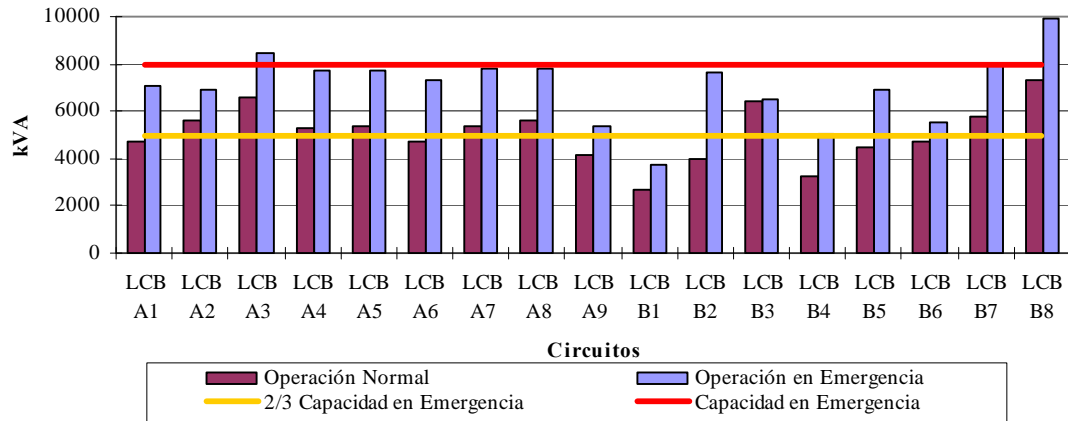


Figura 4.9: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Luis Caraballo. Condición actual.

4.2.1.1.2 Interrupciones no programadas en los circuitos de la subestación Luis Caraballo

Los circuitos pertenecientes a la subestación Luis Caraballo presentan un índice total de carga dejada de suplir debido a fallas ocurridas a lo largo del trayecto de cada uno de sus circuitos de 134015,4 MVA-min durante el periodo Enero 2004 a Junio de 2007, distribuido anualmente de la forma mostrada en la tabla 4.7, sin embargo, estas interrupciones no pueden generalizarse a todo el recorrido de cada uno de los circuitos y por lo tanto, deben especificarse por sectores, ya que por distintas razones como la topología de la zona servida, equipos con mayor susceptibilidad a fallar, manejo y disposición inadecuado de equipos, entre otras, se puede tener una mayor o menor tendencia según sea el caso, a inducir una interrupción.

Tabla 4.7: MVAmin por circuito de la S/E Luis Caraballo, condición actual.

Circuito	Año				MVA-min Total
	2004	2005	2006	2007	
LCB A1	1739,9	2248,2	2355,2	1110,8	7454,1
LCB A2	365,1	6338,6	383,5	64,1	7151,3
LCB A3	7848	16417,3	12827,9	3486,9	40580,1
LCB A4	3665	27307,4	6021,9	6	37000,3
LCB A5	421,5	411	628,2	43	1503,7
LCB A6	16	-	2886,7	3040,5	5943,2
LCB A7	784,6	1693	4456,7	981,4	7915,7
LCB A8	899,8	2624,6	666,3	528,3	4719
LCB A9	230,4	153,7	462,9	15,5	862,5
LCB B1	927,1	365	276,1	22,3	1590,5
LCB B2	498,3	1480,1	264	1284,5	3526,9
LCB B3	1154,1	773	1546,5	30,7	3504,3
LCB B4	225,8	186,7	1735,8	51,8	2200,1
LCB B5	867,1	349,4	1484,8	277,4	2978,7
LCB B6	-	71,3	288,2	0,5	360
LCB B7	1400,2	1441,1	512,4	51,5	3405,2
LCB B8	350,3	1659,7	1293,7	16,1	3319,8
MVA-min S/E	21393,2	63520,1	38090,8	11011,3	134015,4

Observamos que los circuitos con mayor cantidad de energía no suplida durante el período de estudio, son LCB A3 y LCB A4 que alcanzan el 57.9%.

Una vez procesada dicha información las fallas son ubicadas según su cuadrícula de origen en la tabla 4.8.

Tabla 4.8: Fallas por cuadrantes de la S/E Luis Caraballo. Condición actual.

La figura 4.10, muestra de manera más específica (por cuadrículas) los sectores donde ocurre la mayor parte de las fallas y la figura 4.11, detalla las causas de mayor incidencia en las interrupciones no programadas.

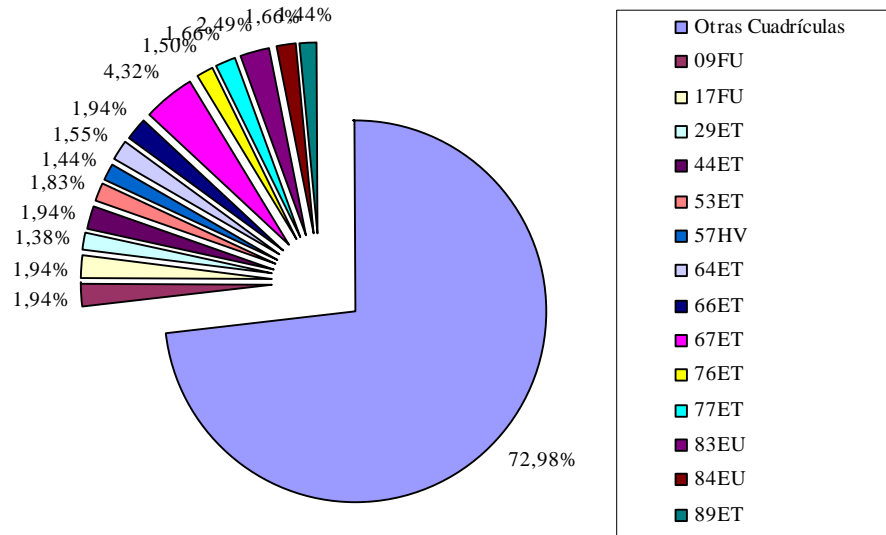


Figura 4.10: Interrupciones no programadas por cuadrículas de la S/E

Luis Caraballo

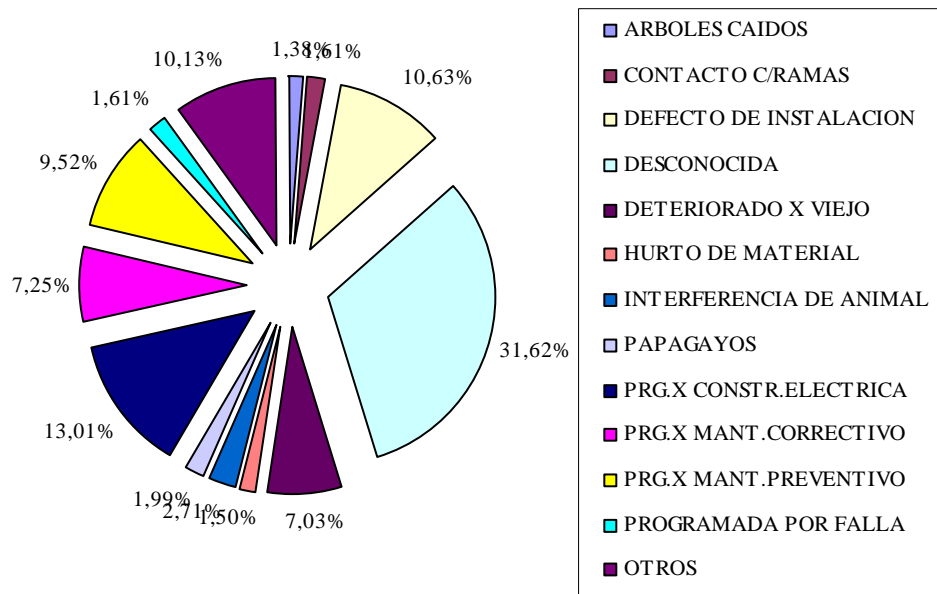


Figura 4.11: Causas de interrupciones no programadas en circuitos de la S/E

Luis Caraballo

4.2.1.2 Condición futura de los circuitos pertenecientes a la subestación Luis Caraballo

La subestación Luis Caraballo, puede presentar a corto plazo escenarios distintos que afectarán su comportamiento estimado, esto debido a una gran cantidad de proyectos solicitados de nuevos servicios y previstos a ejecutar, y por tanto, el futuro aumento de su capacidad instalada cambia la configuración de los circuitos, por lo cual es necesario cuidar que dicho crecimiento no afecte el adecuado funcionamiento de la red y permita el crecimiento a mediano plazo.

En la Tabla 4.9, se muestra el aumento de la capacidad instalada y crecimiento estimado de la demanda que sufrirían en condición futura de operación los circuitos pertenecientes a la S/E Luis Caraballo:

Tabla 4.9: Crecimiento estimado de la demanda de los circuitos pertenecientes a la S/E Luis Caraballo. Condición futura.

Circuito	KVA Actual	Demanda Actual	KVA Nueva	Demanda Nueva	KVA Futura	Demanda Futura
LCB A1	11404,5	4708	2140	877,4	13544,5	5585,4
LCB A2	12937,5	5572	836	359,48	13773,5	5931,48
LCB A3	16682,5	6609	2909	1163,6	19591,5	7772,6
LCB A4	9025	5270	2204	1278,32	11229	6548,32
LCB A5	10152,5	2767/3108	1399	381,3/430	11551,5	3148.3/3538
LCB A6	9414	4708	2583	1291,5	11997	5999,5
LCB A7	11360	5400	10316	4951,68	21676	10351,68
LCB A8	17950	5636/1513	2907	916,3/246,5	20857	6552,3/1759,5
LCB A9	10300	4125	2980	1192	13280	5317
LCB B1	5060	2721	3904	2108,16	8964	4829,16
LCB B2	18321	2976/3985	6813	1113,2/1475,7	25134	4089,2/5460,7
LCB B3	10355	6458	70	43,4	10425	6502,4
LCB B4	8850	3218	663	238,68	9513	3456,68
LCB B5	8329	4471	1410	761,4	9739	5232,4
LCB B6	5402,5	4752	-	-	5402,5	4752
LCB B7	9552,5	5810	688	419,68	10240,5	6229,68
LCB B8	10275	7322	150	106,5	10425	7428,5

En la tabla 4.10 se presentan los resultados obtenidos del flujo de carga y en la tabla 4.11, la cargabilidad de tramos con la variación de tensión de los circuitos pertenecientes a la Subestación Luis Caraballo en la condición futura.

Tabla 4.10: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Luis Caraballo. Condición futura

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
				kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
LCB A1	13544,5	4800	5585,4	98,85	1,77	20,39	0,37	16,08	0,29
LCB A2	13773,5	0	5931,48	133,83	2,26	17,66	0,30	14,94	0,25
LCB A3	19591,5	600	7772,6	445,33	5,73	26,67	0,34	29,69	0,38
LCB A4	11229	4800	6548,32	58,24	0,89	37,88	0,58	15,62	0,24
LCB A5	11551,5	0	3148.3/3538	44,87	0,67	24,77	0,37	9,95	0,15
LCB A6	11997	900	5999,5	583,81	12,40	13,55	0,29	25,31	0,54
LCB A7	21676	600	10351,68	1238,9	12,51	25,39	0,26	29,66	0,30
LCB A8	20857	0	6552,3/1759,5	119,79	1,44	20,76	0,25	32,58	0,39
LCB A9	13280	0	5317	109,59	2,06	11,07	0,21	12,24	0,23
LCB B1	8964	0	4829,16	52,56	1,09	21,27	0,44	10,77	0,22
LCB B2	25134	0	4089,2/5460,7	91,66	0,96	19,42	0,20	17,65	0,18
LCB B3	10425	3600	6502,4	161,65	2,51	0,62	0,01	3,69	0,06
LCB B4	9513	300	3456,68	44,11	1,28	11,00	0,32	12,96	0,38
LCB B5	9739	4800	5232,4	33,76	0,65	31,44	0,60	15,28	0,29
LCB B6	5402,5	0	4752	20,15	0,42	4,55	0,10	1,38	0,03
LCB B7	10240,5	0	6229,68	35,96	0,58	23,85	0,38	14,44	0,23
LCB B8	10425	4800	7428,5	60,90	0,83	18,64	0,25	14,57	0,20


 Excede el valor permitido

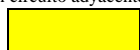
Tabla 4.11: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E

Luis Caraballo. Condición futura

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	Nº DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.	
				%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN
LCB A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	89 (CD6651_1)	2,80 (PD17534)	127 (CD6651_1)	3,30 (PD17534)
LCB A2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/IND	95 (CD6652_1)	3,50 (PD47581)	119 (CD6652_1)	4,40 (PD47581)
LCB A3	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	156 (LD6653_4)	10,30 (PD30078)	195 (LD6653_4)	13,40 (PD30078)
LCB A4	750 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	86 (CD6654_1)	1,70 (PD29540)	119 (CD6654_1)	2,30 (PD29540)
LCB A5	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	56 (CD6655_1)	1,30 (PD48057)	73 (CD6655_1)	1,70 (PD48057)
LCB A6	750 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	137 (CD6656_38)	24,70 (PD48369)	171 (CD6656_38)	33,60 (PD48369)
LCB A7	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	158 (CD 6657_1)	29,10 (PD49083)	158 (CD 6657_1)	29,10 (PD49083)
LCB A8	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	99 (CD6658_1)	2,50 (PD47282)	116 (CD6658_1)	2,90 (PD47282)
LCB A9	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	85 (CD6659_1)	3,00 (PD39203)	108 (CD6659_1)	3,80 (PD39203)
LCB B1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	77 (CD6661_1)	1,40 (PD48064)	99 (CD6661_1)	1,80 (PD48064)
LCB B2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	87 (CD6662_1)	2,10 (PD33845)	90 (CD6662_1)	2,20 (PD33845)
LCB B3	750 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	176 (CD6663_12)	3,40 (PD40101)	198 (CD6663_12)	3,60 (PD40101)
LCB B4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	55 (CD6664_1)	1,70 (PD24566)	87 (CD6664_1)	2,80 (PD24566)
LCB B5	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	84 (CD6665_1)	1,00 (PD33589)	123 (CD6665_1)	1,30 (PD33589)
LCB B6	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	76 (CD6666_1)	1,00 (T4016)	88 (CD6666_1)	1,00 (T4016)
LCB B7	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	99 (CD6667_1)	1,10 (PD13875)	134 (CD6667_1)	1,50 (PD13875)
LCB B8	750 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	122 (CD6668_1)	1,50 (PD42027)	165 (CD6668_1)	2,10 (PD42027)

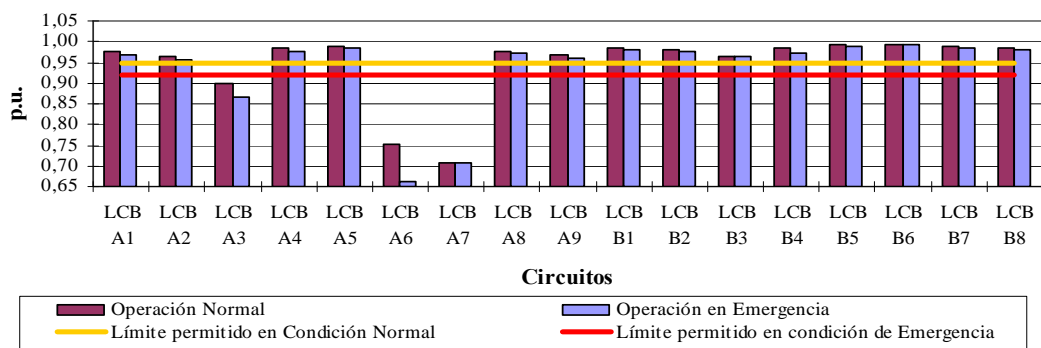
NOTAS: (1) En condición normal, el % CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.

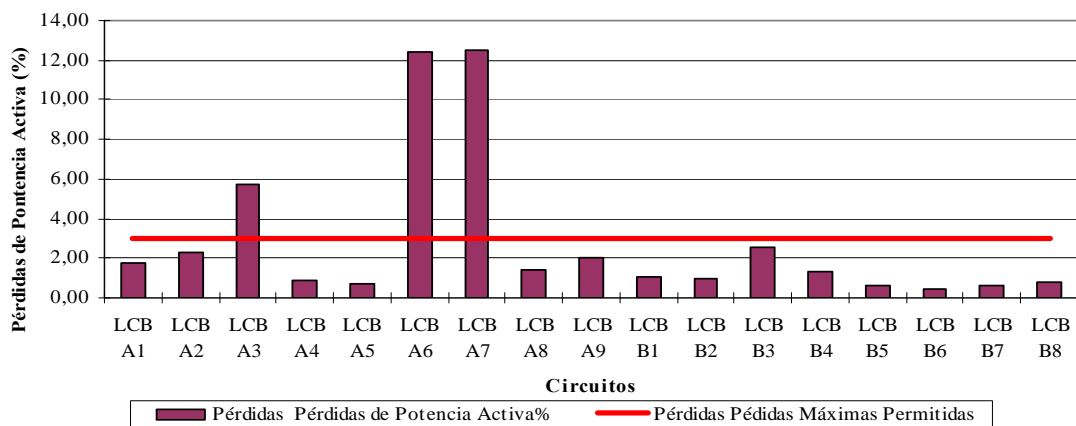
 Fuera del límite permitido

4.2.1.2.1 Representación gráfica de resultados en la condición futura

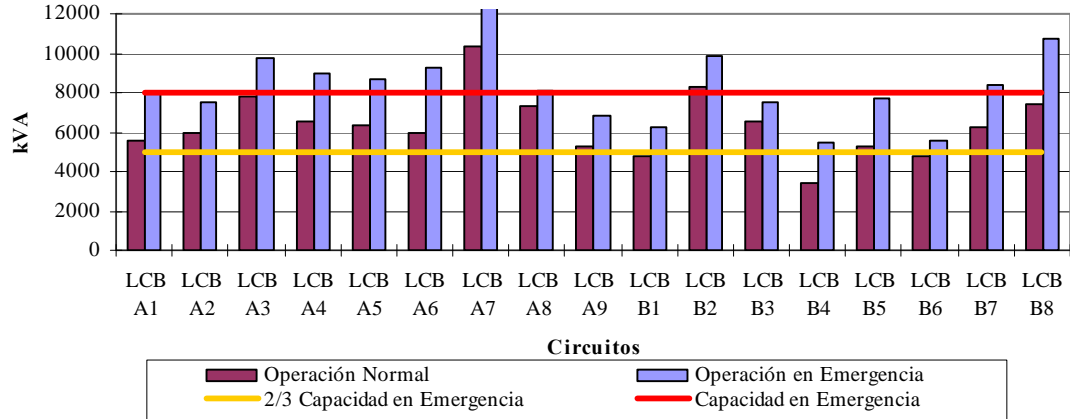
Ante las condiciones normales y de emergencia en la operación de los circuitos con la demanda futura; las tensiones mínimas, las pérdidas de potencia activa y la capacidad de los circuitos para suplir energía, respecto a los límites permitidos para cada uno de ellos se muestran en las figuras 4.12, 4.13 y 4.14 respectivamente:



**Figura 4.12: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Luis Caraballo.
Condición futura**



**Figura 4.13: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Luis Caraballo.
Condición futura**



**Figura 4.14: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Luis Caraballo.
Condición futura**

4.2.2.1 Condición actual de los circuitos pertenecientes a la subestación Eleggua

De acuerdo a los criterios de diseño y operación de los circuitos de distribución, se realizó el diagnóstico de las condiciones actuales de los circuitos primarios de distribución de la Subestación Eleggua en condiciones de operación normal y en emergencia; la tabla 4.12 muestra el porcentaje de carga del conductor más cargado de los circuitos, la caída de tensión máxima y las observaciones referidas a la tabla 4.4

Tabla 4.12: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Elegua. Condición actual

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	N° DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	PD	ID	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.		OBSERVACIONES
						%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN	
EGG A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/IND	66	32	61 (CD4841_1)	1,10 (PD32018)	82 (CD4841_1)	1,50 (PD32018)	- Situación 4 con LCB A7.
EGG A2	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	3	8	48 (CD4842_1)	1,00 (PD49195)	85 (CD4842_1)	1,00 (PD49195)	- No presentó problemas.
EGG A3	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	72	55	89 (CD4843_1)	2,50 (PD48263)	122 (CD4843_1)	3,60 (PD48263)	- Situación 1 en tramo 4843_343 / 4843_7, 154 m 4/0 AL.
EGG A4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/IND	47	47	104 (CD4844_1)	1,50 (PD42699)	151 (CD4844_1)	2,20 (PD42699)	- Situación 1 a la salida del circuito.
EGG A5	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	8	9	11 (LD4845_3)	1,00 (ID11711)	29 (LD4845_3)	1,00 (ID11711)	- No presentó problemas.
EGG B1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	159	60	92 (CD4861_1)	2,90 (PD48265)	108 (CD4861_1)	3,50 (PD48265)	- Situación 1 a la salida del circuito.
EGG B2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	51	35	67 (CD4862_1)	2,20 (PD35850)	108 (CD4862_1)	3,60 (PD35850)	- Situación 4 con CSP A1.
EGG B3	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	1	2	34 (CD4863_1)	1,00 (PD46256)	57 (CD4863_1)	1,00 (PD46256)	- No presentó problemas.
EGG B4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM	20	34	93 (CD4864_1)	1,30 (PD48380)	114 (CD4864_1)	1,60 (PD48380)	- Situación 1 a la salida del circuito.

NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.

Fuera del límite permitido

Los resultados del flujo de carga de la Subestación Elegua en condición actual se muestran en la tabla 4.13:

Tabla 4.13: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Elegua.

Condición actual

Circuito	kVA INST	kVAR INST	Carga kVA	Factor Util.	Corriente Máxima (Amp)	PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
						kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
EGG A1	9387,5	0	3823	0,41	177	15,05	0,39	8,66	0,23	7,40	0,19
EGG A2	4000	0	3024	0,76	140	6,17	0,20	6,49	0,21	0,90	0,03
EGG A3	14428	300	5552/927	0,45	300	107,73	1,66	15,21	0,23	19,54	0,30
EGG A4	13436	0	6544	0,49	303	70,84	1,08	17,17	0,26	19,48	0,30
EGG A5	1827,5	0	525	0,29	23	0,46	0,09	0,52	0,10	1,17	0,22
EGG B1	19350	600	5774/273	0,31	280	163,06	2,70	10,19	0,17	17,89	0,30
EGG B2	7802,5	0	4190	0,54	194	56,52	1,35	16,34	0,39	10,12	0,24
EGG B3	2143	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EGG B4	10701	0	5853	0,55	271	65,03	1,11	19,93	0,34	10,60	0,18

4.2.2.1.1 Representación gráfica de resultados en la condición actual

El voltaje mínimo de los circuitos de la subestación Elegua, en condiciones de operación normal y en emergencia, se muestra en la figura 4.15:

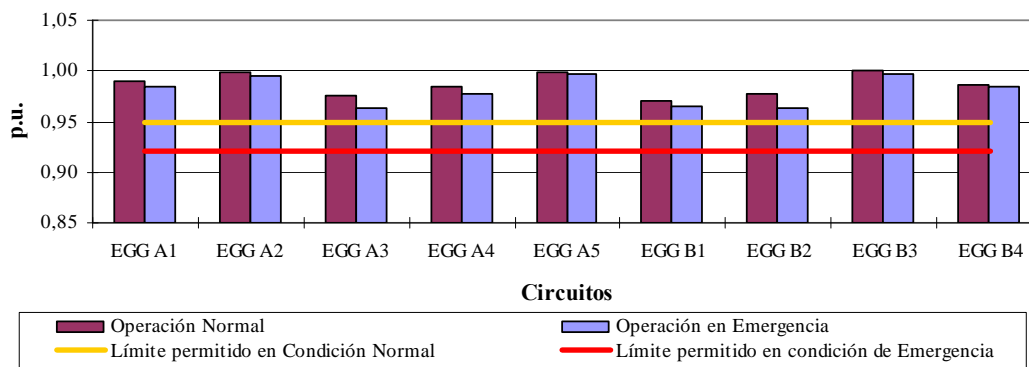


Figura 4.15: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Elegua. Condición actual

La figura 4.16 muestra las pérdidas técnicas en cada uno de los circuitos y se comparan respecto al máximo valor permitido según las normas.

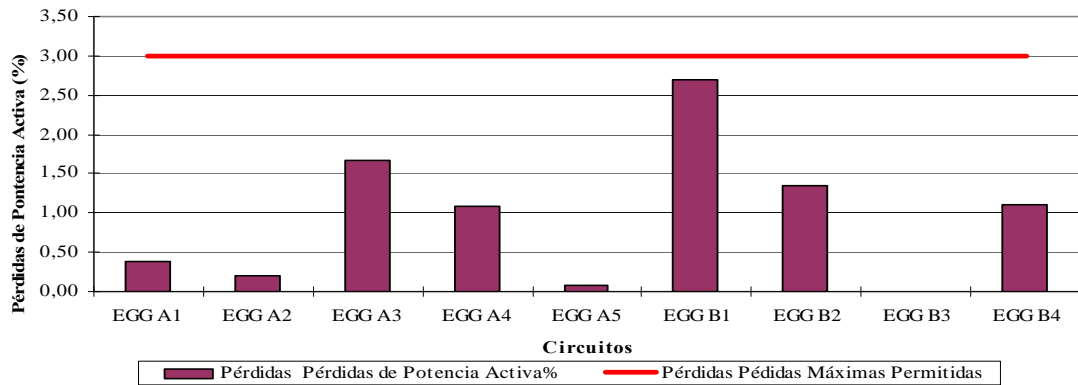


Figura 4.16: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Elegua.

Condición actual

La capacidad de los circuitos para suplir energía se muestra en la figura 4.17:

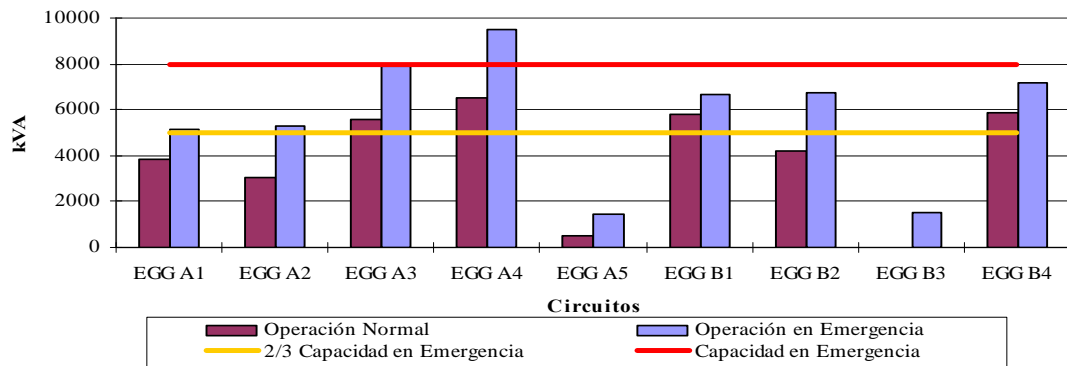


Figura 4.17: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Elegua. Condición actual.

4.2.2.1.2 Interrupciones no programadas en los circuitos de la Subestación Elegua

Los circuitos pertenecientes a la subestación Elegua presentan un índice total de carga dejada de suplir debido a fallas ocurridas a lo largo del trayecto de cada uno de sus circuitos de 24572,4 MVA-min durante el periodo Enero 2004 a Junio de 2007, distribuido anualmente de la forma mostrada en la tabla 4.14. Debido a que estas interrupciones no pueden generalizarse, la información procesada es ubicada según

su cuadrícula de origen y cuadrantes (ver tabla 4.15), que son delimitados de manera general por zonas de similar comportamiento.

Tabla 4.14: MVAmin por circuito de la S/E Eleggua, condición actual.

Circuito	Año				MVA-min Total
	2004	2005	2006	2007	
EGG A1	1243,1	1831,2	3530,4	555,9	7160,6
EGG A2	13,2	-	-	-	13,2
EGG A3	500,3	1024,3	1096,8	142,1	2763,5
EGG A4	1148,7	173,2	519	32,5	1873,4
EGG A5	-	-	2	-	2
EGG B1	948,2	2074,4	2166,1	103,8	5292,5
EGG B2	1305,7	2929,9	1469,1	5,5	5710,2
EGG B3	-	-	-	-	-
EGG B4	958,1	32,8	317,2	448,9	1757
MVA-min S/E	6117,3	8065,8	9100,6	1288,7	24572,4

Tabla 4.15: Fallas por cuadrantes de la S/E Eleggua. Condición actual.

04ES	05ES	06ES	07ES	08ES	09ES	00ET	01ET	02ET	03ET	04ET	05ET
							1				
14ES	15ES	16ES	17ES	18ES	19ES	10ET	11ET	12ET	13ET	14ET	15ET
							16				
24ES	25ES	26ES	27ES	28ES	29ES	20ET	21ET	22ET	23ET	24ET	25ET
			II				9		I		
34ES	35ES	36ES	37ES	38ES	39ES	30ET	31ET	32ET	33ET	34ET	35ET
						18	9	1	2		
44ES	45ES	46ES	47ES	48ES	49ES	40ET	41ET	42ET	43ET	44ET	45ET
						1	15	1			
54ES	55ES	56ES	57ES	58ES	59ES	50ET	51ET	52ET	53ET	54ET	55ET
		2	4			2	8	1			
64ES	65ES	66ES	67ES	68ES	69ES	60ET	61ET	62ET	63ET	64ET	65ET
	1	3	4	4	2	2	20	8	2	5	4
74ES	75ES	76ES	77ES	78ES	79ES	70ET	71ET	72ET	73ET	74ET	75ET
		1	1	16	6	48	12	5	6	22	
84ES	85ES	86ES	87ES	88ES	89ES	80ET	81ET	82ET	83ET	84ET	85ET
		7	2		17	3	6	4	8	6	14
94ES	95ES	96ES	97ES	98ES	99ES	90ET	91ET	92ET	93ET	94ET	95ET
		2	8	4	11					5	2
04FS	05FS	06FS	07FS	08FS	09FS	00FT	01FT	02FT	03FT	04FT	05FT
			38	3			2	1			
14FS	15FS	16FS	17FS	18FS	19FS	10FT	11FT	12FT	13FT	14FT	15FT
						2	1				
24FS	25FS	26FS	27FS	28FS	29FS	20FT	21FT	22FT	23FT	24FT	25FT
			III						IV		
34FS	35FS	36FS	37FS	38FS	39FS	30FT	31FT	32FT	33FT	34FT	35FT
44FS	45FS	46FS	47FS	48FS	49FS	40FT	41FT	42FT	43FT	44FT	45FT
					2						

CUADRANTES NÚMERO DE FALLAS

I	174
II	97
III	120
IV	22

La figura 4.18, muestra de manera más específica (por cuadrículas) los sectores donde ocurre la mayor parte de las fallas, adicionalmente la figura 4.19, detalla las causas de mayor incidencia en las interrupciones no programadas.

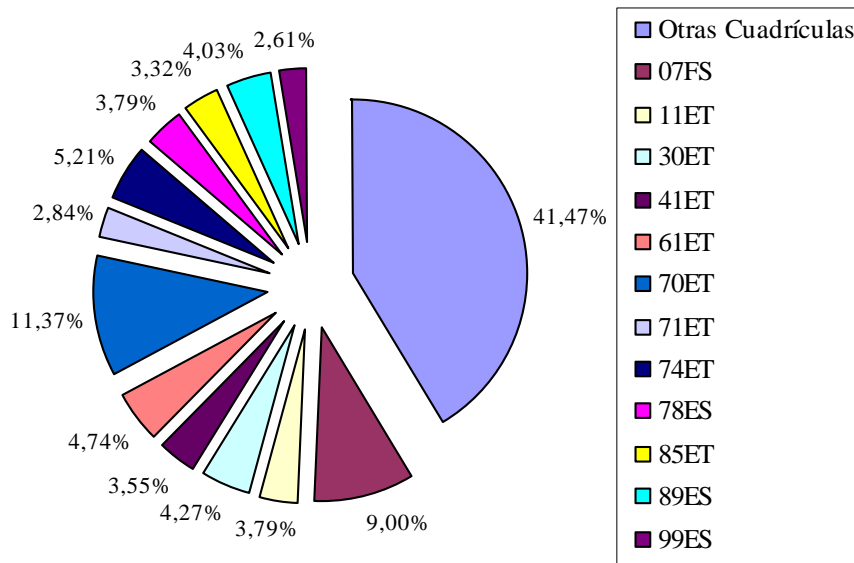


Figura 4.18: Interrupciones no programadas por cuadrículas de la S/E Elegua

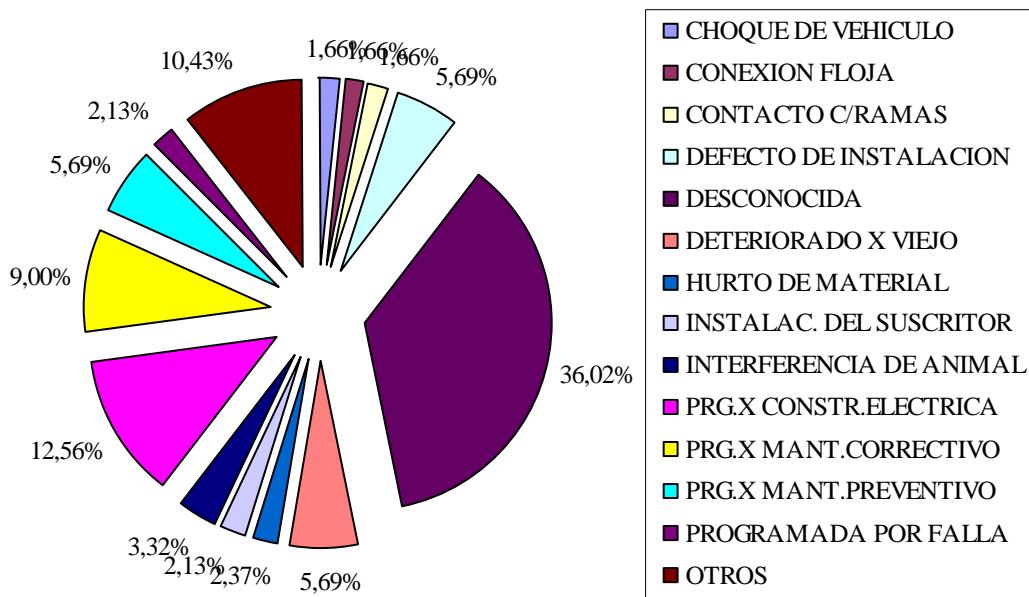


Figura 4.19: Causas de interrupciones no programadas en circuitos de la S/E Eleggua

4.2.2.2 Condición futura de los circuitos pertenecientes a la subestación Eleggua

La Subestación Eleggua tiene una gran cantidad de proyectos nuevos previstos a ejecutar, en la tabla 4.16, se muestra el aumento de la capacidad instalada y crecimiento estimado de la demanda en condición futura de operación:

Tabla 4.16: Crecimiento estimado de la demanda de los circuitos pertenecientes a la S/E Eleggua. Condición futura.

Circuito	KVA Actual	Demanda Actual	KVA Nueva	Demanda Nueva	KVA Futura	Demanda Futura
EGG A1	9387,5	3823	1478	605,98	10865,5	4428,98
EGG A2	4000	3024	-	-	4000	3024
EGG A3	14428	5552/927	668	258/43	15096	5810/970
EGG A4	13436	6544	19510	9559,9	32946	16103,9
EGG A5	1827,5	525	5200	1508	7027,5	2033
EGG B1	19350	5774/273	4109	1216/58	23459	6690/331
EGG B2	7802,5	4190	4466	2411,64	12268,5	6601,64
EGG B3	2143	-	2710	2059,6	4853	2059,6
EGG B4	10701	5853	812	446,6	11513	6299,6

Las Tablas 4.17 y 4.18, muestran los resultados obtenidos del flujo de carga y cargabilidad y caída de tensión, de los circuitos pertenecientes a la S/E Eleggua:

Tabla 4.17: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Eleggua. Condición futura

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
				kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
EGG A1	10865,5	0	4428,98	23,50	0,53	11,92	0,27	10,10	0,23
EGG A2	4000	0	3024	6,17	0,20	6,49	0,21	0,90	0,03
EGG A3	15096	300	5810/970	111,00	1,64	15,82	0,23	19,94	0,29
EGG A4	32946	0	16103,9	184,76	1,85	19,79	0,20	31,09	0,31
EGG A5	7027,5	0	2033	5,45	0,27	4,53	0,22	5,67	0,28
EGG B1	23459	600	6690/331	203,84	2,78	13,30	0,18	21,63	0,30
EGG B2	12268,5	0	6601,64	156,18	2,37	25,32	0,38	12,82	0,19

EGG B3	4853	0	2059,6	2,31	0,15	1,63	0,15	1,29	0,11
EGG B4	11513	0	6299,6	73,82	1,17	23,63	0,38	11,63	0,18


 Excede el valor permitido

Tabla 4.18: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Elegua. Condición futura

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	N° DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.	
				%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN
EGG A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/IND	71 (CD4841_1)	1,30 (PD32018)	122 (CD4841_1)	2,30 (PD32018)
EGG A2	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	48 (CD4842_1)	1,00 (PD49195)	85 (CD4842_1)	1,00 (PD49195)
EGG A3	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/COM/IND	91 (CD4843_1)	2,60 (PD48263)	125 (CD4843_1)	3,60 (PD48263)
EGG A4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/IND	151 (CD4844_1)	2,50 (PD42699)	160 (CD4844_1)	2,60 (PD42699)
EGG A5	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	32 (LD4845_3)	1,00 (ID11711)	48 (LD4845_3)	1,00 (ID11711)
EGG B1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/COM/IND	113 (CD4861_1)	3,30 (PD48265)	131 (CD4861_1)	4,00 (PD48265)
EGG B2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/COM/IND	105 (CD4862_1)	3,70 (PD35850)	148 (CD4862_1)	5,30 (PD35850)
EGG B3	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	34 (CD4863_1)	1,00 (PD46256)	57 (CD4863_1)	1,00 (PD46256)
EGG B4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/COM	101 (CD4864_1)	1,30 (PD48380)	152 (CD4864_1)	2,00 (PD48380)

NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.
 (2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.

Fuera del límite permitido

4.2.2.2.1 Representación gráfica de resultados en la condición futura

Las figuras 4.20, 4.21 y 4.22 muestran las condiciones normales y de emergencia en la operación de los circuitos con la demanda futura; las tensiones mínimas, las pérdidas de potencia activa y la capacidad de los circuitos para suplir energía, respecto a los límites permitidos.

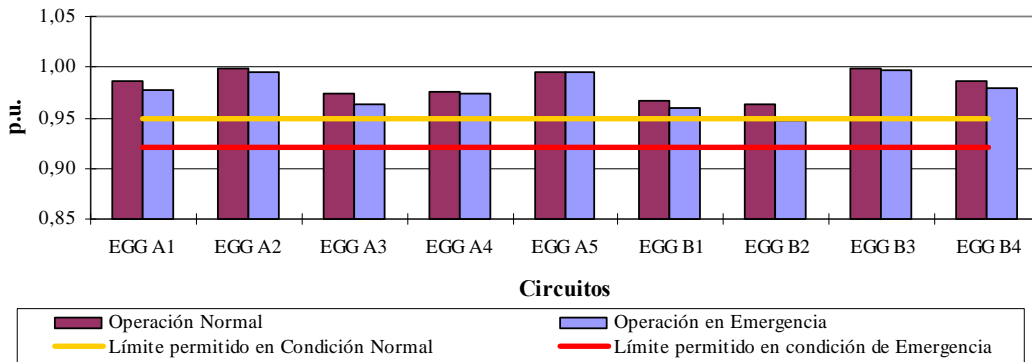


Figura 4.20: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Elegua. Condición futura

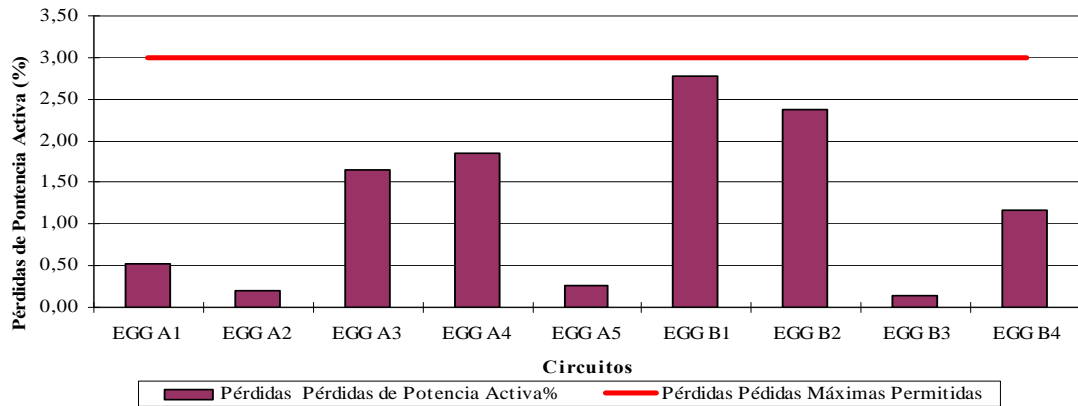


Figura 4.21: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Eleggua.

Condición futura

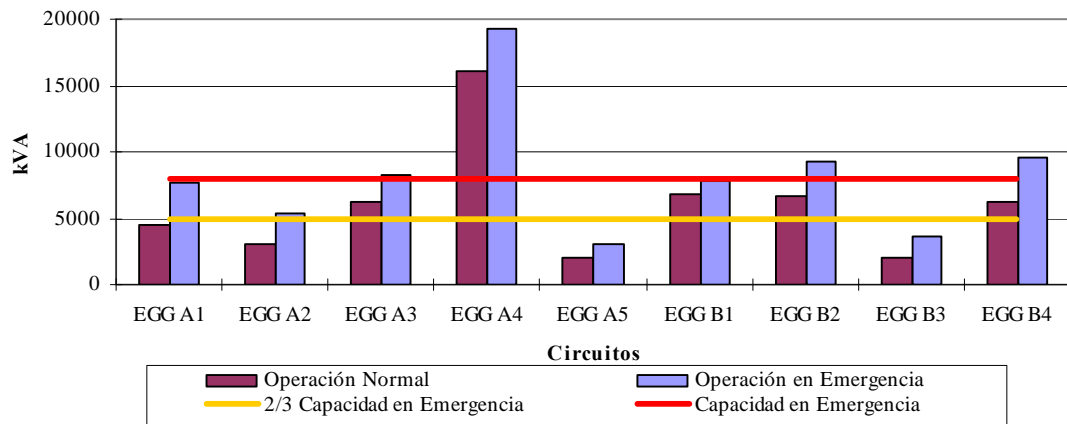


Figura 4.22: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Eleggua.

Condición futura

4.2.3.1

s

4.2.3.1 Condición actual de lo Circuitos pertenecientes a la Subestación Casarapa

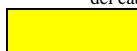
El diagnóstico de las condiciones actuales de la Subestación Casarapa se realizó para condiciones de operación normal y en emergencia, referidas a caída de tensión, capacidad de carga de las líneas, porcentajes de pérdidas, y las fallas ocurridas por cuadrículas con sus respectivas causas. En la tabla 4.19 se muestran la cargabilidad, variación de tensión de tensión y las observaciones referidas a la tabla 4.4 de los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa:

Tabla 4.19: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Casarapa. Condición actual

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	N° DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	PD	ID	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.		OBSERVACIONES
						%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN	
CSP A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES.D.	146	32	87 (LD3061_15)	5,40 (PD46115)	100 (LD3061_15)	6,60 (PD46115)	- Situación 1 en tramo 3061_15 / 3061_31, 1506 m 1/0 AL. - Situación 1 en tramo 3061_130 / 3061_137, 491 m 1/0 AL.
CSP A2	250 MCM (PLT 15KV)	6	RES.D.	12	9	8 (LD3062_5)	1,00 (PD49193)	59 (LD3062_5)	1,00 (PD49193)	- Situación 4 con CSP A1.
CSP B1	500 MCM (PLT 15KV)	6	IND.	25	30	84 (LD3671_4)	1,00 (PD30078)	128 (LD3671_4)	1,00 (PD30078)	- Situación 1 en tramo 3671_4 / 3671_14, 172 m 1/0 AL. - Situación 5 con TCH A7.
CSP B2	500 MCM (PLT 15KV)	6	IND.	33	23	83 (LD3672_6)	1,30 (PD31482)	98 (LD3672_6)	1,50 (PD31482)	- Situación 1 en tramo 3672_6 / 3672_41, 94 m 1/0 AL. - Situación 5 con TCH A7.
CSP B3	500 MCM (PLT 15KV)	6	RES.D.	23	8	17 (LD3673_3)	1,00 (PD38938)	32 (LD3673_3)	1,00 (PD38938)	- No presentó problemas.

NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.



Fuera del límite permitido



Los resultados del flujo de carga de la subestación Casarapa en condición actual se muestran en la tabla 4.20:

Tabla 4.20: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Casarapa. Condición actual

Circuito	kVA INST	kVAR INST	Carga kVA	Factor Util.	Corriente Máxima (Amp)	PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
						kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
CSP A1	16720	900	5119	0,31	237	251,08	4,90	7,57	0,15	16,99	0,33
CSP A2	1425	0	410	0,29	19	0,46	0,11	0,64	0,16	1,42	0,35
CSP B1	9400	0	4190	0,45	194	16,68	0,40	9,30	0,22	11,04	0,26
CSP B2	7625	0	4449	0,58	206	29,72	0,67	11,74	0,26	6,39	0,14
CSP B3	4275	0	1317	0,31	61	2,31	0,18	1,90	0,14	2,98	0,23

Excede el valor permitido

4.2.3.1.1 Representación gráfica de resultados en la condición actual

En la figura 4.23 se muestra el voltaje mínimo y límite permitido por normas técnicas de los circuitos de la subestación Casarapa, en condiciones de operación normal y en emergencia.

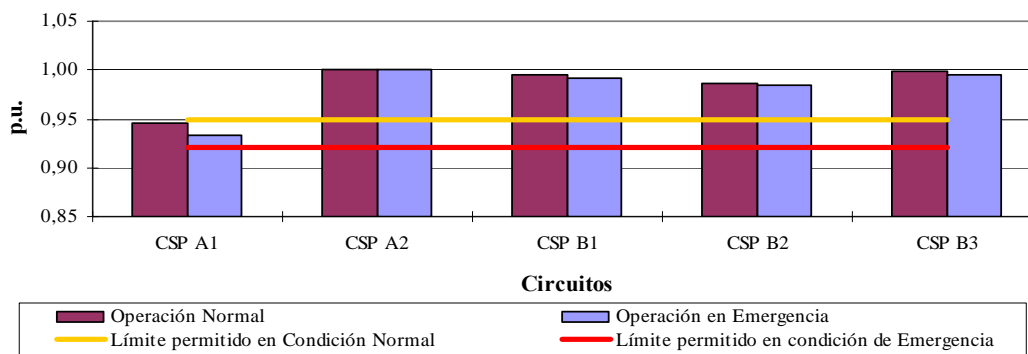


Figura 4.23: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Casarapa. Condición actual

En las figuras 4.24 y 4.25 se muestran las pérdidas de potencia activa en cada uno de los circuitos y la capacidad de los circuitos para suplir energía, donde 2/3 de la capacidad del troncal son destinados para el uso del circuito en condiciones normales de operación y el resto se utiliza en caso de emergencia.

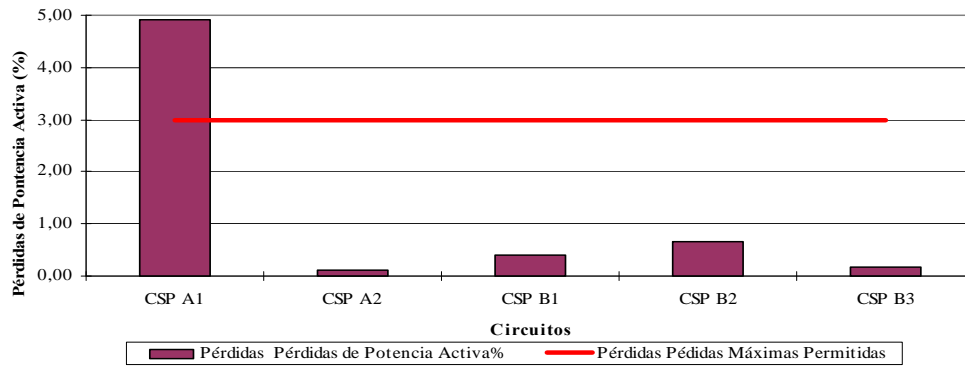


Figura 4.24: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Casarapa

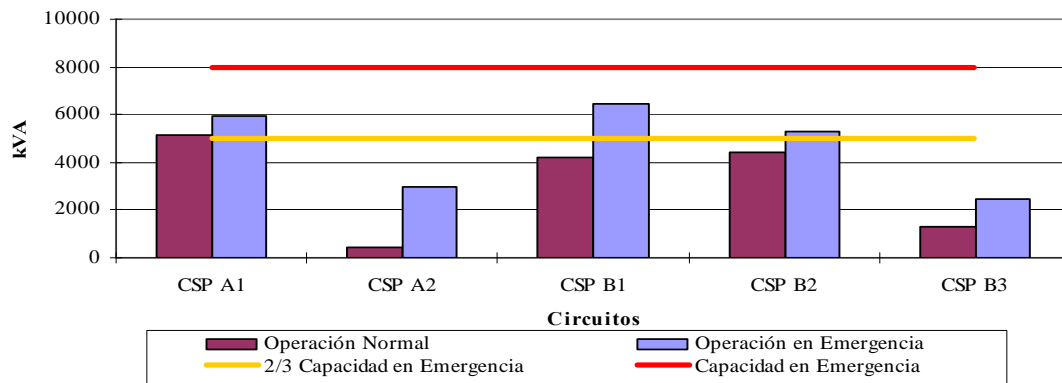


Figura 4.25: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Casarapa. Condición actual.

4.2.3.1.2 Interrupciones no programadas en los circuitos de la subestación Casarapa

Durante el periodo Enero 2004 a Junio 2007, los circuitos de la S/E Casarapa dejan de suplir debido a fallas 5880 MVA-min, distribuido de la forma mostrada en la tabla 4.21.

Tabla 4.21: MVAmin por circuito de la S/E Casarapa, condición actual.

Circuito	Año				MVA-min Total
	2004	2005	2006	2007	
CSP A1	198,1	233	108,9	84,4	624,4
CSP A2	-	-	-	2	2
CSP B1	685,5	190,6	4,7	182,7	1063,5
CSP B2	485,5	367,4	1427,9	1044,2	3325
CSP B3	-	12,8	680,6	171,7	865,1
MVA-min S/E	1369,1	803,8	2222,1	1485	5880

Como se observa en la tabla 4.21, el circuito B2 es el de mayor cantidad de fallas durante el período de estudio, que alcanzan el 56.55% de la energía dejada de suplir.

En la tabla 4.22 las fallas son ubicadas según su cuadrícula de origen y cuadrante por zonas de similar comportamiento.

Tabla 4.22: Fallas por cuadrantes de la S/E Casarapa, condición actual.

81ES	82ES	83ES	84ES	85ES	86ES	87ES
		12	22			
91FS	92ES	93ES	94FS	95ES	96ES	97ES
	7	9	2	1	1	
01FS	02FS	03FS	04FS	05FS	06FS	07FS
2	10	8	3	7	2	
11FS	12FS	13FS	14FS	15FS	16FS	17FS

CUADRANTES	NÚMERO DE FALLAS
I	45
II	40

La figura 4.26, muestra los sectores donde ocurre la mayor parte de las fallas, adicionalmente la figura 4.27, detalla las causas de mayor incidencia en las interrupciones no programadas.

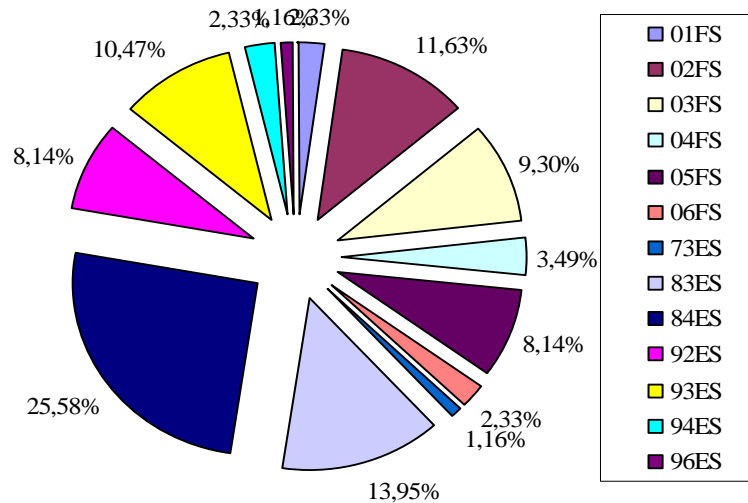


Figura 4.26: Interrupciones no programadas por Cuadrículas de la S/E Casarapa

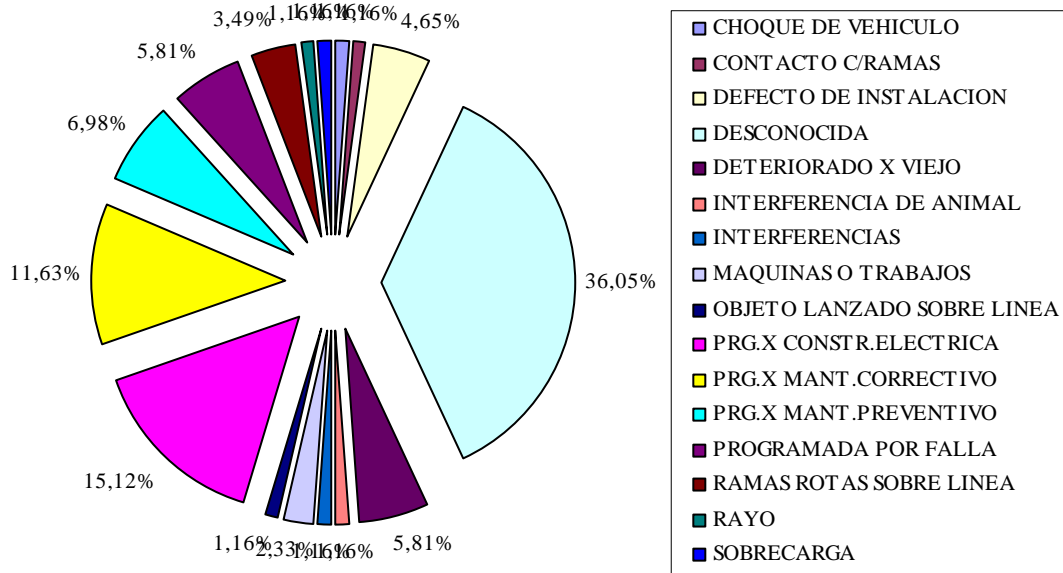


Figura 4.27: Causas de interrupciones no programadas en circuitos de la S/E Casarapa

4.2.3.2 Condición futura de los circuitos pertenecientes a la subestación Casarapa

La subestación Casarapa, tiene una cantidad de proyectos solicitados y previstos a ejecutar, y por tanto, un futuro aumento de su capacidad instalada. En la tabla 4.23, se muestra dicho aumento y crecimiento estimado de la demanda:

Tabla 4.23: Crecimiento estimado de la demanda de los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa. Condición futura.

Circuito	KVA Actual	Demanda Actual	KVA Nueva	Demanda Nueva	KVA Futura	Demanda Futura
CSP A1	16720	5119	810	251,1	17530	5370,1
CSP A2	1425	410	-	-	1425	410
CSP B1	9400	4190	750	337,5	10150	4527,5
CSP B2	7625	4449	400	232	8025	4681
CSP B3	4275	1317	3500	1085	7775	2402

En las tablas 4.24 y 4.25, se presentan los resultados obtenidos de cargabilidad de tramos con la variación de tensión y del flujo de carga en la condición futura:

Tabla 4.24: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Casarapa. Condición futura

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	N° DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.	
				%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN
CSP A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES.D.	89 (LD3061_15)	5,60 (PD46115)	110 (LD3061_15)	7,50 (PD46115)
CSP A2	250 MCM (PLT 15KV)	6	RES.D.	8 (LD3062_5)	1,00 (PD49193)	59 (LD3062_5)	1,00 (PD49193)
CSP B1	500 MCM (PLT 15KV)	6	IND.	90 (LD3671_4)	1,00 (PD30078)	137 (LD3671_4)	1,00 (PD30078)
CSP B2	500 MCM (PLT 15KV)	6	IND.	87 (LD3672_6)	1,40 (PD31482)	104 (LD3672_6)	1,60 (PD31482)
CSP B3	500 MCM (PLT 15KV)	6	RES.D.	31 (LD3673_3)	1,00 (PD38938)	46 (LD3673_3)	1,00 (PD38938)

NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.



Fuera del límite permitido

Tabla 4.25: Resultados del flujo de carga de los circuitos de la S/E Casarapa. Condición futura

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
				kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
CSP A1	17530	900	5370,1	266,83	4,97	8,63	0,16	18,03	0,34
CSP A2	1425	0	410	0,46	0,11	0,64	0,16	1,42	0,35
CSP B1	10150	0	4527,5	19,08	0,42	9,96	0,22	11,95	0,26
CSP B2	8025	0	4681	33,22	0,71	12,60	0,27	7,29	0,16
CSP B3	7775	0	2402	6,83	0,28	5,15	0,21	5,68	0,24



Excede el valor permitido

4.2.3.2.1 Representación gráfica de resultados en la condición futura

En las figuras 4.28, 4.29 y 4.30 se muestran las tensiones mínimas, las pérdidas de potencia activa y la capacidad de los circuitos para suplir energía, respecto a los límites permitidos ante las condiciones normales y de emergencia en la operación de los circuitos con la demanda futura:

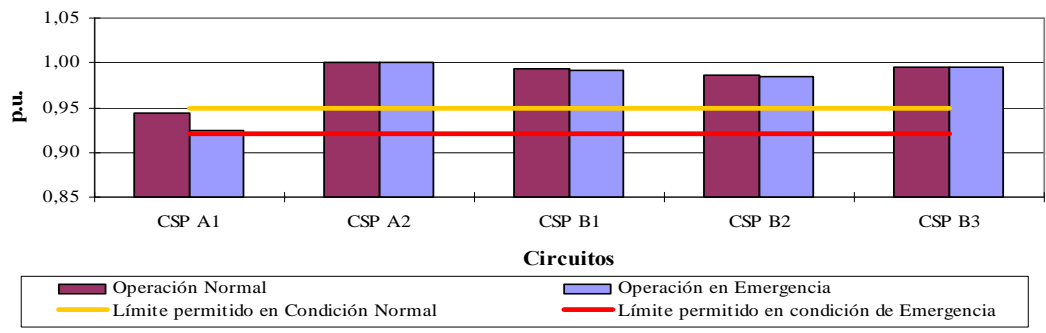


Figura 4.28: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Casarapa.
Condición futura

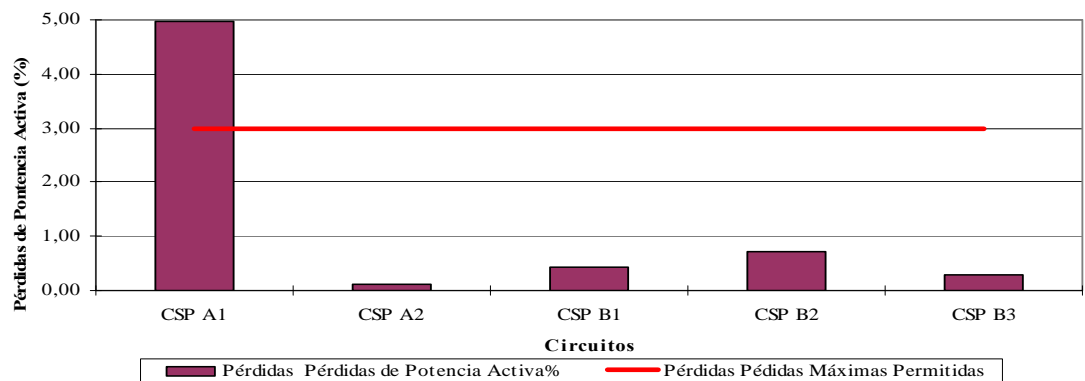


Figura 4.29: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Casarapa.
Condición futura

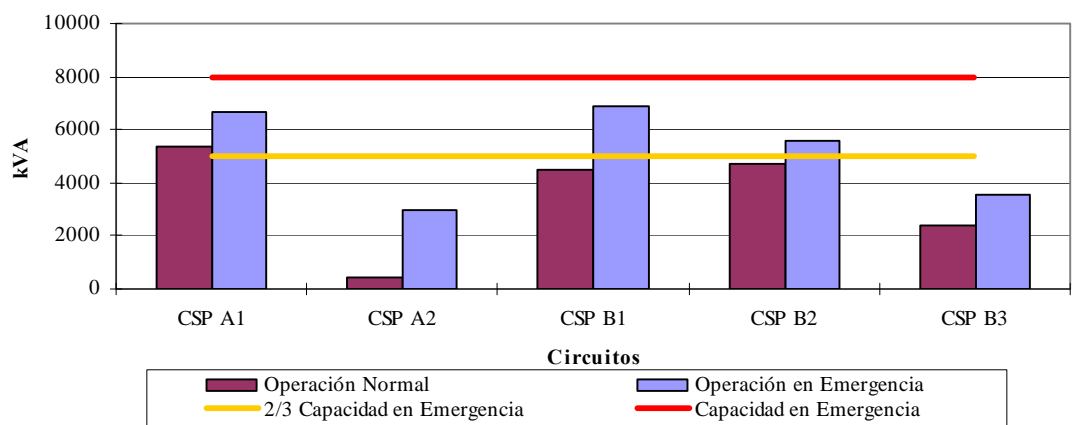


Figura 4.30: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Casarapa.
Condición futura

CAPÍTULO V

ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN PARA LAS CONDICIONES FUERA DE LÍMITE PERMITIDO

Con el objeto de solventar los problemas, mejorar las condiciones de operación y la eficiencia del servicio, bajo las condiciones actuales detectadas en la simulación de los circuitos de distribución, se debe plantear una serie de estrategias de adecuación considerando criterios técnicos y de constructibilidad adoptados por la EdeC.

Las estrategias utilizadas buscan minimizar el impacto económico y además proveer el mayor beneficio, sin embargo, en este caso los problemas encontrados no permiten plantear estrategias que no involucren impacto económico de cierta magnitud. El traspaso de carga a circuitos vecinos menos cargados o subutilizados se considera como la primera opción para descargar circuitos y disminuir a su vez parámetros no deseables como sobrecarga del circuito, caída de tensión y pérdidas técnicas, puesto que esta medida sólo involucra la realización de maniobras en equipos ya existentes o trabajos de bajo impacto económico.

Como medida para mejorar los índices de pérdidas de la red, se plantea la instalación de bancos de condensadores que permitan la mejora de los parámetros antes descritos y adicionalmente permitan mejorar los perfiles de tensión.

Para mejorar la capacidad de transporte de energía y con ello disminuir pérdidas se propone cambio de calibre en los tramos de troncal que signifiquen “cuellos de botella” que mermen la capacidad del circuito ante posibles contingencias o ante el crecimiento esperado de la red.

Ante problemas de recuperación de circuitos, las estrategias que se plantean se orientan a cumplir con los criterios de seccionamiento y recuperación de circuitos

enunciados en el anexo 1, tomando acciones tales como la creación de nuevas interconexiones con circuitos vecinos y/o según sea el caso la mejora de las ya existentes.

De acuerdo a los problemas encontrados para las condiciones actuales de operación de las subestaciones Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa, se plantean estrategias según los circuitos involucrados; de manera representativa a continuación se destacan las acciones a tomar en los circuitos mas críticos, que detalladamente muestran los trabajos necesarios para llevar a cabo las estrategias planteadas.

5.1 Estrategias de solución aplicables a los circuitos de la S/E Luis Caraballo

Las estrategias planteadas ante las condiciones de operación de los circuitos de la S/E Luis Caraballo se centran en solucionar condiciones referentes a exceso de carga y pérdidas de potencia activa, bajos niveles de tensión, cargabilidad de tramos, confiabilidad de la red, conectividad entre circuitos, etc.

Luis Caraballo A3

- Carga fuera del nivel establecido por norma.
- Caída de tensión fuera de límite permitido.
- Pérdidas de potencia activa fuera de niveles establecidos por norma.

Anteproyecto 01: Nueva copa de circuito LCB B1.

De acuerdo a las normas y criterios de la EdeC (ver anexo 1), el circuito LCB A3 presenta sobrecarga (6609 kVA) por lo que no es factible el cambio de calibre; tampoco es factible el traspaso de carga ya que sus circuitos adyacentes sólo tienen capacidad para asistirlo en caso de emergencia. Se propone entonces, crear un nuevo circuito desde una copa B, pero debido a que esta va tener una ruta similar a la de LCB A3 y de acuerdo al criterio de diseño relacionado con la salida de circuitos en

las subestaciones, se debe buscar un circuito de la barra B que sea adecuado y de igual uso, por lo cual se ha escogido el circuito LCB B1.

Desde la subestación se construye el nuevo circuito hasta el ID20102 con los siguientes tramos:

Tabla 5.1: Tramos de línea troncal propuestos para el nuevo circuito LCB B1/B

Tramo	Calibre Propuesto			
	Aéreos	Subterráneos		
	AL 400 (km)	500 10R PLT 15kV (km)	500 08R PLT 15kV (km)	500 04R PLT 15kV (km)
1		0,255		
2	0,435			
3		0,014		
4				0,014
5			0,040	
6				1,878
7	2,060			
Subtotal S/E	Aéreos (km) 2,495	Subterráneos (km) 2,201		

Con la ejecución de este anteproyecto (ver anexo 3), la copa B del circuito LCB B1 queda con 6932 kVA instalados y una demanda de 2773 kVA, mientras que el circuito LCB A3 queda con 9750 kVA instalados, 3836 kVA de demanda, 69,76 kW (1,82%) de pérdidas y una longitud de 18,710 km hasta el ID20102 que se abre y a partir de éste se conecta al tramo 7 propuesto en la tabla 5.1 originando la nueva copa del circuito LCB B1.

Anteproyecto 02: Instalación de Bancos de Condensadores de 300 kVAr en PD37140, 300 kVAr en ID30941 y 300 kVAr en ID17707.

Luego de la ejecución del anteproyecto 01, el nuevo circuito LCB B1 eleva sus pérdidas a 311 kW (4,72%), este aumento se debe a su nueva copa B que toma la longitud (25,02 km) más alejada de LCB A3 (ver anexo 4). Con el fin de reducir pérdidas y por consiguiente mejorar el perfil de tensión en los nodos que se

encuentran debajo del nivel permitido, se instala 1 banco de condensadores de 300kVAr en el punto que presenta la mayor caída de voltaje (PD37140), para bajar las pérdidas a 246 kW (3,82%) y otro banco de condensadores de 300 kVAr en el ID30941 para reducir las pérdidas a 191 kW (3,25%). Sin embargo, las pérdidas todavía están por encima del nivel máximo permitido por norma (ver anexo 1), es por ello que se propone instalar un último banco de condensadores y así reducir las pérdidas hasta 154,01 kW (2,81%).

Luis Caraballo A6

- Caída de tensión fuera de límite permitido.
- Pérdidas de potencia activa fuera de niveles establecidos por norma.
- Tramos de menor capacidad alternados con otros de mayor capacidad en el troncal, reduciendo su capacidad de transporte de energía.

Los siguientes anteproyectos permiten ajustar la red a condiciones de operación dentro de los límites establecidos por normas técnicas como funcionamiento adecuado:

Anteproyecto 03: Cambio de calibre en tramos del troncal del circuito LCB A6.

El circuito posee tramos en su troncal compuesto por conductores AL 1/0 (ver anexo 5), éstos limitan la capacidad del troncal del circuito de transportar energía, generan pérdidas adicionales de potencia activa y además afectan la confiabilidad del circuito por ser elementos de la red cuya vida útil ha sido superada. Los tramos propuestos a cambiarle su calibre son los mostrados en la tabla 5.2:

Tabla 5.2: Tramos de línea troncal propuestos a reemplazar en LCB A6

Nodos extremos del tramo		Distancia del tramo (m)	Calibre actual	Calibre propuesto
6656_38	6656_39	28	2/0 PLT	4/0 AL
6656_132	6656_133	376	1/0 AL	4/0 AL
6656_134	6656_136	3815	1/0 AL	4/0 AL
6656_138	6656_145	190	1/0 AL	4/0 AL
6656_151	6656_729	1379	1/0 AL	4/0 AL
6656_709	6656_163	1665	1/0 AL	4/0 AL
6656_172	6656_193	76	1/0 AL	4/0 AL

Anteproyecto 04: Instalación de bancos de condensadores de 300 kVAr en PD47369, 300 kVAr en PD38018, 300 kVAr EN ID23550 y 300 kVAr en ID22138.

A pesar de que el circuito LCB A6 no tiene exceso de carga (4708 kVA), es el que presenta mayores pérdidas (525 kW – 11,16%), esto se debe a su gran longitud (ver anexo 2). Para reducir pérdidas y mejorar el perfil de tensión en los nodos con tensiones debajo del nivel permitido, se instalan 4 bancos de condensadores de 300 kVAr (ver anexo 6), con los cuales se logra reducir las pérdidas hasta 277,71 kW (4,15%). Como podemos apreciar, el circuito sigue presentando pérdidas que se encuentran por encima del nivel permitido por norma (ver anexo 1), para tratar de solucionar dicho problema se experimentó colocando otros bancos de condensadores en los puntos que tienen valores mínimos de tensión y se realizó de nuevo la simulación, donde se observó que las pérdidas bajaban muy poco, lo que quiere decir que no es económicamente viable colocar otros bancos de condensadores. Se propone entonces, la instalación de los 4 bancos de condensadores iniciales, lo cual es aceptable si observamos que de esta manera se logra bajar las pérdidas en 53%.

Luis Caraballo B2, B4 Y B8

- Carga fuera del nivel establecido por norma.

Anteproyecto 05: Traspaso de carga de LCB B8.

Con la finalidad solucionar el exceso de carga existente en el circuito LCB B8 se propone un anteproyecto que involucra los circuitos LCB B2 y LCB B4.

Se cambia la copa B (residencial) del circuito LCB B2 al circuito LCB B4, el cual queda con dos copas del mismo tipo de carga (residencial). Se construye nueva copa B con los tramos mostrados en la tabla 5.3 al circuito LCB B2 hasta el ID19887, a partir de este punto se le transfiere 5225 kVA instalados del circuito LCB B8 (ver anexo 7).

Con lo anterior, el circuito LCB B2 queda con dos copas del mismo tipo de carga (industrial) y el circuito LCB B8 queda con 5050kVA instalados.

Tabla 5.3: Tramos línea troncal propuestos para el nuevo circuito LCB B2/B

Tramo	Calibre Propuesto		
	Subterráneos		
	500 10I PLT 15kV (km)	500 06I PLT 15kV (km)	500 04I PLT 15kV (km)
1	0,098		
2		0,198	
3			0,284
Subtotal S/E	Subterráneos (km) 0,580		

5.1.1 Aplicación de las estrategias en los circuitos pertenecientes a la S/E Luis Caraballo


5.1.1.1 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias en la condición actual

Con el fin de verificar que las estrategias anteriormente planteadas arrojen los resultados esperados en cuanto a la adecuación y mejoría en ciertos parámetros como pérdidas de potencia activa, caída de tensión, cargabilidad del circuito, entre otros, se realizan simulaciones de la red con dichos cambios en la estructura de la red. Los resultados obtenidos en las simulaciones con los cambios propuestos se muestran en

las siguientes tablas y figuras. En la tabla 5.4 se presentan los datos generales que caracterizan el funcionamiento de la subestación ante la aplicación de estrategias.

Tabla 5.4: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la S/E Luis Caraballo con estrategias

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	Voltaje mínimo		PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
				p.u.	%ΔV	kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
LCB A1	11404,5	4800	4708	0,98	1,80	57,39	1,37	10,32	0,25	12,34	0,29
LCB A2	9937	0	4282	0,97	2,40	61,39	1,43	9,59	0,22	8,79	0,21
LCB A3	9750	600	3836	0,97	2,40	69,76	1,82	11,64	0,30	13,79	0,36
LCB A4	9025	4800	5270	0,98	1,20	32,22	0,61	22,44	0,43	11,88	0,23
LCB A5	15671	0	4120/3108	0,98	1,70	56,11	0,96	8,00	0,14	16,21	0,28
LCB A6	9414	2100	4708	0,97	2,80	277,71	4,15	15,86	0,34	21,57	0,46
LCB A7	9284	600	4404	0,99	1,00	157,26	2,88	12,97	0,29	20,21	0,46
LCB A8	12825	0	3676/2343	0,97	2,10	65,64	1,13	15,33	0,26	27,75	0,48
LCB A9	5060	0	2721	0,99	1,00	18,02	0,66	13,68	0,50	7,94	0,29
LCB B1	13938	900	3457/2773	0,97	2,90	154,01	2,81	17,74	0,30	17,21	0,29
LCB B2	13057	0	2976/3985	0,99	1,00	22,81	0,39	8,56	0,15	17,31	0,30
LCB B3	7254	3600	4497	0,98	1,80	148,04	2,61	0,00	0,00	3,56	0,06
LCB B4	22337	300	4508/3660	0,97	2,30	106,20	1,52	24,42	0,35	25,21	0,36
LCB B5	8329	4800	4471	0,99	1,00	25,79	0,58	29,45	0,66	13,35	0,30
LCB B6	5402,5	0	4752	0,99	1,00	14,28	0,36	3,23	0,08	1,38	0,03
LCB B7	7452	0	4546	0,99	1,00	16,22	0,39	11,89	0,28	14,04	0,33
LCB B8	5050	4800	3586	0,99	1,00	10,13	0,29	2,41	0,07	1,85	0,05

 Excede el valor permitido


En la tabla 5.5 se muestran los resultados de cargabilidad y caída de tensión al aplicar las estrategias planteadas para los circuitos de la subestación Luis Caraballo:

Tabla 5.5: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Luis Caraballo, con estrategias.

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	N° DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.	
				%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN
LCB A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	67 (CD6651_1)	1,80 (PD17534)	105 (CD6651_1)	2,80 (PD17534)
LCB A2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/IND	68 (CD6652_1)	2,40 (PD47581)	89 (CD6652_1)	3,20 (PD47581)
LCB A3	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	61 (CD6653_1)	2,40 (PD33760)	91 (CD6653_1)	3,70 (PD33760)
LCB A4	750 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	69 (CD6654_1)	1,20 (PD29540)	102 (CD6654_1)	1,80 (PD29540)
LCB A5	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	56 (LD6655_127)	1,70 (T-810)	74 (LD6655_127)	2,20 (T-810)
LCB A6	750 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	64 (LD6656_193)	2,80 (PD47370)	76 (LD6656_193)	6,60 (PD47370)
LCB A7	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	70 (CD 6657_1)	1,00 (PD38902)	104 (CD 6657_1)	6,80 (PD38902)
LCB A8	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	60 (LD6658_404)	2,10 (PD38481)	72 (LD6658_404)	2,60 (PD38481)
LCB A9	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	43 (CD6659_1)	1,00 (PD48064)	63 (CD6659_1)	1,20 (PD48064)
LCB B1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	42 (CD6661_200)	2,90 (PD30078)	49 (CD6661_200)	4,10 (PD30078)
LCB B2	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND	62 (CD6662_1)	1,00 (PD31772)	73 (CD6662_1)	1,00 (PD31772)
LCB B3	750 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	65 (CD6663_1)	1,20 (PD40101)	77 (CD6663_1)	1,80 (PD40101)
LCB B4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	65 (CD6664_991)	2,30 (PD24566)	82 (CD6664_991)	3,00 (PD24566)
LCB B5	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	71 (CD6665_1)	1,00 (PD33589)	110 (CD6665_1)	1,20 (PD33589)
LCB B6	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	64 (CD6666_1)	1,00 (T-4016)	76 (CD6666_1)	1,00 (T-4016)
LCB B7	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	67 (CD6667_1)	1,00 (PD13875)	101 (CD6667_1)	1,20 (PD13875)
LCB B8	750 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	59 (CD6668_1)	1,00 (PD33362)	102 (CD6668_1)	1,00 (PD33362)

NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.

 Fuera del límite permitido

5.1.1.2 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias

Ante las condiciones normales y de emergencia en la operación de los circuitos, las tensiones mínimas respecto a los límites permitidos se muestran en la figura 5.1 y los nuevos valores referidos a los parámetros pérdidas de potencia activa y cargabilidad por circuito, se muestran en las figuras 5.2 y 5.3 respectivamente.

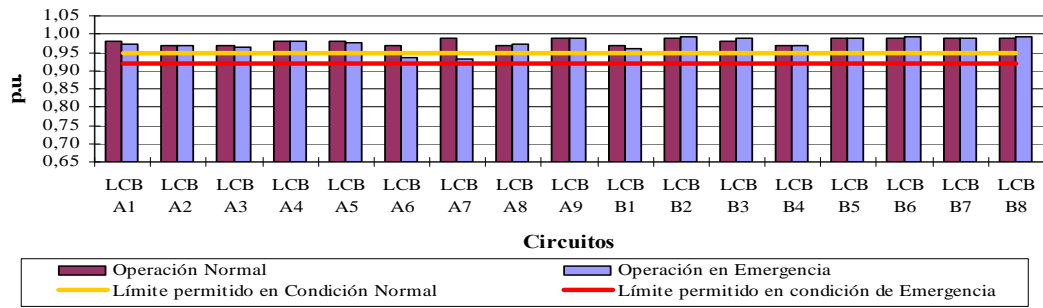


Figura 5.1: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Luis Caraballo.
Condición actual con estrategias

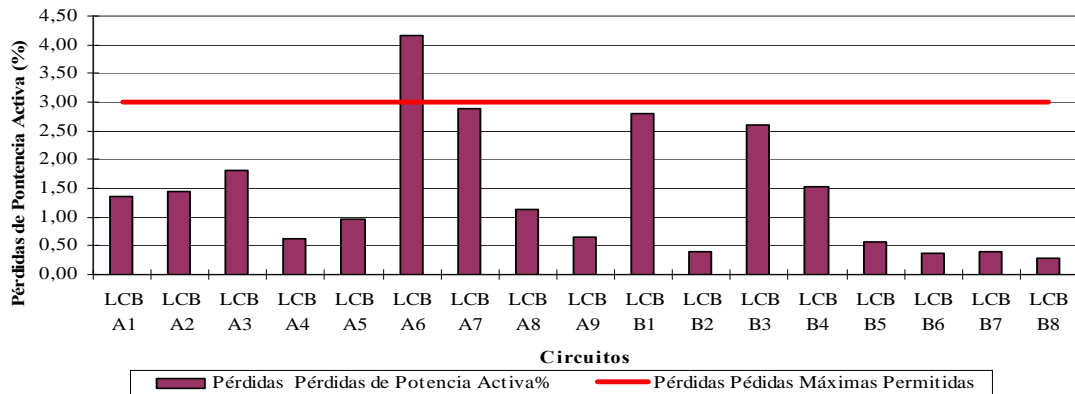


Figura 5.2: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Luis Caraballo.
Condición actual con estrategias

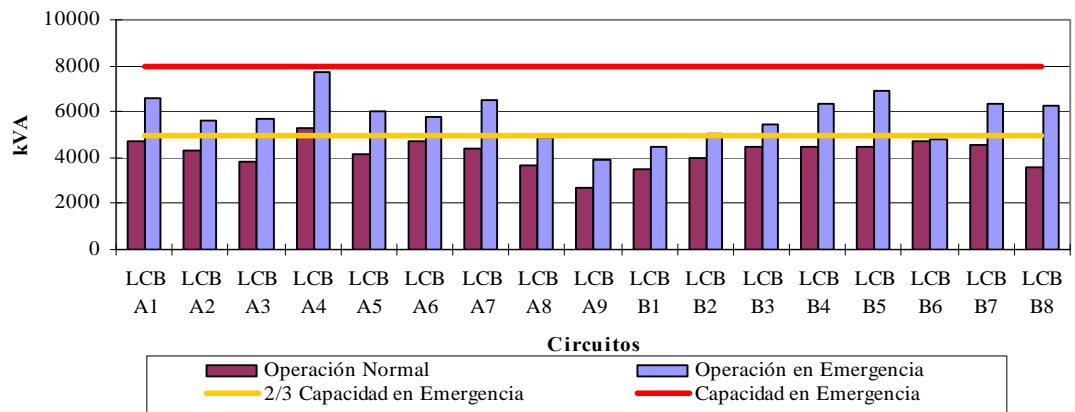


Figura 5.3: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Luis Caraballo.
Condición actual con estrategias.

En la figura 5.1 se puede observar que todos los circuitos operan dentro de los límites permitidos de voltaje. En la figura 5.2 es notable que los circuitos generan pérdidas de potencia activa por debajo de los límites máximos permitidos, resaltando el circuito A6 que presenta el nivel más alto originado por su extensa longitud. Por último, en la figura 5.3 se muestra como la demanda de cada uno de los circuitos se mantiene por debajo de sus capacidades de diseño y condiciones específicas de emergencia.

5.1.1.3 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias y la demanda futura

Los circuitos de la subestación Luis Caraballo tienen prevista la realización de proyectos que a futuro modificarán la topología de la red y con ello cambiarán las condiciones de operación (ver tabla 4.10). En las tablas 5.6 y 5.7, se presentan los resultados detallados obtenidos del flujo de carga y cargabilidad de tramos con la variación de tensión, respectivamente, de los circuitos pertenecientes a esta subestación.

Tabla 5.6: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la S/E Luis Caraballo con estrategias y demanda futura

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	Voltaje mínimo		PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
				p.u.	%ΔV	kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
LCB A1	13544,5	4800	5585	0,97	2,40	101,09	1,81	18,07	0,32	12,34	0,22
LCB A2	10773	0	4632	0,97	2,60	71,78	1,55	11,20	0,24	8,79	0,19
LCB A3	12659	600	5064	0,96	3,20	120,81	2,39	20,07	0,40	13,79	0,27
LCB A4	11229	4800	6513	0,98	1,50	49,19	0,76	34,17	0,52	11,88	0,18
LCB A5	17070	0	4526/3514	0,98	1,70	60,47	0,99	8,62	0,14	16,21	0,27
LCB A6	11997	2100	5998	0,92	7,20	688,76	11,48	26,65	0,44	21,57	0,36
LCB A7	19600	600	9408	0,94	5,20	570,20	9,50	26,02	0,43	20,21	0,34
LCB A8	15732	0	4257/2924	0,97	2,60	100,97	1,40	23,49	0,33	27,75	0,39
LCB A9	8040	0	3216	0,99	1,00	25,14	0,78	19,07	0,59	7,94	0,25
LCB B1	17842	900	4511/3827	0,93	7,50	466,06	4,85	47,15	0,49	17,21	0,18
LCB B2	19870	0	4270/5279	0,99	1,00	57,30	0,62	21,43	0,23	17,31	0,19
LCB B3	7324	3600	4541	0,96	3,30	148,04	2,61	0,00	0,00	3,56	0,06
LCB B4	23000	300	4627/3779	0,97	2,60	138,41	1,73	31,77	0,40	25,21	0,32
LCB B5	9739	4800	5259	0,99	1,00	35,66	0,68	40,66	0,77	13,35	0,25
LCB B6	5402,5	0	4752	0,99	1,00	20,15	0,42	4,55	0,10	1,38	0,03
LCB B7	8120	0	4953	0,99	1,00	22,56	0,46	16,51	0,33	14,04	0,28
LCB B8	5200	4800	3692	0,99	1,00	10,65	0,29	3,06	0,08	1,84	0,05


 Excede el valor permitido

Tabla 5.7: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Luis Caraballo, con estrategias y demanda futura.

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	N° DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.	
				%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN
LCB A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	89 (CD6651_1)	2,40 (PD17534)	112 (CD6651_1)	3,00 (PD17534)
LCB A2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/IND	74 (CD6652_1)	2,60 (PD47581)	96 (CD6652_1)	3,40 (PD47581)
LCB A3	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	81 (CD6653_1)	3,20 (PD33760)	112 (CD6653_1)	4,60 (PD33760)
LCB A4	750 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	86 (CD6654_1)	1,50 (PD29540)	121 (CD6654_1)	2,10 (PD29540)
LCB A5	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	58 (LD6655_127)	1,70 (T-810)	81 (LD6655_127)	2,40 (T-810)
LCB A6	750 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	79 (LD6656_193)	7,20 (PD47370)	99 (LD6656_193)	12,60 (PD47370)
LCB A7	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	96 (CD 6657_1)	5,20 (PD38902)	122 (CD 6657_1)	8,60 (PD38902)
LCB A8	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	74 (LD6658_404)	2,60 (PD38481)	87 (LD6658_404)	3,10 (PD38481)
LCB A9	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	51 (CD6659_1)	1,00 (PD48064)	72 (CD6659_1)	1,40 (PD48064)
LCB B1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	68 (CD6661_200)	7,50 (PD30078)	71 (CD6661_200)	8,00 (PD30078)
LCB B2	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND	98 (CD6662_1)	1,00 (PD31772)	107 (CD6662_1)	1,10 (PD31772)
LCB B3	750 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	79 (CD6663_1)	2,00 (PD40101)	89 (CD6663_1)	2,40 (PD40101)
LCB B4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	74 (CD6664_991)	2,60 (PD24566)	88 (CD6664_991)	3,20 (PD24566)
LCB B5	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	84 (CD6665_1)	1,00 (PD33589)	120 (CD6665_1)	1,30 (PD33589)
LCB B6	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	76 (CD6666_1)	1,00 (T-4016)	76 (CD6666_1)	1,00 (T-4016)
LCB B7	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/ COM/IND	79 (CD6667_1)	1,00 (PD13875)	118 (CD6667_1)	1,40 (PD13875)
LCB B8	750 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	61 (CD6668_1)	1,00 (PD33362)	115 (CD6668_1)	1,00 (PD33362)

NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.

Fuera del límite permitido

5.1.1.4 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias y demanda futura

Los resultados ante las condiciones normales y de emergencia en la operación de los circuitos, se muestran en las figuras 5.4, 5.5 y 5.6.

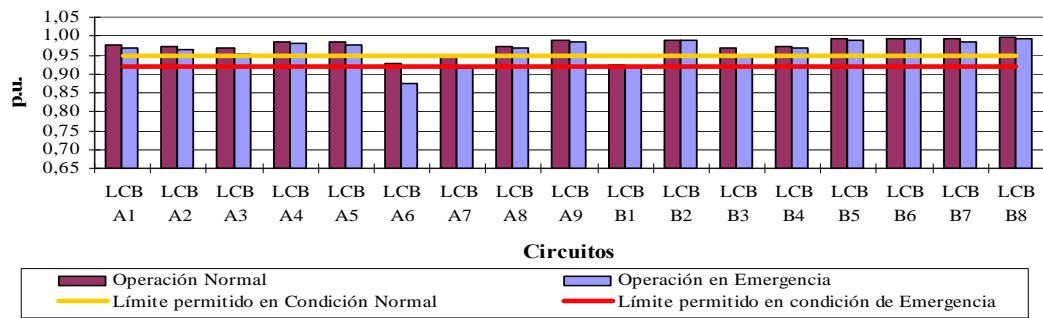


Figura 5.4: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Luis Caraballo con estrategias y demanda futura

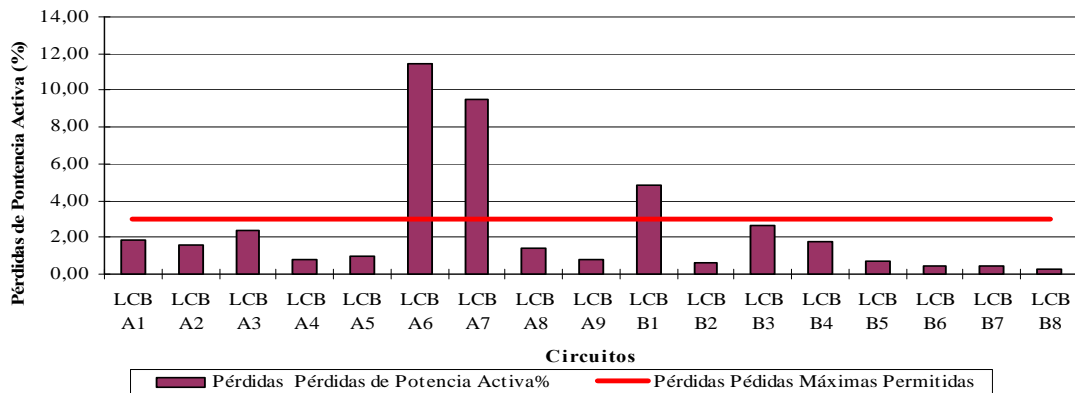


Figura 5.5: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Luis Caraballo, con estrategias y demanda futura

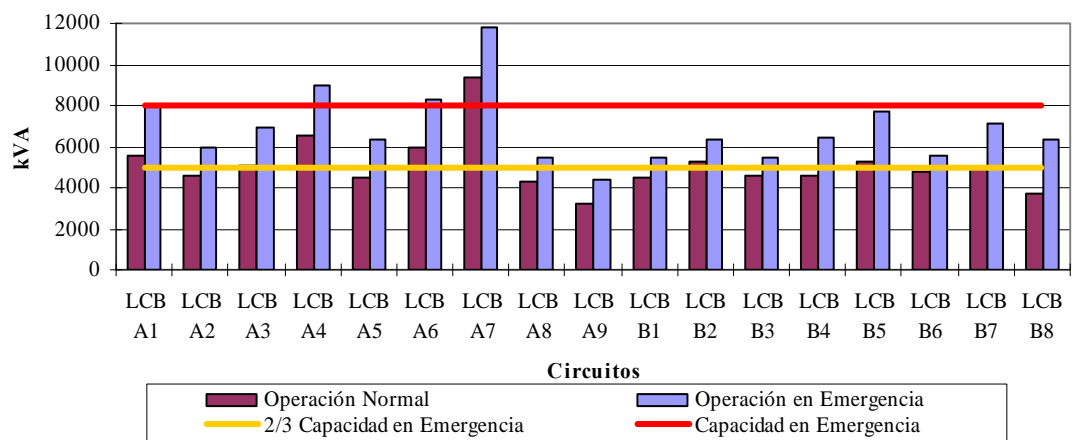


Figura 5.6: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Luis Caraballo con estrategias y demanda futura

Con la aplicación de las estrategias, no solo se busca solucionar los problemas existentes, también se trata de equilibrar las cargas en los circuitos. Sin embargo, se puede observar que en la condición futura hay varios circuitos que no operan dentro de los límites permitidos, lo cual indica que ellos no tienen capacidad para asumir la demanda futura. En busca de una solución, se reevaluaron las condiciones de la subestación para ir descartando las estrategias aplicables: el cambio de calibre no es factible porque la mayoría de los circuitos, entre ellos los que presentan problemas, tienen a lo largo de su troncal los conductores normalizados para alta tensión con mayor capacidad amperimétrica. La instalación de capacitores a pesar de que permiten mejorar los niveles de tensión de la red y reducir las pérdidas, no soluciona el exceso de carga. El traspaso de carga tampoco es factible porque los circuitos más críticos se asisten entre sí, lo que quiere decir que al ocurrir una falla no habrá circuitos emergentes capaces de tomar la carga del circuito fallado. La opción de sacar segundas copas a los circuitos, tampoco es viable porque se superaría la capacidad firme de la subestación; y debido a que la subestación actualmente está en su máxima expansión, no hay posibilidad de sacar una nueva unidad de transformación, agotando todas las opciones existentes se afirma que la subestación Luis Caraballo no está en capacidad de absorber el crecimiento de la demanda futura, con este resultado se propone realizar un estudio a mediano plazo para poder dar solución a la problemática.

5.2 Estrategias de solución aplicables a los circuitos de la S/E Elegua

El principal problema que presentan los circuitos de la S/E Elegua son debidos a exceso de carga, por ello las estrategias planteadas se centran en solucionar esta condición.

Elegua B1

- Carga fuera del nivel establecido por norma.

Anteproyecto 06: Transferencia de ramal con carga de 2000 kVA conectada a partir de PD38409 del circuito EGG B01/A a LCB A8/A.

De acuerdo a las normas y criterios de la EdeC (ver anexo 1), la copa A del circuito presenta sobrecarga (5774 kVA) por lo que no es factible el cambio de calibre. Con el fin de reducir el exceso de carga se propone el traspaso de 2000 kVA instalados desde el PD38409, al circuito LCB A8/A el cual posee capacidad disponible para absorber dicha carga.

Con la ejecución de este anteproyecto, el circuito LCB A8/A queda con una demanda de 3676 kVA, mientras que el circuito EGG B1/a queda con 5404 kVA de demanda (ver anexo 8).

Anteproyecto 07: Transferencia de ramal con carga 2225 kVA conectada desde el ID30451 hasta el ID30933 del circuito EGG B1/A a LCB B1/A.

Debido a que la aplicación del anteproyecto 06 no logra solucionar por completo el problema de exceso de carga de EGG B1/A, y observando que la copa A de LCB B1 tiene capacidad disponible para absorber carga de sus circuitos adyacentes, se propone la transferencia de 2225 kVA instalados en la copa A de EGG B1 utilizando una de las interconexiones existentes con la copa A de LCB B1 desde el ID30451 hasta el ID30933 (ver anexo 9). De esta manera LCB B1/A queda con una demanda de 4511 kVA y EGG B1/A queda una demanda de 4714 kVA.

5.2.1 Aplicación de las estrategias en los circuitos pertenecientes a la S/E Elegua

5.2.1.1 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias en la condición actual

En la tabla 5.8 se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones con la aplicación de las estrategias propuestas.

Tabla 5.8: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la S/E Elegua con estrategias

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	Voltaje mínimo		PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
				p.u.	%ΔV	kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
EGG A1	9387,5	0	3823	0,98	1,10	15,05	0,39	8,66	0,23	7,40	0,19
EGG A2	4000	0	3024	0,99	1,00	6,17	0,20	6,49	0,21	0,90	0,03
EGG A3	12898	300	4877/927	0,98	1,80	31,30	1,26	8,68	0,18	19,54	0,40
EGG A4	98369	0	4820	0,99	1,00	24,33	0,64	5,95	0,16	19,39	0,51
EGG A5	1827,5	0	525	0,99	1,00	0,46	0,09	0,52	0,10	1,17	0,22
EGG B1	15125	600	4714/273	0,98	1,80	76,25	1,82	5,42	0,13	15,49	0,37
EGG B2	7802,5	0	4190	0,97	2,20	56,52	1,35	16,34	0,39	10,12	0,24
EGG B3	2143	0	1050	0,99	1,00	3,03	0,15	1,52	0,12	2,38	0,17
EGG B4	8100	0	4455	0,99	1,00	31,30	0,77	9,63	0,24	10,60	0,26

 Excede el valor permitido

Tabla 5.9: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Elegua, con estrategias.

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	Nº DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.	
				%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN
EGG A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/IND	61 (CD4841_1)	1,10 (PD18279)	82 (CD4841_1)	1,50 (PD18279)
EGG A2	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	48 (CD4842_1)	1,00 (PD49195)	69 (CD4842_1)	1,00 (PD49195)
EGG A3	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	67 (CD4843_1)	1,80 (PD48263)	100 (CD4843_1)	2,90 (PD48263)
EGG A4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/IND	61 (CD4844_1)	1,00 (PD42699)	108 (CD4844_1)	1,60 (PD42699)
EGG A5	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	11 (LD4845_3)	1,00 (ID11711)	29 (LD4845_3)	1,00 (ID11711)
EGG B1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	64 (CD4861_4)	1,80 (PD32045)	64 (CD4861_4)	1,80 (PD32045)
EGG B2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM/IND	67 (CD4862_1)	2,20 (PD35850)	108 (CD4862_1)	3,60 (PD35850)
EGG B3	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	34 (CD4863_1)	1,00 (PD46256)	52 (CD4863_1)	2,20 (PD46256)
EGG B4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD/COM	65 (CD4864_1)	1,00 (PD48380)	86 (CD4864_1)	1,20 (PD48380)

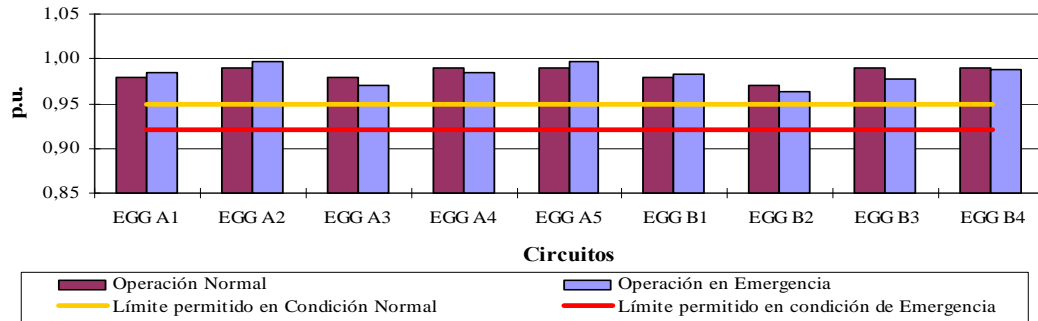
NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.

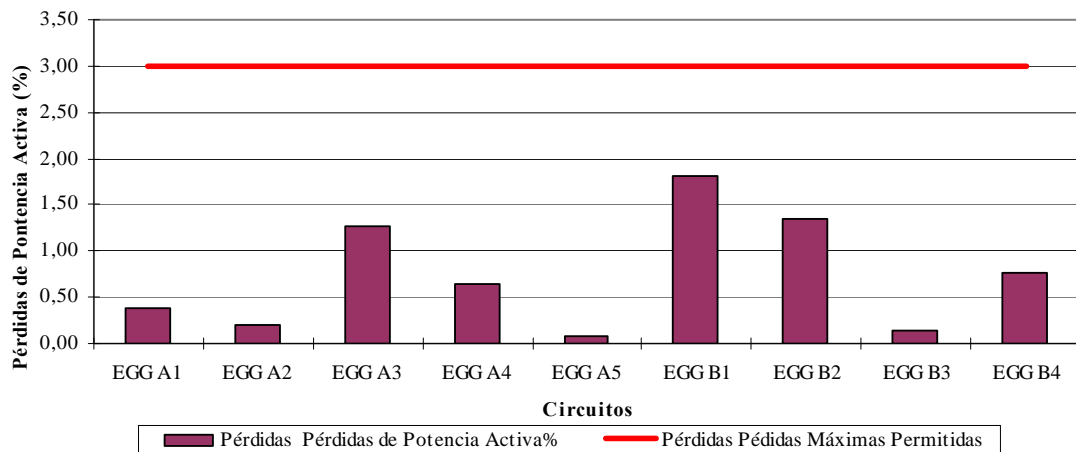
 Fuera del límite permitido

5.2.1.2 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias

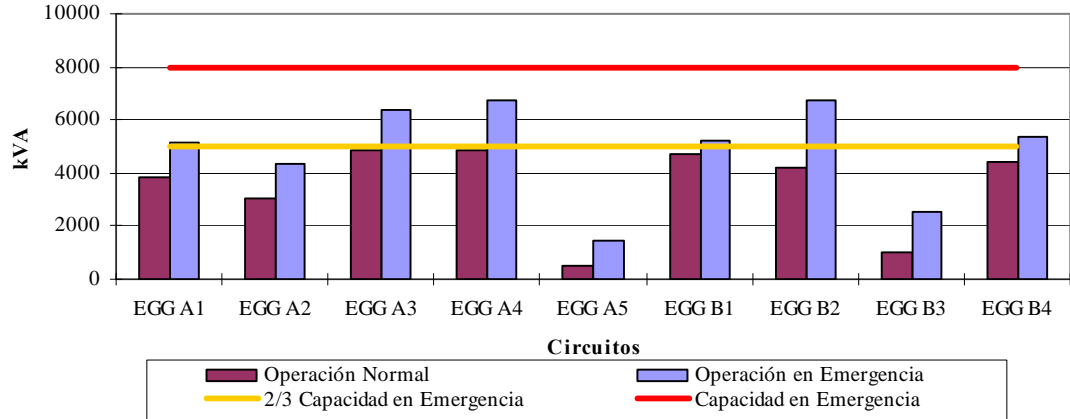
En las figuras 5.7, 5.8 y 5.9 se muestran los nuevos valores de las tensiones mínimas, pérdidas de potencia activa y cargabilidad por circuito, respecto a los límites permitidos en condiciones normales y de emergencia.



**Figura 5.7: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Elegua.
Condición actual con estrategias**



**Figura 5.8: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Elegua.
Condición actual con estrategias**



**Figura 5.9: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Eleggua.
Condición actual con estrategias.**

Ante los resultados anteriormente expuestos, es posible observar que todos los circuitos quedan operando en condiciones técnicamente apropiadas: la variación de la tensión y las pérdidas se encuentra dentro del rango permitido y el porcentaje de carga de los circuitos se encuentra por debajo de la capacidad de diseño.

5.2.1.3 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias y la demanda futura

En las tablas 5.10 y 5.11, se muestran los resultados obtenidos del flujo de carga y cargabilidad en tramos con la variación de tensión, tomando en cuenta la demanda futura mostrada en la tabla 4.18.

Tabla 5.10: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la S/E Elegua con estrategias y demanda futura

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	Voltaje mínimo		PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
				p.u.	%ΔV	kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
EGG A1	10865,5	0	4455	0,98	1,30	20,44	0,46	11,74	0,26	7,40	0,17
EGG A2	4000	0	3024	0,99	1,00	6,17	0,20	6,49	0,21	0,90	0,03
EGG A3	13566	300	5027/1077	0,97	2,30	92,49	1,54	13,08	0,22	19,54	0,33
EGG A4	29346	0	14379	0,98	1,80	106,12	1,33	25,74	0,32	19,39	0,24
EGG A5	7027,5	0	2038	0,99	1,00	6,85	0,34	7,73	0,38	1,17	0,06
EGG B1	19591	600	5406/965	0,97	2,80	153,96	2,57	11,00	0,18	15,49	0,26
EGG B2	10512,5	0	5677	0,97	3,00	103,42	1,82	29,67	0,52	10,12	0,18
EGG B3	4857	0	2620,6	0,99	1,00	3,13	0,16	1,52	0,12	2,38	0,17
EGG B4	8912	0	4902	0,98	1,10	45,68	0,93	14,03	0,29	10,60	0,22

Excede el valor permitido

Tabla 5.11: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Elegua, con estrategias y demanda futura.

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	Nº DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.	
				%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN
EGG A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/IND	71 (CD4841_1)	1,10 (PD18279)	88 (CD4841_1)	1,50 (PD18279)
EGG A2	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	48 (CD4842_1)	1,00 (PD49195)	69 (CD4842_1)	1,00 (PD49195)
EGG A3	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/COM/IND	82 (CD4843_1)	1,80 (PD48263)	109 (CD4843_1)	2,90 (PD48263)
EGG A4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/IND	128 (CD4844_1)	1,00 (PD42699)	160 (CD4844_1)	1,60 (PD42699)
EGG A5	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	41 (LD4845_3)	1,00 (ID11711)	70 (LD4845_3)	1,00 (ID11711)
EGG B1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/COM/IND	91 (CD4861_4)	1,80 (PD32045)	114 (CD4861_4)	1,80 (PD32045)
EGG B2	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/COM/IND	91 (CD4862_1)	2,20 (PD35850)	112 (CD4862_1)	3,60 (PD35850)
EGG B3	500 MCM (PLT 15KV)	10	IND.	64 (CD4863_1)	1,00 (PD46256)	52 (CD4863_1)	2,20 (PD46256)
EGG B4	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES/COM	78 (CD4864_1)	1,00 (PD48380)	96 (CD4864_1)	1,20 (PD48380)

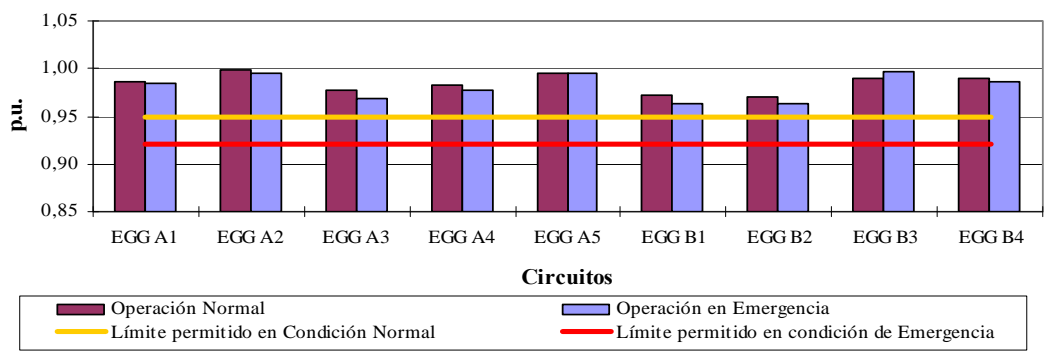
NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.

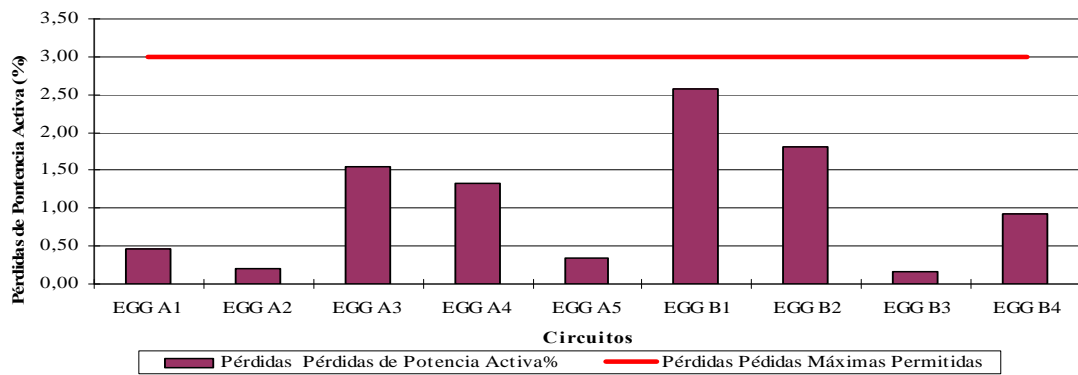
Fuera del límite permitido

5.2.1.4 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias y demanda futura

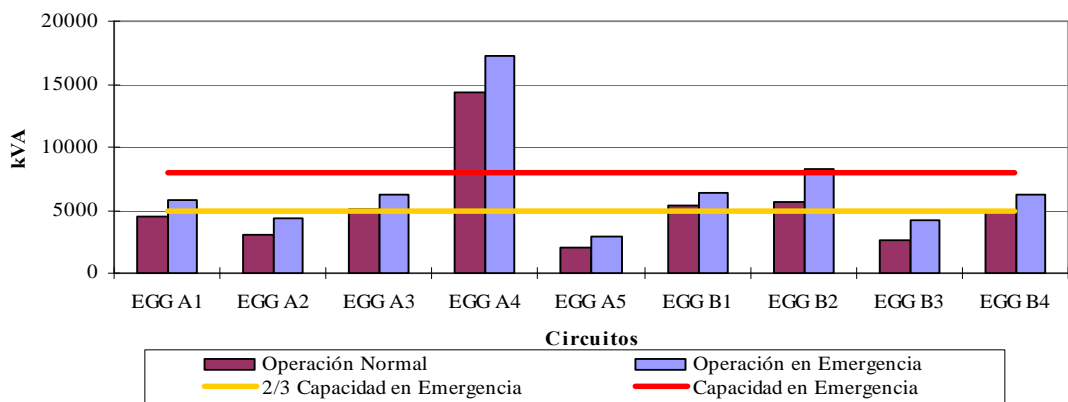
Los resultados ante las condiciones normales y de emergencia en la operación de los circuitos, se muestran en las figuras 5.10, 5.11 y 5.12.



**Figura 5.10: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Eleggua.
con estrategias y demanda futura**



**Figura 5.11: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Eleggua.
con estrategias y demanda futura**



**Figura 5.12: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Eleggua.
con estrategias y demanda futura**

Se puede observar que la mayoría de los circuitos operan dentro de los límites permitidos, a excepción del circuito A4 que presenta el nivel más alto en la demanda, estando por encima de sus capacidades de diseño y condiciones específicas de emergencia, esto se debe a que es el circuito que tiene previsto el mayor crecimiento con 19.510 kVA (ver tabla 4.16), evaluando esta situación y ajustándose a las normas y criterios de diseño, se observa que para atender esta futura demanda se deben sacar 3 circuitos nuevos de la subestación, solución no viable debido a que la subestación superaría su capacidad firme; se propone entonces hacer el estudio a mediano plazo para solicitar la salida de la tercera unidad de transformación en la subestación y así tolerar el crecimiento esperado.

5.3 Estrategias de solución aplicables a los circuitos de la S/E Casarapa

La mayoría de los circuitos de la S/E Casarapa antiguamente eran ramales de circuitos de otras subestaciones, por esta razón actualmente existe una gran cantidad de conductores que limitan la capacidad de transporte de energía en los troncales de los circuitos de la S/E Casarapa. En solucionar este tipo de problema se centran las estrategias planteadas para dicha subestación.

Casarapa A1

- Troncal con conductor no adecuado.
- Carga fuera del nivel establecido por norma.
- Caída de tensión fuera de límite permitido.
- Pérdidas de Potencia activa fuera de niveles establecidos por norma.

Anteproyecto 08: Cambio de calibre en tramos del troncal del circuito CSP A1.

El circuito posee tramos en su troncal con conductores AL 1/0 (ver anexo 10), los cuales afectan considerablemente la confiabilidad del circuito, limitando la capacidad del troncal del circuito de transportar energía y generando pérdidas de potencia

activa. Los tramos propuestos a cambiarle su calibre son los mostrados en la tabla 5.12:

Tabla 5.12: Tramos de línea troncal propuestos a reemplazar en CSP A1

Nodos extremos del tramo		Distancia del tramo (m)	Calibre actual	Calibre propuesto
3061_15	3061_106	641	1/0 AL	4/0 AL
3061_106	3061_16	52	1/0 AL	4/0 AL
3061_16	3061_44	24	1/0 AL	4/0 AL
3061_44	3061_39	59	1/0 AL	4/0 AL
3061_39	3061_35	250	1/0 AL	4/0 AL
3061_35	3061_33	110	1/0 AL	4/0 AL
3061_33	3061_32	125	1/0 AL	4/0 AL
3061_32	3061_31	245	1/0 AL	4/0 AL
3061_130	3061_131	40	1/0 AL	4/0 AL
3061_131	3061_132	350	1/0 AL	4/0 AL
3061_132	3061_134	47	1/0 AL	4/0 AL
3061_134	3061_137	54	1/0 AL	4/0 AL

Casarapa B1

- Troncal con conductor no adecuado.
- Existencia de pocos circuitos adyacentes.

Anteproyecto 09: Cambio de calibre en tramos del troncal del circuito CSP B1.

En la mayoría del troncal el circuito posee tramos con conductores AL 1/0 (ver anexo 11), y a pesar de que actualmente el circuito no presenta mayores problemas se debe prevenir la existencia de ellos con el con la futura expansión de carga. Los tramos propuestos a cambiarle su calibre son los mostrados en la tabla 5.13:

Tabla 5.13: Tramos de línea troncal propuestos a reemplazar en CSP B1

Nodos extremos del tramo		Distancia del tramo (m)	Calibre actual	Calibre propuesto
3671_4	3671_9	76	1/0 AL	4/0 AL
3671_9	3671_14	9	1/0 AL	4/0 AL
3671_14	3671_60	26	1/0 AL	4/0 AL
3671_63	3671_64	103	1/0 AL	4/0 AL
3671_64	3671_67	16	1/0 AL	4/0 AL
3671_67	3671_70	10	1/0 AL	4/0 AL
3671_70	3671_75	55	1/0 AL	4/0 AL
3671_75	3671_80	30	1/0 AL	4/0 AL
3671_80	3671_83	28	1/0 AL	4/0 AL
3671_86	3671_87	13	1/0 AL	4/0 AL
3671_87	3671_89	26	1/0 AL	4/0 AL
3671_90	3671_91	182	1/0 AL	4/0 AL
3671_92	3671_93	61	1/0 AL	4/0 AL
3671_93	3671_103	152	1/0 AL	4/0 AL
3671_104	3671_180	178	1/0 AL	4/0 AL
3671_180	3671_137	39	1/0 AL	4/0 AL
3671_138	3671_139	34	1/0 AL	4/0 AL

Anteproyecto 10: Cambio de circuito CSP B1 de barra B a barra A del circuito CSP B1.

Los circuitos CSP B1 y CSP B2 se asisten mutuamente, pero por ser ambos pertenecientes a la barra B, en caso de una falla a nivel de barra estos no pueden ser recuperados en su totalidad por sus otros circuitos adyacentes, para evitar que ambos circuitos se queden sin servicio se propone cambiar el circuito CSP B1 de la barra B a la barra A, para garantizar que dichos circuitos puedan ser recuperados entre si, luego CSP B1 pasa a ser CSP A3.

5.3.1 Aplicación de las estrategias en los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa

5.3.1.1 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias en la condición actual

Los resultados obtenidos en las simulaciones con los cambios propuestos se presentan en las tablas 5.14 y 5.15.

Tabla 5.14: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa con estrategias

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	Voltaje mínimo		PÉRDIDAS TOTALES		PÉRDIDAS CU TRANSF.		PÉRDIDAS FE TRANSF.	
				p.u.	%ΔV	kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
CSP A1	16720	900	5119	0,99	1,00	68,99	2,21	2,83	0,09	16,99	0,54
CSP A2	1425	0	410	0,99	1,00	0,46	0,11	0,64	0,16	1,42	0,35
CSP A3	9400	0	4190	0,99	1,00	6,09	0,19	5,42	0,17	11,05	0,35
CSP B2	7625	0	4449	0,99	1,00	9,83	0,29	7,11	0,21	6,39	0,19
CSP B3	4275,5	0	1317	0,99	1,00	2,31	0,18	1,90	0,14	2,98	0,23

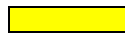
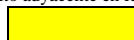
 Excede el valor permitido

Tabla 5.15: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Casarapa, con estrategias.

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	Nº DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.	
				%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN
CSP A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RES.D.	38 (CLD3061_1)	1,00 (PD37458)	49 (CLD3061_1)	2,20 (PD37458)
CSP A2	250 MCM (PLT 15KV)	6	RES.D.	8 (LD3062_5)	1,00 (PD49193)	59 (LD3062_5)	1,00 (PD49193)
CSP A3	500 MCM (PLT 15KV)	6	IND.	53 (LD3671_1)	1,00 (PD24858)	89 (LD3671_1)	1,00 (PD24858)
CSP B2	500 MCM (PLT 15KV)	6	IND.	57 (CD3672_1)	1,00 (PD31482)	71 (CD3672_1)	1,00 (PD31482)
CSP B3	500 MCM (PLT 15KV)	6	RES.D.	17 (LD3673_3)	1,00 (PD38938)	32 (LD3673_3)	1,00 (PD38938)

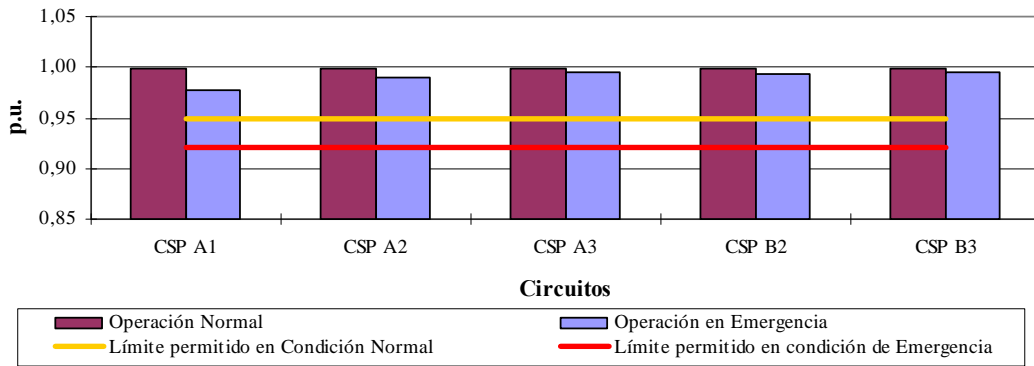
NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.

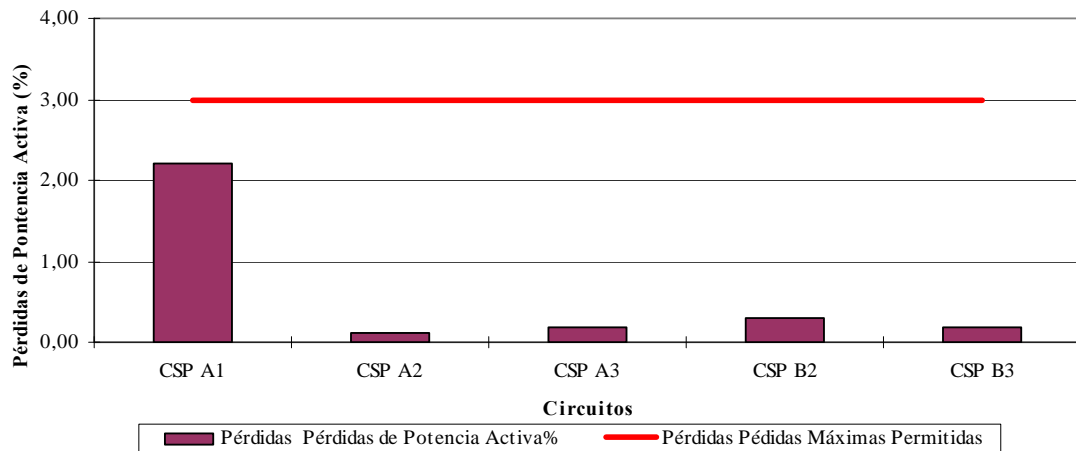
 Fuera del límite permitido

5.3.1.2 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias

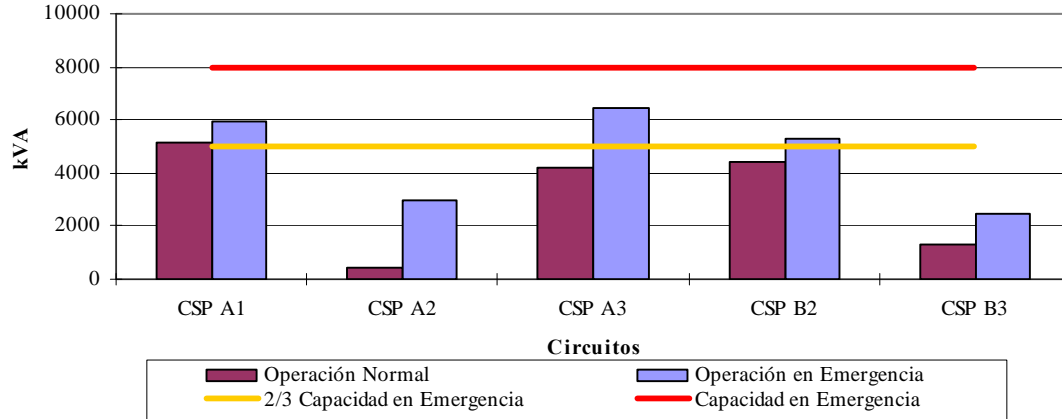
Ante las condiciones normales y de emergencia en la operación de los circuitos, se muestran las tensiones mínimas, pérdidas de potencia activa y cargabilidad por circuito en las figuras 5.13, 5.14 y 5.15 respectivamente. Se puede observar que todos los circuitos quedan operando en condiciones técnicamente apropiadas.



**Figura 5.13: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Casarapa.
Condición actual con estrategias**



**Figura 5.14: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Casarapa.
Condición actual con estrategias**



**Figura 5.15: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Casarapa.
Condición actual con estrategias.**

5.3.1.3 Resultados obtenidos con la aplicación de estrategias y la demanda futura

Tomando en cuenta la demanda futura mostrada en la tabla 4.26 en las tablas 5.16 y 5.17, se muestran los resultados obtenidos del flujo de carga y cargabilidad en tramos con la variación de tensión.

Tabla 5.16: Condiciones generales de operación de los circuitos pertenecientes a la S/E Casarapa con estrategias y demanda futura

Circuito	kVA INST	kVAr INST	Carga kVA	Voltaje mínimo		PÈRDIDAS TOTALES		PÈRDIDAS CU TRANSF.		PÈRDIDAS FE TRANSF.	
				p.u.	%ΔV	kW	(%)	kW	(%)	kW	(%)
CSP A1	17530	900	5434	0,96	3,30	201,67	3,71	8,79	0,16	16,99	0,31
CSP A2	1425	0	410	0,99	1,00	0,46	0,11	0,64	0,16	1,42	0,35
CSP A3	10150	0	4568	0,99	1,00	12,49	0,27	11,09	0,24	11,05	0,24
CSP B2	8025	0	4655	0,99	1,00	17,90	0,38	12,93	0,28	6,39	0,14
CSP B3	7775	0	2410	0,99	1,00	7,73	0,32	6,33	0,26	2,98	0,12

Excede el valor permitido

Tabla 5.17: Cargabilidad y caída de tensión de tramos por circuito de la S/E Casarapa con estrategias y demanda futura.

CIRCUITO	CALIBRE TRONCAL	Nº DE DUCTOS OCUP.	TIPO DE CARGA PREDOM.	COND. NORMAL		COND. DE EMERG.	
				%CARGA (1)	% CAIDA TENSIÓN	%CARGA (2)	% CAIDA TENSIÓN
CSP A1	500 MCM (PLT 15KV)	10	RESD.	67 (CLD3061_1)	3,30 (PD37458)	74 (CLD3061_1)	4,20 (PD37458)
CSP A2	250 MCM (PLT 15KV)	6	RESD.	8 (LD3062_5)	1,00 (PD49193)	59 (LD3062_5)	1,00 (PD49193)
CSP A3	500 MCM (PLT 15KV)	6	IND.	75 (LD3671_1)	1,00 (PD24858)	91 (LD3671_1)	1,00 (PD24858)
CSP B2	500 MCM (PLT 15KV)	6	IND.	77 (CD3672_1)	1,00 (PD31482)	92 (CD3672_1)	1,00 (PD31482)
CSP B3	500 MCM (PLT 15KV)	6	RESD.	31 (LD3673_3)	1,00 (PD38938)	77 (LD3673_3)	1,00 (PD38938)

NOTAS: (1) En condición normal, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito y la CAPACIDAD NOMINAL del cable, para el tipo de carga servido.

(2) En condición de emergencia, el %CARGA viene expresado como el cociente entre la corriente máxima del circuito al asistir parte de la demanda de un circuito adyacente en falla y la CAPACIDAD NOMINAL del cable.

Fuera del límite permitido

5.3.1.4 Representación gráfica de resultados en la condición actual con estrategias y demanda futura

Los resultados ante las condiciones normales y de emergencia en la operación de los circuitos, se muestran en las figuras 5.16, 5.17 y 5.18.

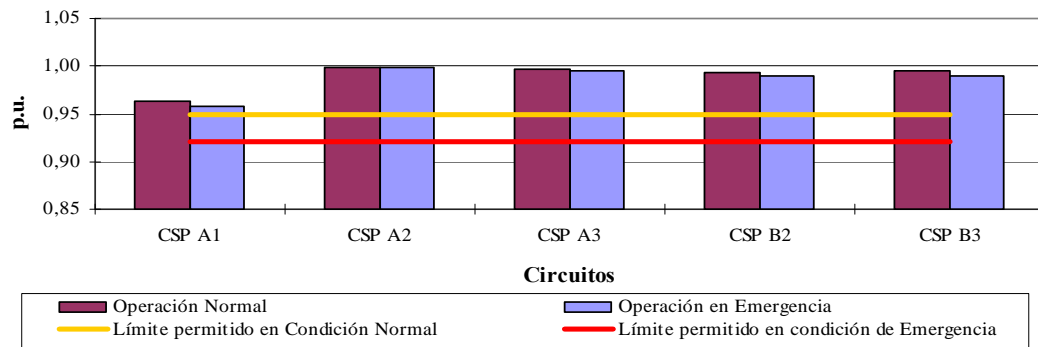


Figura 5.16: Voltaje mínimo por circuito de la S/E Casarapa con estrategias y demanda futura

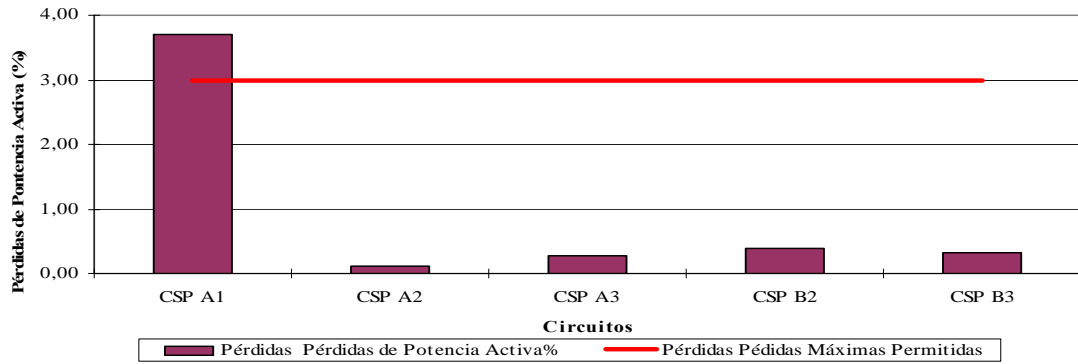


Figura 5.17: Pérdida de potencia activa por circuito de S/E Casarapa. con estrategias y demanda futura

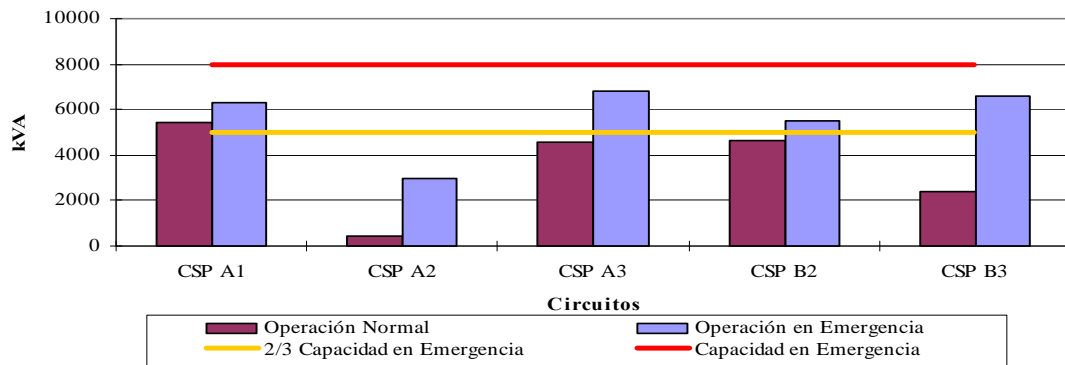


Figura 5.18: Cargabilidad de los circuitos de la S/E Casarapa. con estrategias y demanda futura

Se puede observar que el único circuito que no opera dentro de los límites permitidos es el A1 que presenta pérdidas por encima del nivel permitido y una demanda que esta por encima de sus capacidades de diseño y condiciones específicas de emergencia.

Con las estrategias aplicadas, se logran solucionar los problemas para la condición actual, pero poder tolerar el crecimiento futuro, se propone la salida de un circuito de la barra B para absorber la demanda futura que actualmente se le estima a CSP A1, y de esta forma se garantiza capacidad de servicio, asistencia entre el nuevo circuito de barra B y CSP A1 y la confiabilidad de ambos.

5.4. Costos por anteproyectos de adecuación y mejora de los circuitos de las subestaciones Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa

Teniendo como objetivo solucionar problemas, deficiencias y mejorar las condiciones de operación, fueron planteadas las estrategias de adecuación y mejoras, las cuales se detallan y adicionalmente se cuantifican los costos de inversión que conlleva la ejecución de cada una de ellas.

5.4.1 Anteproyectos de adecuación

En las tablas 5.18 a 5.24 se muestran los costos esperados por anteproyecto ejecutados en cada circuito involucrado.

Tabla 5.18: Costos estimados para el anteproyecto 02

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Costo Bs/Ud	Costo Total
				Costo Bs/Hm	
2	LCB A3	Instalación de Banco de Condensadores	3	497.465,50	1.492.396,50
		Condensadores 3x100kVAr, 15 kV	3	6.930.446,50	20.791.339,50
		Accesorios de montaje	3	1.872.026,65	5.616.079,95
Total				27.899.815,95	

Tabla 5.19: Costos estimados para el anteproyecto 03

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Longitud	Costo Bs/Ud	Costo Total
				(m)	Costo Bs/Hm	
3	LCB A6	Retiro de cable 2/0 PLT	-	28	434.044,75	121.532,53
		Retiro de cable 1/0 AL	-	7.501	259.232,50	19.445.029,82
		Instalación de cable 4/0 AL	-	7.529	1.036.930,00	78.070.459,70
		Cable 4/0 AL	-	7.529	1.394.001,00	104.954.335,29
Total					202.591.357,34	

Tabla 5.20: Costos estimados para el anteproyecto 04

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Costo Bs/Ud	Costo Total
				Costo Bs/Hm	
4	LCB A6	Instalación de Banco de Condensadores	4	497.465,50	1.989.862,00
		Condensadores 3x100kVAr, 15 kV	4	6.930.446,50	27.721.786,00
		Accesorios de montaje	4	1.872.026,65	7.488.106,60
Total				37.199.754,60	

Tabla 5.21: Costos estimados para el anteproyecto 06

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Costo Bs/Ud	Costo Total
				Costo Bs/Hm	
6	EGG B1	Apertura de interruptor PD38409	1	550.000,00	550.000,00
Total				550.000,00	

Tabla 5.22: Costos estimados para el anteproyecto 07

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Costo Bs/Ud	Costo Total
				Costo Bs/Hm	
7	EGG B1	Apertura de interruptor ID30451	1	1.100.000,00	1.100.000,00
		Cierre de interruptor ID30933			
Total				1.100.000,00	

Tabla 5.23: Costos estimados para el anteproyecto 08

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Longitud (m)	Costo Bs/Ud	Costo Total
					Costo Bs/Hm	
8	CSP A1	Retiro de cable 1/0 AL	-	1.997	259.232,50	5.176.873,02
		Instalación de cable 4/0 AL	-	1.997	1.036.930,00	20.707.492,10
		Cable 4/0 AL	-	1.997	1.394.001,00	27.838.199,97
Total					53.722.565,09	

Tabla 5.24: Costos estimados para el anteproyecto 09

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Longitud (m)	Costo Bs/Ud Costo Bs/Hm	Costo Total
		Retiro de cable 1/0 AL	-	1.038	259.232,50	2.690.833,35
9	CSP B1	Instalación de cable 4/0 AL	-	1.038	1.036.930,00	10.763.333,40
		Cable 4/0 AL	-	1.038	1.394.001,00	14.469.730,38
					Total	27.923.897,13

5.4.2 Anteproyectos de mejora

Con el fin plantear mejoras que contribuyan a solucionar problemas potenciales, se proponen los anteproyectos por circuitos involucrados en las tablas 2.25 a 5.27, en las cuales se detallan las obras a ejecutar con sus respectivos costos estimados.

Tabla 5.25: Costos estimados para el anteproyecto 01

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Longitud (m)	Costo Bs/Ud Costo Bs/Hm	Costo Total
		Instalación de cable 400 AL	-	2.495	1.446.816,00	36.098.059,20
		Cable 400 AL	-	2.495	2.520.796,95	62.893.883,90
		Instalación de cable 500 PLT	-	2.201	1.736.179,00	38.213.299,79
		Cable 500 PLT	-	2.201	40.144.349,51	883.577.132,71
1	LCB B1	Postes reforzados	25	-	2.540.735,00	63.518.375,00
		Crucetas de paso doble amarre	14	-	927.341,50	12.982.781,00
		Crucetas de ángulo	11	-	897.312,12	9.870.433,32
		Soporte de neutro	25	-	45.493,42	1.137.335,50
		Juego de cuchillas	2	-	1.644.913,45	3.289.826,90
		Apertura interruptor ID20102	1	-	550.000,00	550000,00
					Total	1.112.131.127,32

Tabla 5.26: Costos estimados para el anteproyecto 05

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Longitud (m)	Costo Bs/Ud Costo Bs/Hm	Costo Total
		Instalación de cable 500 PLT	-	580	1.736.179,00	10.069.838,20
5	LCB B2	Cable 500 PLT	-	580	40.144.349,51	232.837.227,15
		Juego de cuchillas	2	-	1.644.913,45	3.289.826,90
		Apertura interruptor ID19887	1	-	550.000,00	550000,00
					Total	246.746.892,25

Tabla 5.27: Costos estimados para el anteproyecto 10

Ante-proyecto	Circuito	Descripción	Ud	Longitud (m)	Costo Bs/Ud Costo Bs/Hm	Costo Total
10	CSP B1	Cierre de interruptor de salida	1	-	1.100.000,00	1.100.000,00
	CSP A3	Apertura interruptor de salida				
		Juego de cuchillas	1	-	1.644.913,45	1.644.913,45
					Total	2.744.913,45

CONCLUSIONES

Tomando en cuenta, al estudio diagnóstico realizado a la red de distribución de las subestaciones Luis Caraballo, Eleggua y Casarapa, que comprenden un total de treinta y un (31) circuitos primarios, que surten del servicio eléctrico a los Municipios Plaza, Zamora y parte de Acevedo del Estado Miranda, se puede concluir lo siguiente:

- ✚ Los problemas encontrados en los circuitos de la subestación Luis Caraballo se centran en el exceso del porcentaje de pérdidas de potencia activa y la variación de tensión fuera de límite, estos hechos ocurren en su mayor proporción en los circuitos de mayor longitud en su troncal principal, como lo son: LCB A3, LCB A6 y LCB A7.

- ✚ Los circuitos LCB A2, A3, A4, A7, B3, B7 y B8 actualmente exceden la capacidad de diseño en su troncal.

- ✚ Las mayoría de las averías de la subestación Luis Caraballo, están ubicadas en los cuadrantes I y II, pudiéndose atribuir estas fallas a las condiciones geográficas y ambientales que predominan en estas zonas montañosas, circundadas por la Cordillera de la Costa (Parque Nacional el Ávila) ubicada al Norte de Guatire y por la formación montañosa Sierra de Guatopo, lo que hace que sean susceptibles a fallas por alteraciones atmosféricas (descargas eléctricas) ó deslizamientos de terrenos muy frecuentes en estas zonas.

- ✚ Con relación a la operatividad se los circuitos de la subestación Luis Caraballo, se observa deficiencias en los cuadrantes I y II, esto porque la mayoría de los circuitos que se encuentran en dichos cuadrantes, pertenecen a la barra A, lo que impide la asistencia entre ellos y afecta la confiabilidad de los mismos.

- ✚ Al simular los circuitos con las estrategias planteadas para la subestación Luis Caraballo, se puede observar que en la condición actual los circuitos operan dentro de los límites permitidos, pero al asumir la carga futura, la situación general de la subestación es crítica, en cuanto a pérdidas, caída de tensión y cargabilidad.

- ✚ Luego agotar todas las estrategias aplicables para la condición futura, se afirma que la subestación Luis Caraballo no tiene capacidad para tolerar el crecimiento esperado.

- ✚ Los problemas que presentan actualmente los circuitos de la subestación Eleggua, se deben al exceso de carga en EGG A3, EGG A4, EGG B1 y EGG B4, que afecta la confiabilidad de operación y asistencia de carga.

- ✚ Las averías de la subestación Eleggua, se encuentran en su mayoría ubicadas en los cuadrantes I y III, esto se debe a que los circuitos de esta subestación se encuentran en mayor proporción ubicados en estos cuadrantes.

- ✚ Al aplicar las estrategias propuestas para la subestación Eleggua, observamos que la mayoría de los circuitos toleran el crecimiento esperado a futuro, a excepción de EGG A4 que tiene previsto un crecimiento que excede las normas y criterios de diseño.

- ✚ El único circuito de la subestación Casarapa que actualmente presenta problemas es CSP A1, los cuales se deben al exceso de carga y longitud que ocasionan un alto porcentaje de pérdidas de potencia activa y variación de tensión fuera de límites permitidos por norma, afectando la confiabilidad del circuito.

- ✚ A pesar de que los circuitos CSP B01 y B02 no presentan problemas en la actualidad, hay que tomar en cuenta que eran originalmente ramales de circuitos pertenecientes a la subestación Trapichito, por esta razón sus troncales tienen actualmente una gran cantidad de conductores que limitan la capacidad amperimétrica del circuito y con ello el transporte de energía.

- ✚ Por otra parte los circuitos CSP B01 y CSP B02 se asisten casi exclusivamente entre si, lo que quiere decir, que ante la ocurrencia de una falla en la barra B, toda la zona que estos suplen se queda sin servicio.

- ✚ Las estrategias planteadas para la solución de condiciones fuera de los límites permisibles, logran reducir las pérdidas de potencia activa en 32% para la subestación Luis Caraballo, 43% para la subestación Elegua y 79% en la subestación Casarapa.

RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las recomendaciones que contribuyen a solventar los problemas detectados en el diagnóstico de las subestaciones en estudio:

- ✚ Actualizar todas las bases de datos para que no exista discrepancia entre ellas y de esta manera tener datos confiables, precisos y veraces.
- ✚ Ejecutar las estrategias de solución planteadas en un período no mayor a dos (2) años, para evitar que surjan nuevos problemas, se agudicen los existentes y garantizar que la realización de dichas estrategias tengan los resultados previstos.
- ✚ Realizar un estudio a mediano plazo, con la finalidad de establecer estrategias de desarrollo de nuevas subestaciones de distribución, debido a que la subestación Luis Caraballo no tiene capacidad para absorber todo el crecimiento de la demanda futura.
- ✚ Intercambiar circuitos entre barra A y barra B de la subestación Luis Caraballo, para mejorar la asistencia entre ellos y así garantizar el servicio en la zona central de la ciudad de Guatire.
- ✚ Crear la tercera unidad de transformación de la subestación Eleggua, para evitar sobrecarga con el crecimiento de la demanda futura y tener mayor capacidad de asistencia entre los circuitos.
- ✚ Crear a mediano plazo un circuito de la barra B de la subestación Casarapa, que tome parte de la carga actual de CSP A01 y su demanda futura, para garantizar la capacidad, calidad y confiabilidad del servicio.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] “EL CABLE”, Publicación de La Electricidad de Caracas, Tercera Etapa, Año VII, Número 62, Julio-Agosto 2005. p. 12.

[2] Serrano A., Luis J. *Estudio Diagnóstico de la red de distribución de la subestación Luis Caraballo de la C.A. La Electricidad de Guarenas y Guatire.* (2003), (Tesis). – Guarenas: Instituto Universitario de Tecnología Antonio José de Sucre. 2003, p. 35.

[3] Diccionario de la Real Academia Española. [en línea]. <<http://www.rae.es>> [Consulta: 2007]

[4] Quintero G., Carmen V. *Estudio de Planificación a mediano plazo de una S/E de distribución de 100MVA en 12,47kV.* (Tesis). – Caracas: Universidad Simón Bolívar, 2005, p. 14.

[5] Naranjo, Alberto. *Proyecto del sistema de distribución Eléctrico.*, (Libro). – Caracas: Venezuela: Ed. Equinoccio, 2004. p. 64.

[6] Galán V., William A. *Estudio de Planificación a Corto Plazo de la Subestación Elegua.* (Tesis). – Caracas: Universidad Metropolitana, 2003. p. 21.

[7] C.A. La Electricidad de Caracas, Normas de Ingeniería.

[8] C.A La Electricidad de Caracas, Normas y Criterios de Diseño.

[9] Plan de Distribución EDC, Período 2005-2009. Plan 2005-2009 ELEGUA.
C.A. La Electricidad de Caracas.

[10] Sabino, C. (2000). *El Proceso de Investigación*. Caracas. Ed. Panapo. p. 15P.

[11] Martínez López, Carlos Efraín. *Descarga de la Red 30/4,8 kV Cafetal – Caurimare de la C.A. La Electricidad de Caracas*. (Tesis). – Caracas: Universidad Simón Bolívar. 2.004. p.38.

BIBLIOGRAFÍAS

Diccionario de la Real Academia Española. [en línea]. <<http://www.rae.es>> [Consulta: 2007]

Galán V., William A. Estudio de Planificación a Corto Plazo de la Subestación Eleggua. / Galán William, (Tesis). – Caracas: Universidad Metropolitana, 2003.

Naranjo, Alberto. Proyecto del sistema de distribución Eléctrico. Caracas: Ed. Equinoccio, 2004.

Normas de Ingeniería de La Electricidad de Caracas.

Normas y Criterios de Diseño de La Electricidad de Caracas.

Publicación de La Electricidad de Caracas, Año VII, Número 62, Julio-Agosto 2005.

Quintero G., Carmen V. Estudio de Planificación a mediano plazo de una S/E de distribución de 100MVA en 12,47kV. / Quintero Carmen, (Tesis). – Caracas: Universidad Simón Bolívar, 2005.

Sabino, C. El Proceso de Investigación. Caracas. Caracas: Ed. Panapo, 2000.

Serrano A., Luis J. Estudio Diagnóstico de la red de distribución de la subestación Luis Caraballo de la C.A. La Electricidad de Guarenas y Guatire. / Serrano Arvelo Luis Javier, (Tesis). – Guarenas: Instituto Universitario de Tecnología Antonio José de Sucre, 2003.

Martínez L., Carlos E. Descarga de la Red 30/4,8 kV Cafetal – Caurimare de la C.A. La Electricidad de Caracas. / Martínez López, Carlos Efraín (Tesis). – Caracas: Universidad Simón Bolívar. 2.004.

GLOSARIO

Acometida [5]: Son las instalaciones comprendidas entre la red de distribución de la Empresa y el punto de entrega al suscriptor. Incluye cables de acometida, interruptores y equipos de medición.

Archivos *.dat: son archivos que contienen la información concerniente a una red eléctrica, como equipos conectados, cargas, transformadores, conductores, disposición en el espacio, seccionamientos e interconexiones con circuitos adyacentes, sirven como base para la simulación del circuito que representan.

Caída de tensión: diferencia o pérdida de tensión o potencial entre dos puntos de un circuito.

Capacidad de Diseño (CD) [2]: se define como las dos terceras partes ($\frac{2}{3}$) de la capacidad de emergencia del conductor, es un criterio empleado por La EDC en el diseño de circuitos primarios de distribución, para garantizar que la carga de un circuito fallado pueda ser recuperada por otros dos (2) circuitos adyacentes, sin sobrepasar la capacidad nominal de estos. Se asume que los circuitos involucrados se encuentran cargados idénticamente y que la carga del circuito fallado se distribuye a partes iguales entre los circuitos sanos.

Capacidad Firme de la Subestación [2]: Es la capacidad que tiene la Subestación para servir carga en condiciones de emergencia, cuando sale de servicio la unidad de transformación de mayor capacidad nominal. Asumiendo que los transformadores en funcionamiento se sobrecarguen hasta un 20 por ciento, durante un período máximo de 2 horas. Se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$CF = 1,2 \cdot \left[\left(\sum_{i=1}^n kVA_{vf_i} \right) - kVA_{vf_{\max}} \right]$$

Donde :

CF = Capacidad Firme

n = Número total de transformadores instalados en la subestación

kVA_{vf_i} = Capacidad nominal a ventilación forzada del transformador i

$kVA_{vf_{\max}}$ = Capacidad nominal a ventilación forzada del transformador de mayor capacidad.

Capacidad Instalada de la Subestación [2]: Es la suma de la capacidad nominal o de placa de los transformadores de la Subestación, operando éstos a ventilación forzada, especificada en kVA.

Capacidad Instalada [2]: Es la potencia total, expresada en kilovoltamperios (kVA), que la Empresa dispone para suministrar el servicio al suscriptor. Incluye capacidad de generación, transmisión y distribución, en los distintos voltajes y tipos de servicios ofrecidos por la Empresa.

Carga [2]: Equipo o conjunto de equipos, usados para absorber energía en el tiempo y convertirla en otra forma útil.

Carga Conectada al Circuito [2]: Es la suma de la capacidad nominal o de placa de todos los equipos conectados al circuito.

Carga Concentrada [2]: Se consideran cargas concentradas aquellas que están físicamente ubicadas en un solo inmueble o conjunto de edificaciones, servido por un punto de transformación cuya capacidad es mayor de 500 kVA. El punto de transformación constituido por una o más unidades de transformación podrá estar destinado:

Al uso exclusivo de un solo suscriptor. Este es el uso de edificaciones institucionales, comerciales o industriales de administración única, tales como Hospitales, Hoteles, Institutos o Empresas del Estado, etc.

Al servicio de varios suscriptores en el mismo inmueble o grupo de inmuebles. Este es el caso de edificaciones multifamiliares, multicomerciales o una combinación de ambos casos.

El concepto de carga concentrada está asociado a una concentración de capacidad en un solo punto de transformación y no necesariamente a la ocurrencia de un suscriptor único, ni tampoco al hecho de una acometida general única a un solo inmueble.

Carga Distribuida [2]: Se consideran cargas distribuidas aquellas que están geográficamente dispersas en inmuebles separados y que por razones económicas, están servidas por uno o más puntos de transformación, cada uno de los cuales sirve un sector determinado. Este es el caso típico de urbanizaciones residenciales y parcelamientos industriales, donde los servicios a cada inmueble sirven generalmente a un solo suscriptor.

Carga Total Conectada [2]: Es la suma de los requerimientos de potencia, expresados en kilovoltamperios (kVA), que toman a plena carga todos los equipos de utilización que se encuentran instalados en la propiedad servida, conectados o susceptibles de conectarse para el servicio solicitado por el suscriptor.

CD: abreviación de cable de distribución, proseguida de un número es la identificación de un tramo de cable específico.

Circuitos Doble Copa: son circuitos primarios que parten desde el mismo interruptor dentro de la subestación y deben tener rutas con sentidos opuestos y no se deben auxiliar entre si.

Conexión modular de Seccionamiento (CMS) [2]: Consiste en un punto de empalme o derivación del circuito primario elaborado con conexiones modulares atornillables de diseño especial. Puede seccionar y/o poner a tierra el circuito, además, puede ser operada mas rápidamente que una conexión modular normal. Su operación debe hacerse sin tensión.

Confiabilidad del Sistema [5]: Es la probabilidad de que el sistema opere, bajo condiciones de diseño por largos periodos de tiempo y cortos intervalos de tiempo con interrupciones del servicio eléctrico.

Cuadrículas [2]: Son planos de escala 1:100 o 1:500, que comprenden un área de 500 m², donde se muestra la información de las obras civiles existentes en la zona tales como sótanos y tuberías, además de los conductores de alta y baja tensión. Brindan información importante en cuanto a la ruta de los conductores, tipo de bancada instalada, ubicación de los sótanos y tipo de zona servida.

Cuchilla: Parte móvil de contacto que embraga con otra, ya sea móvil o fija, que permite dar continuidad a la electricidad o interrumpirla a partir de dicho dispositivo.

Demanda [5]: Es la en kVA o kW durante un período de tiempo determinado. En un ciclo de carga interesa casi siempre es el valor de la demanda máxima porque este valor es el que rige la elección de la capacidad de los equipos.

Demanda Asignada Contratada [2]: Es la potencia expresada en kilovoltamperios (kVA) que la Empresa garantiza al suscriptor. Se determina sobre la base de la correlación entre la demanda probable y la capacidad total instalada por el suscriptor, entendiéndose como demanda probable el resultado de aplicar un porcentaje (que varía entre 40 por ciento y 70 por ciento) a la carga total conectada; si la capacidad instalada está expresada en otras unidades de potencia (kW o HP) deberá convertirse a kilovoltamperios (kVA).

Demanda Máxima de Diseño [2]: Es el valor de demanda que deben tener los circuitos. Este valor corresponde al 80 por ciento de la capacidad nominal del conductor a la salida de la subestación, con el fin de tener capacidad disponible ante una emergencia.

Demanda Máxima Leída [2]: Es la potencia máxima usada por el suscriptor durante un período de facturación, registrada por los equipos de medición de la Empresa en intervalos de QUINCE (15) minutos continuos. Se expresa en kilovoltamperios (kVA). Cuando no se instale el medidor de demanda máxima, se tomará como demanda máxima ocurrida en el mes, la que resulte de dividir por 200 horas los kWh de energía consumida.

Demanda promedio [2]: es la potencia media que se registra en un periodo de tiempo definido. Se define por la expresión:

$$D_{prom} = \frac{1}{T} \int_0^t D \cdot dt$$

Diferencia de fase: Diferencia de tiempo entre dos ciclos.

Disponibilidad del Sistema [2]: Es la probabilidad de que el sistema de potencia continúe suministrando la energía al consumo, considerando las desconexiones al azar de las líneas y equipos. Se mide estadísticamente y muestran la magnitud de la frecuencia de desconexiones y su efecto en el pasado.

Duración de la Interrupción: Es el período desde el inicio de la interrupción del servicio hasta la reactivación de este.

Enclavamiento (Interlock) [2]: mecanismo eléctrico o mecánico que condiciona la operación de dos equipos asociados y que garantiza que ambos no puedan operar simultáneamente.

Factor de carga (F_c) [5]: Es la relación existente entre la demanda promedio y la demanda máxima en un período de tiempo dado. Indica el grado de duración de la carga pico.

$$F_c = \frac{D_{prom}}{D_{max}}$$

Donde:

F_c =Factor de carga.

D_{prom} =Demanda promedio en un intervalo de tiempo (kW o kVA).

D_{max} =Demanda máxima en un intervalo de tiempo (kW o kVA).

Factor de Pérdida (F_p) [5]: Se define como la razón entre el valor medio y máximo de la potencia disipada como pérdidas, en un intervalo de tiempo para un sistema dado, se utiliza en el cómputo de las pérdidas de energía para estudios comparativos de costos. Si se dispone de mediciones en un período de tiempo determinado de demanda de potencia se define por la expresión:

$$F_p = \frac{P_{prom}}{P_{max}} = \frac{I_{prom}^2 \cdot R}{I_{max}^2 \cdot R} = \frac{\left(\frac{S_{prom}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}} \right)^2}{\left(\frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}} \right)^2} = \left(\frac{S_{prom}}{S_{max}} \right)^2$$

Donde, para un período de tiempo definido:

F_p =Factor de pérdida.

P_{prom} =Pérdidas promedio de potencia (Watts).

P_{max} =Pérdidas máximas de potencia (Watts).

I_{prom} =Valor de la corriente eléctrica promedio (Ampere).

I_{max} = Valor de la corriente eléctrica máxima (Ampere).

S_{prom} =Potencia aparente promedio (Volt-Ampere)

S_{max} =Potencia aparente máxima (Volt-Ampere)

V_{LL} =Diferencia de tensión entre fases (V)

Factor de Utilización (F.U.) [5]: Es la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del equipo o sistema. Indica la utilización del equipo o sistema respecto a su capacidad, se expresa como:

$$F.U. = \frac{D_{\max}}{Cap_{inst}}$$

donde:

F.U.=Factor de Utilización

D_{\max} =Demanda máxima del sistema o equipo (kVA ó kW).

Cap_{inst} =Capacidad instalada en el sistema o equipo (kVA ó kW).

Fusible: Elemento de protección empleado en los circuitos eléctricos.

ID: Identificación que se refiere a un Interruptor de Distribución, está seguida por un número único por equipo

Indicador de Falla: Dispositivo que señala el paso de una corriente de cortocircuito.

Interconexión: Es un punto de unión de dos (2) circuitos de distribución mediante un interruptor normalmente abierto, que permite recuperar carga de un circuito transfiriéndola a otro tanto en condiciones normales como de emergencia.

Interrupción [2]: Una Interrupción es la pérdida de servicio para uno o más suscriptores y es el resultado de la desconexión de uno o más componentes, dependiendo esto de la configuración del sistema.

Interrupción Forzada [2]: Es aquella que resulta de condiciones de emergencia, asociada directamente con un componente y requiriendo que dicho componente sea retirado o reparado inmediatamente, ya sea automáticamente o tan pronto como

puedan realizarse las maniobras de desconexión; o una desconexión causada por una operación inadecuada del equipo o por error humano.

Interrupción Programada [2]: Es aquella que resulta cuando se requiere retirar, instalar o cambiar algún componente de la red de distribución, deliberadamente, a una hora predeterminada, generalmente con el propósito de construcción, mantenimiento preventivo o reparaciones.

Interrupción Transitoria [2]: Son aquellas que perturban el suministro eléctrico por menos de un (1) minuto.

Interruptores: Es un equipo para abrir / cerrar circuitos y/o transferir cargas de un circuito a otro.

Interruptores Tripolares bajo carga: Son interruptores operados en grupo con capacidad de desconexión de carga.

Kilowatt: Unidad de potencia eléctrica equivalente a 1.000 Watt.

LD: Abreviatura referente a Línea de Distribución, se utiliza en la identificación de éstas, seguidas de un número exclusivo a cada tramo.

MVA-MIN: Energía dejada de entregar debido a una interrupción del servicio. Se define por la expresión:

$$MVA - \text{min} = \frac{kVA_{\text{int}} \cdot t_{\text{min}}}{1000}$$

Donde:

kVA_{int} = carga instalada deja de servir debido a la interrupción (kVA).

t_{min} = duración de la interrupción en minutos (min).

Nivel de Cortocircuito: es la corriente de falla máxima que circularía por un punto dado de la red.

PD: Identificación que se refiere a un protector de distribución, para cada elemento que identifica se aplica seguida por un número único y propio.

Pérdidas Técnicas [2]: Es la parte de la energía de entrada disipada a lo largo de la ruta de entrega. Se deben al flujo de corriente en la red, es decir, son inherentes al procesamiento y entrega de la potencia. Están relacionadas con las características del sistema, la demanda suplida y los tipos de equipos en uso. Se determinan generalmente en parámetros absolutos (kW y kWh) o relativos (por unidad y porcentaje).

Planos de Operación [2]: planos realizados en la escala 1:2500 que muestran de forma actualizada las rutas de un circuito, elementos y cargas conectadas, divididas por cuadrículas. Además contiene una tabla de listado de equipos, en la que se especifica sus conexiones, tipo de estructura, tipo de servicio de transformadores y clientes

Planos Macro [2]: son planos que muestran las rutas de todos los circuitos pertenecientes a una subestación, está dividido en cuadrículas, muestra igual información que los planos de operación excepto los calibres de los conductores, estando cada circuito caracterizado por un código de colores estandarizado.

Porcentaje de caída de tensión [13]: es la diferencia porcentual de tensión entre un punto cualquiera del circuito y la barra de salida de la subestación

Potencia: Es la magnitud que representa la energía por unidad de tiempo, necesaria para producir el movimiento o hacer funcionar una máquina o aparato eléctrico.

Punto de Entrega: Es aquel donde la Empresa entrega al suscriptor la energía eléctrica; normalmente será la salida del medidor o equipo de medición. En dicho punto quedan delimitadas las instalaciones de la Empresa con las del suscriptor.

Ramal: Derivación del troncal, con un calibre inferior que alimenta varias cargas.

Red de Distribución. Conjunto de elementos y accesorios, que une la fuente de alimentación de energía con las instalaciones receptoras de energía.

S/E: Subestación.

SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) [2]: Siglas en inglés que significan Supervisión, Control y Adquisición de Datos, es el sistema que monitorea en el caso de estudio las condiciones de estado y parámetros numéricos de dispositivos instalados en la subestación.

Seccionador [2]: Equipo que puede ser operado bajo carga, con capacidad de cierre en condiciones de falla y permite seccionar el circuito primario.

Seccionamiento: Segmentación de un circuito de distribución

SIGRED: Sistema de Información Geográfica para Redes Eléctricas de Distribución, es una aplicación desarrollada por la C.A. La Electricidad de Caracas que posee toda la información del sistema de distribución de la empresa, el sistema muestra: ubicación geográfica de la red, topología de los circuitos, suscriptores, base cartográfica así como estructuras civiles y eléctricas.

SIMIP: Sistema Integrado de Mantenimiento de la Información de los Planos, sistema desarrollado por la C.A. La Electricidad de Caracas que permite tener acceso a información actualizada de la red de distribución.

Sistema de Distribución [2]: Sistema proveedor de servicios que facilitan la producción de bienes, servicios y bienestar a nuestros clientes, utilizando eficientemente los procesos, la organización y los recursos, ofreciendo la mejor relación calidad / precio ajustado al marco regulatorio.

Sistema de Distribución de Energía Eléctrica [2]: Incluye la infraestructura eléctrica y civil (asociada a la electricidad), la infraestructura de apoyo (centro de servicios, almacenes, etc.), topología, materiales y equipos, sistemas de información, recursos humanos, planes, normas y procedimientos.

Subestación: Es el conjunto de equipos y circuitos que tienen la función de modificar parámetros de la potencia eléctrica como tensión y corriente, sirviendo como nexo entre las líneas de transmisión y el sistema de distribución de energía eléctrica.

TTA (Tiempo Total Anual) [2]: Es el tiempo total (en minutos) que el servicio eléctrico estuvo interrumpido en un periodo de un (1) año.

Transformador: Equipo electromagnético que reduce o aumenta la tensión de una corriente alterna por medio de inducción electromagnética.

Troncal: Ruta de mayor carga con calibre superior a la carga del circuito.

Volt: Unidad de fuerza electromotriz o de presión eléctrica.

Watt: Unidad de potencia eléctrica.