

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A MEDIANO PLAZO DE DOS
SUBESTACIONES DE 100MVA DE LA REGIÓN ESTE DE LA
ELECTRICIDAD DE CARACAS.**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Piña T. Yustin B.
Para optar el título de Ingeniero Electricista.

Caracas, Noviembre 2005

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A MEDIANO PLAZO DE DOS SUBESTACIONES DE 100MVA DE LA REGIÓN ESTE DE LA ELECTRICIDAD DE CARACAS.

TUTOR ACADEMICO: Ing. Alexis Rivero.

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Agustín Rodrigues

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por la Br. Piña T. Yustin B.
Para optar el título de Ingeniero Electricista.

Caracas, Noviembre 2005

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

DEDICATORIA

Le dedico esta tesis primero que nada mi Madre por apoyarme y creer en mí en todo momento, por sus regaños oportunos y su confianza en mí. .

A mi padre, por darme siempre todo lo mejor, por su alegre carácter y decirme siempre “falta poco”.

A mis hermanos porque a pesar de nuestras diferencias siempre hemos estado juntos.

A mis abuelitos Fidelina y Gustavo por ese trato tan especial, por estar siempre pendiente de mí y de darme su bendición.

A Julito por cuidarme como la menor de sus hermanas, por quererme y madrugar conmigo los lunes para venir a Caracas.

También le dedico esta tesis a mi flaco precioso José Acosta León, por aparecer en mi vida, convirtiéndose en pieza fundamental en ella y en mi carrera, por quererme, consentirme y apoyarme siempre. Te Amo.

AGRADECIMIENTOS

Primero que nada le doy gracias a **Diosito** por darme la fuerza que siempre necesité para continuar mi carrera a pesar de todos los obstáculos.

A mis dos especiales tutores Ing. Agustín Rodrigues por su paciencia, equilibrio y conocimiento, brindándome siempre su apoyo y amistad. Y el Prof. Alexis Rivero por su trato especial, por querer que este trabajo fuese siempre el mejor, por sentirme identificada con el en todo momento.

A todo el equipo de planificación y Desarrollo especialmente a mis dos tutores sentimentales José Castro y José Mota, por transmitirme cada uno su particular estilo, por ser buenos compañeros y tener siempre la mejor respuesta en todo momento. Por tratarme como un miembro más del equipo.

A los demás compañeros de la EDC: Marialejandra, Daniel, Raúl, Ingrid, Joaquín, Luis Vargas, Richard, Reinaldo, Allam y el Sr.Sergio; por ser de mi estadía allí como la mejor experiencia profesional de mi vida

A Jorge Torres, compañero incondicional, por estar siempre al pendiente de mí.

A Armando Ojeda, por sus consejos, sus palabras de aliento su frase oportuna en el mejor momento. Por ser la persona clave en mi primer contacto en la experiencia practica de mi carrera.

A Valeria, Petra y Maribel por estar al pendiente de mí en todo momento, por apoyarme y darme su bendición

A Yuciralay por darme su cariño, su apoyo y ofrecerme su casa en el momento que más la necesitaba.

A mi madrina Cira por brindarme y abrirme con cariño las puertas de su casa. Y a los demás por tratarme como una más de la casa.

A la secretaria de Potencia Ligia, Douglas Colombo y Sr. Larry por todas las ayudas prestadas en el transcurso de mi carrera y de mi tesis.

A todos mis amigos y amigas: Greixi, Yubrinny, Grecia, Cintya, Francisco, Karina, Eduardo, Everena y Fabricio; por ser los mejores, por estar allí en las buenas y en las malas.

A mis compañeros de estudio y de birras: Miguel, Galarraga, Raúl, Darihelen, Colombiano, Giomar, Osman, Jhon, Argenis, Frencer, José Miguel, Maily, por su ayuda incondicional, por estar pendiente el uno del otro siempre.

A Cecilia Graterol por su trato especial, por ayudarme siempre al comienzo y transcurso de mi carrera.

A la Sra. Kiansy y Ramona por convertirme en más que una jefa y una compañera de trabajo. Por su cariño y ayuda incondicional.

A todos los profesores que de alguna manera fueron motivo de inspiración y tolerancia a lo largo de mi carrera.

A las personas y profesores de mi querido y recordado Núcleo de la UCV en Cagua.

A toda mi familia por transmitirme siempre su cariño y buenos deseos para mí en este momento.

A Carmen y la Sra. Belén por estar pendiente de mí llegada a casa y preguntarme siempre para cuando celebramos.

A Toña y Bruno por estar siempre al pendiente de mi carrera, por sus consejos y apropiadas palabras, a pesar del poco tiempo existe un cariño sincero. Gracias por las porras.

Me disculpan todas las personas que se me pueden estar pasando en nombrar aquí, pero ya no me queda tiempo de seguir.

GRACIAS A TODOS.....Yustin Piña.

Piña T., Yustin B.

ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A MEDIANO PLAZO DE DOS
SUBESTACIONES DE 100MVA DE LA REGION ESTE DE LA ELCTRICIDAD
DE CARACAS.

Tutor Académico: Prof. Alexis Rivero. Tutor Industrial: Ing. Agustín Rodríguez. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: Electricidad de Caracas, 2005, 148h. + Anexos.

Palabras Claves: Planificación, mediano plazo, estimación de la demanda, diagnostico, circuitos primarios, seccionamiento, interconexión, capacidad firme, capacidad nominal, capacidad de emergencia, diagnostico, estrategias.

Resumen. Se plantea la necesidad de conocer las condiciones actuales de operación de dos subestaciones de la Región Este de la Electricidad de Caracas, para posteriormente realizar un estudio del crecimiento de la demanda en la zona y poder entonces determinar si las mismas son capaces de asumir la demanda estimada. Este estudio se lleva a cabo tomando en cuenta todos los criterios de planificación, vigentes hasta la fecha, correspondientes a la capacidad nominal y de emergencia del conductor, recuperación total de las cargas en caso de fallas, seccionamiento e interconexión, entre otras.

El estudio generó nueve (9) estrategias de las cuales: dos de ellas van a ser ejecutadas por los departamentos de mantenimiento y proyectos, y las demás, por ser más ambiciosas, fueron evaluadas económicamente.

Con la ejecución de las estrategias propuestas se permitirá: el desarrollo y crecimiento armónico de los circuitos de las tres subestaciones, mejoras en las interconexiones y seccionamientos, disminuciones de las pérdidas eléctricas y recuperación de los circuitos bajo una interrupción del servicio.

INDICE

INTRODUCCIÓN	xi
CAPÍTULO I.....	3
I.1 Planteamiento del problema.	3
I.2 Objetivo General.....	3
I.3 Objetivos Específicos.	3
CAPÍTULO II	4
C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS	4
II.1 Descripción del sistema de Distribución de la empresa.	4
II.2 Plan del sistema de Distribución.	5
II.3 Organigrama de Distribución.	5
II.4 Objetivos.	6
II.5 Actividades específicas del equipo de planificación de la empresa a mediano plazo	7
CAPÍTULO III	9
METODOLOGÍA	9
MARCO TEÓRICO	12
III.1 Planificación del sistema eléctrico de distribución.	12
III.1.2 Planificación.....	12
III.1.3 Planificación de un sistema eléctrico.	12
III.1.3.1 Planificación a Corto Plazo o Planificación Operativa:.....	14
III.1.3.2 Planificación a Mediano Plazo:.....	15
III.1.3.3 Planificación a Largo Plazo:	15
III.1.3.4 Proceso de Planificación.	16
III.1.3.4.1 Recopilación de información	17
III.1.3.4.1.1 Planos de operación.....	17
III.1.3.4.1.2 Plano Macro	18
III.1.3.4.1.3 Registro de equipos.	18
III.1.3.4.1.4 Histórico de demandas (Lecturas de demandas máximas) .	19
III.1.3.4.1.5 Diagrama unifilar de la subestación.....	19
III.1.3.4.2.6 Nivel de Cortocircuito de la Subestación.....	19
III.1.3.4.1.7 Reporte de Fallas e Indicadores de Calidad de Servicio Técnico.....	20
III.1.3.4.1.8 Solicitud de Proyectos.....	20
III.1.3.4.2 Estimación de Demanda.....	20
III.1.3.4.3 Actualización de planos	21
III.1.3.4.4 Simulación de los circuitos (Aplicación de programas computacionales)	21
III.1.3.4.4.1 Simulación en condición normal de operación	22
III.1.3.4.4.2 Simulación en condición de emergencia.....	23

III.1.3.4.4.3 Simulación de las solicitudes proyectadas	24
III.1.3.4.5 Análisis de Resultados	24
III.1.3.5 Criterios de planificación utilizados.....	25
III.1.3.5.1 Criterio de caída de tensión máxima.....	9
III.1.3.5.2 Criterio de capacidad de carga.....	26
III.1.3.5.3 Criterio de seccionamiento.....	29
III.1.3.5.3.1 Seccionamiento en líneas aéreas:.....	29
III.1.3.5.3.2 Seccionamiento en líneas subterráneas:.....	30
III.1.3.5.3.3 Interconexiones:.....	31
III.1.3.5.3.4 Salida de subestaciones:.....	32
III.1.3.5.4 Criterio de niveles de cortocircuito.....	33
III.1.3.5.4.1 Circuitos aéreos:.....	33
III.1.3.5.4.2 Circuitos subterráneos:.....	34
III.1.3.5.5 Criterio de capacidad firme.....	34
III.1.3.5.6 Criterio de interrupciones permisibles.....	36
III.1.3.5.7 Criterio de carga de transformadores de distribución.....	36
III.1.3.5.8 Criterio de pérdidas técnicas.....	37
CAPÍTULO IV.....	38
ESTIMACION DE LA DEMANDA.....	38
IV.1 Introducción.....	38
IV.2 Estimación de la Demanda.....	38
IV.2.1 Métodos que se utilizan en la estimación de la Demanda	39
IV.2.1.1 Métodos de extrapolación.....	39
IV.2.1.1.1 Métodos de los mínimos cuadrados.....	39
IV.2.1.1.2 Métodos de correlación lineal.....	40
IV.2.1.2 Método del uso de la tierra.....	40
IV.2.1.2.1 Registro del histórico de la demanda.....	41
IV.2.1.2.2 Demanda máxima actual por circuito.....	41
IV.2.1.2.3 Levantamiento de la zona.....	41
IV.2.1.2.4 Cálculo de los índices de zonas. ¡Error! Marcador no definido.	
IV.2.1.2.5 Cálculo de Carga correspondiente a cada parcela.....	43
IV.2.1.2.6 Designación por circuitos de la demanda estimada en la zona.....	44
IV.2.2 Consideración de cargas concentradas en la zona.....	45
IV.2.3 Crecimiento Vegetativo.....	45
IV.2.3.1 Estimación del crecimiento Vegetativo para el periodo en estudio.....	45
IV.2.3.2 Cálculo del crecimiento vegetativo anual por circuito.....	45
IV.2.4 Cálculo de la Demanda Total.....	46
CAPÍTULO V.....	47
EVALUACIÓN ECONOMICA.....	47
V.1 Introducción.....	47
V.2 Factores Económicos.....	47
V.2.1 Valor presente neto:.....	47
V.2.2 Tasa Interna de Retorno:.....	48
V.3 Variables de entrada del programa EFIPRO.....	48
V.4 Costos de equipos y Materiales.....	52

CAPÍTULO VI.....	54
RESULTADOS.....	54
VI.1 Resultados de la estimación de la demanda.....	54
VI.1.1 Introducción.....	54
VI.2 Crecimiento de la zona.....	54
VI.2.1 Zona Residencial.....	55
VI.2.2 Zona Comercial.....	56
VI.2.3 Zona Industrial.....	57
VI.3 Resultados del comportamiento actual y futuro de cada una de la subestaciones.....	59
VI.3.1 Subestación “A” en 4.8 kV.....	59
Impedancia.....	60
VI.3.1.1 Condición actual de los circuitos de la S/E “A” 4.8kV.....	62
VI.3.1.2 Circuitos que interconectan con la subestación “A” 4.8kV.....	65
VI.3.1.3 Condición futura de los circuitos de la S/E “A” 4.8kV.....	66
VI.3.2 Subestación “B” en 12.47 kV.....	67
VI.3.2.1 Condición actual de los circuitos de la S/E “B” 12.47 kV.....	70
VI.3.2.2 Circuitos que interconectan con la subestación “B” 12.47kV.....	73
VI.3.2.3 Condición futura de los circuitos de la S/E “B” 12.47 kV.....	74
VI.3.3 Subestación “C” en 12.47kV.....	76
VI.3.3.1 Condición actual de los circuitos de la S/E “C” 12.47kV.....	78
VI.3.3.2 Circuitos que interconectan con la subestación “C” 12.47KV.....	82
VI.3.3.3 Condición futura de los circuitos de la S/E “C” 12.47kV.....	83
CAPÍTULO VII.....	85
ESTRATEGIAS DE SOLUCION.....	85
VII.1 Introducción.....	85
VII.2 Estrategias de Solución.....	86
VII.3 Condición Futura de los circuitos pertenecientes a la tres subestaciones relacionadas.....	91
VII.3.1 Condición futura de la subestación “A” de 4.8kV.....	92
VII.3.2 Condición futura de la subestación “B” de 12.47kV.....	94
VII.3.3 Condición futura de la subestación “C” de 12.47kV.....	96
VII.3.4 Resumen del flujo de Potencia.....	100
VII.4 Análisis económico de las estrategias para solventar la situación actual de las subestaciones “B” 12.47kV, “A” 4.8kV y “C” 12.47kV.....	104
VII.4.1 Consideraciones y Limitaciones.....	104
VII.4.2 Circuitos y variables a considerar.....	105
VII.4.3 Resultados obtenidos en la evaluación económica de cada proyecto... 109	
VII.4.3.1 Rentabilidad del proyecto # 2.....	¡Error! Marcador no definido.
VII.4.3.2 Rentabilidad del proyecto # 3.....	¡Error! Marcador no definido.
VII.4.3.3 Rentabilidad del proyecto # 5.....	113
VII.4.3.4 Rentabilidad del proyecto # 6.....	115
VII.4.3.5 Rentabilidad del proyecto # 7.....	116
VII.4.3.6 Rentabilidad del proyecto # 8.....	116
VII.4.3.7 Rentabilidad del proyecto # 9.....	117

CONCLUSIONES.....	121
RECOMENDACIONES.....	124
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	127
BIBLIOGRAFIA.....	128
GLOSARIO.....	130

INDICE DE TABLAS

TABLA III.1: CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA PERMITIDA	26
TABLA V.1: RANGO DE NIVELES DE DENSIDAD POR ALIMENTADOR. ..	51
TABLA VI.1: PARCELAS TOTALES DE LA ZONA	55
TABLA VI.2: CARGA CONCENTRADAS DE LA ZONA EN EL MEDIANO PLAZO.....	58
TABLA VI.3: CRECIMIENTO VEGETATIVO PARA CADA SUBESTACIÓN..	59
TABLA VI.4: CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN DE S/E “A”4.8 KV	60
TABLA VI.5: RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA DE LA S/E “A”4.8KV. CONDICIÓN ACTUAL.....	62
TABLA VI.6: CIRCUITOS QUE INTERCONECTAN CON LA SUBESTACIÓN “A”4.8KV	65
TABLA VI.7: CRECIMIENTO VEGETATIVO S/E “A”4.8KV. CONDICIÓN FUTURA.....	67
TABLA VI.8: CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN DE S/E “B”12.47 KV.....	67
TABLA VI.9: RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA DE LA S/E “B”12.47KV. CONDICIÓN ACTUAL.....	70
TABLA VI.10: CIRCUITOS QUE INTERCONECTAN CON LA SUBESTACIÓN “B”12.47KV	74
TABLA VI.11: CRECIMIENTO VEGETATIVO S/E “B”12.47KV. CONDICIÓN FUTURA.....	75
TABLA VI.12: CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES DE TRANSFORMACIÓN DE S/E “C”12.47 KV.....	76
TABLA V.13: RESULTADOS DE LOS FLUJOS DE CARGA PERTENECIENTES A LOS CIRCUITOS DE LA S/E “C”12.47 KV. CONDICIÓN ACTUAL.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA VI.14: CIRCUITOS QUE INTERCONECTAN CON LA SUBESTACIÓN “B”12.47KV	83
TABLA VI.15: CRECIMIENTO VEGETATIVO S/E “C” 12.47KV. CONDICIÓN FUTURA.....	84
TABLA VII.1: ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN	87
TABLA VII.1: ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN (CONTINUACIÓN).....	88
TABLA VII.1: ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN (CONTINUACIÓN).....	89
TABLA VII.1: ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN (CONTINUACIÓN).....	90
TABLA VII.1: ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN (CONTINUACIÓN).....	91
TABLA VII.2: CONDICIÓN FUTURA DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACION “A”4.8KV.....	92
TABLA VII.3: CONDICIÓN FUTURA DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN “B”12.47KV.	94
TABLA VII.4: CONDICIÓN FUTURA DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN “C”12.47KV.	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.

TABLA VII.5: FMIK Y TTIK DE TODOS LOS CIRCUITOS INVOLUCRADOS EN EL ESTUDIO ECONÓMICO.	106
TABLA VII.6: VARIABLES TÉCNICA-ECONÓMICAS ANTES DE REALIZAR ALGÚN CAMBIO EN LOS CIRCUITOS DE LAS SUBESTACIONES “A”4.8KV, “B”12.47KV Y “C”12.47KV.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
TABLA VII.7: VARIABLES ECONÓMICAS DESPUÉS DE EJECUTAR LOS PROYECTOS PROPUESTOS PARA LA ADECUACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE LAS SUBESTACIONES “A”4.8KV, “B”12.47KV Y “C”12.47KV.....	108

INDICE DE FIGURAS

FIGURA III. 1. DISTRIBUCIÓN DE CARGA E INTERCONEXIONES DE UN CIRCUITO PRIMARIO.	26
FIGURA III. 2 PORCENTAJE DE CARGA DE UN CABLE EN CONDICIONES NORMALES Y DE EMERGENCIA.	27
FIGURA III.3 RECUPERACIÓN DE UN CIRCUITO PRIMARIO FALLADO... ..	28
FIGURA VI.1 DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN “A”4.8 KV	61
FIGURA VI.2 DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN “B”12.47 KV	69
FIGURA VII.9 FLUJO DE POTENCIAS ENTRE LAS TRES SUBESTACIONES ESTUDIADAS (RESUMEN).....	100
FIGURA VII.10 ESTRATEGIA (5).....	101
FIGURA VII.11 ESTRATEGIA (4).....	101
FIGURA VII.12 ESTRATEGIA (9).....	101
FIGURA VII.13 ESTRATEGIA (2).....	102
FIGURA VII.14 ESTRATEGIA (8).....	102
FIGURA VII.15 ESTRATEGIA (2).....	103
FIGURA VII.16 ESTRATEGIA (7).....	103
FIGURA VII.17 ESTRATEGIA (6).....	103

INDICE DE GRAFICOS

GRAFICO VI.1 PARCELAS RESIDENCIALES ENCONTRADAS EN LA ZONA.	56
GRAFICO VI.2 PARCELAS COMERCIALES ENCONTRADAS EN LA ZONA.	56
GRAFICO VI.3 PARCELAS INDUSTRIALES TOTALES ENCONTRADAS EN LA ZONA.	57
GRAFICO VI.4 VOLTAJE MÍNIMO POR CIRCUITO DE LA S/E “A”4.8KV. CONDICIÓN ACTUAL.	64
GRAFICO VI.5 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA MÁXIMA PERMITIDA DE LOS CIRCUITOS DE LA S/E DOS CAMINOS. CONDICIÓN ACTUAL.	64
GRAFICO VI.6 PORCENTAJE DE PERDIDAS ACTIVAS EN LOS CIRCUITOS DE LA S/E DOS CAMINOS. CONDICIÓN ACTUAL.	65
GRAFICO VI.7 VOLTAJE MÍNIMO POR CIRCUITO DE LA S/E “B”12.47 KV. CONDICIÓN ACTUAL.	71
GRAFICO VI.8 PORCENTAJE DE LAS PERDIDAS ACTIVAS DE LOS CIRCUITOS DE LA SUBESTACIÓN “B”12.47KV. CONDICIÓN ACTUAL.	71
GRAFICO VI.9 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA MÁXIMA PERMITIDA, DE LOS CIRCUITOS DE LA S/E “B”12.47KV. CONDICIÓN ACTUAL	72
GRAFICO VI.10 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA MÁXIMA PERMITIDA, DE LOS CIRCUITOS DE LA BARRA A DE LA S/E “C”12.47KV. CONDICIÓN ACTUAL	79
GRAFICO VI.11 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA MÁXIMA PERMITIDA, DE LOS CIRCUITOS DE LA BARRA B DE LA S/E “C”12.47KV. CONDICIÓN ACTUAL	80
GRAFICO VI.12 PORCENTAJE DE PERDIDAS ACTIVAS DE LOS CIRCUITOS DE LA BARRA A DE LA S/E “C”12.47KV. CONDICIÓN ACTUAL	80
GRAFICO VI.13 PORCENTAJE DE PERDIDAS ACTIVAS DE LOS CIRCUITOS DE LA BARRA B DE LA S/E “C”12.47KV. CONDICIÓN ACTUAL.....	81
GRAFICO VI.14 VOLTAJE MÍNIMO DE LOS CIRCUITOS DE LA BARRA A DE LA S/E “C”12.47KV. CONDICIÓN ACTUAL.....	81
GRAFICO VI.15 VOLTAJE MÍNIMO DE LOS CIRCUITOS DE LA BARRA B DE LA S/E “C”12.47KV. CONDICIÓN ACTUAL.....	82
GRAFICO VII.1 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA MÁXIMA PERMITIDA DE LA S/E “A”4.7KV.CONDICIÓN FUTURA.....	93
GRAFICA VII.2 PORCENTAJE DE PERDIDAS ACTIVAS DE LOS CIRCUITOS DE LA S/E “A”4.8KV. CONDICIÓN FUTURA.....	93

GRAFICO VII.3 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA MÁXIMA PERMITIDA DE LA S/E “B”12.47KV.CONDICIÓN FUTURA...	95
GRAFICO VII.4 PORCENTAJE DE PERDIDAS ACTIVAS DE LOS CIRCUITOS DE LA S/E “B”12.47KV. CONDICIÓN FUTURA.....	95
GRAFICO VII.5 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA MÁXIMA PERMITIDA DE LA BARRA “A” DE LA S/E “C”12.47KV.CONDICIÓN FUTURA.	98
GRAFICO VII.6 PORCENTAJE DE PERDIDAS ACTIVAS DE LOS CIRCUITOS DE LA BARRA “A” DE LA S/E “C” 12.47KV.CONDICIÓN FUTURA.	98
GRAFICO VII.7 PORCENTAJE DE LA CAPACIDAD DE EMERGENCIA MÁXIMA PERMITIDA DE LA BARRA “B” DE LA S/E “C”12.47KV. CONDICIÓN FUTURA.	99
GRAFICO VII.8 PORCENTAJE DE PERDIDAS ACTIVAS DE LOS CIRCUITOS DE LA BARRA “B” DE LA S/E “C” 12.47KV.CONDICIÓN FUTURA.	99
GRAFICO VII.9 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO CERO.	111
GRAFICO VII.10 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO DOS.	111
GRAFICO VII.11 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO EJECUTADO EN EL AÑO CERO.....	112
GRAFICO VII.12 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO DOS.....	113
GRAFICO VII.13 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO CERO.....	114
GRAFICO VII.14 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO DOS.....	114
GRAFICO VII.15 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO CERO.....	115
GRAFICO VII.16 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO CERO.....	116
GRAFICO VII.17 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO CERO.....	117
GRAFICO VII.18 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO CERO.....	118
GRAFICO VII.19 VALOR PRESENTE DEL FLUJO DE CAJA ACUMULADO. PROYECTO REALIZADO EN EL AÑO DOS.....	119

INTRODUCCIÓN

La planificación de un sistema eléctrico permite ordenar y priorizar los recursos e inversiones necesarios para su expansión o mejora en el tiempo.

Dada la importancia y tipo de inversiones que deben realizarse, es necesario elaborar planes para distintos períodos: corto, mediano y largo plazo, los cuales están estrechamente relacionados con los períodos de estudio de la demanda. Para cada uno de estos intervalos de tiempo se analizan las posibles variaciones que presentará el consumo bajo circunstancias determinadas.

Sin la elaboración de un plan no se puede conseguir objetivos en forma eficiente y adecuada, ya que no se sabría ni que hacer, ni como ejecutarlo.

Existe una metodología que permite realizar ordenadamente el estudio de planificación a corto y mediano plazo, que consta de siete etapas de trabajo, la cual será explicada en detalle y aplicada en el desarrollo de este trabajo.

El plan a mediano plazo debe prever la satisfacción total de la demanda en un periodo no mayor a cinco años, para lo cual es necesario definir los lineamientos generales de expansión de la red de distribución a fin de poder suplir el crecimiento.

Este trabajo plantea el estudio de planificación a mediano plazo de dos subestaciones de distribución de 100MVA de la C. A. Electricidad de Caracas, la subestación “B” en 12.47kV y la subestación “C” en 12.47kV. No obstante, durante el desarrollo de este trabajo se incorpora el análisis de una tercera subestación “A” en 4.8kV, dado a que esta subestación comparte el patio con la subestación “B” y sus circuitos se encuentran solapados en un alto porcentaje. Adicionalmente se disponía

de la información necesaria para realizarle el estudio y en virtud de que ella impactaba en los resultados de la subestación “B” en 12.47kV.

El estudio consistirá en aplicar técnicas y herramientas convencionales usadas por la empresa para diagnosticar las condiciones actuales y futuras de operación de la red de distribución, y así poder detectar los problemas de los circuitos de las tres subestaciones para poder definir los correctivos futuros.

El resultado final de este análisis será la elaboración de un conjunto de anteproyectos de adecuación y expansión de la red estudiada, basados en los resultados de la evaluación técnico-económica de las distintas opciones propuestas. Para cumplir con los objetivos enunciados se emplean como herramientas dos programas computacionales:

- ✓ El ASP (Análisis de Sistemas Primarios), programa que permite simular los circuitos en las diferentes condiciones de operación. Este es un programa desarrollado para la C.A La Electricidad de Caracas por el Prof. Alberto Naranjo.
- ✓ El PSS/ADEPT (Power System Simulator/ Advanced Distribution Engineering Productivity Tool), herramienta que permite modificar archivos *.dat, realiza estudios de flujo de carga, niveles de cortocircuito, ubicación de capacitores, entre otras.

CAPÍTULO I

I.1 Planteamiento del problema.

El Departamento de Planificación de la Región Este de la Electricidad de Caracas, ante el inminente crecimiento explosivo de la demanda eléctrica, principalmente las cargas de tipo comercial e industrial, inicio el estudio de dos subestaciones de distribución de la zona, con miras a establecer, por un lado el diagnostico en cuanto a su comportamiento en las condiciones de operación actuales y, por otro lado detectar los aspectos críticos a subsanar para abastecer la demanda futura cumpliendo con los criterios de confiabilidad y calidad establecidos en las normas de planificación de la empresa.

I.2 Objetivo General.

Establecer una estrategia de planificación de dos subestaciones de 100MVA para satisfacer la demanda a mediano plazo, dirigida a definir el aumento de su capacidad firme y la reasignación de la carga en sus circuitos primarios y vecinos.

I.3 Objetivos Específicos.

1. Estimar la demanda a mediano plazo, en la zona de influencia de ambas subestaciones.
2. Simular el sistema de distribución actual, asociado a ambas subestaciones, a través de los programas PSS/ADEPT.4 y ASP.
3. Analizar las condiciones actuales de operación de los circuitos primarios asociados a cada una de las subestaciones bajo estudio y de los circuitos que lo interconectan entre si.
4. Definir las estrategias de planificación de las dos subestaciones de interés para suplir la demanda actual y la demanda a mediano plazo de la zona asociada.
5. Evaluar técnica y económicamente las estrategias propuestas.
6. Digitalizar la propuesta definitiva

CAPÍTULO II

C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS

II.1 Descripción del sistema de Distribución de la empresa.

Atendiendo a más de 4 millones de habitantes y cubriendo una extensión de 4800 km², la C. A. La Electricidad de Caracas y sus empresas filiales: C. A. Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV), La Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA) y la C.A. Luz Eléctrica del Yaracuy (CALEY), dan energía eléctrica al Distrito Metropolitano, al Municipio Tovar del Estado Aragua y a la ciudad de San Felipe y sus alrededores.

A lo largo del proceso de generación, transmisión, sub-transmisión y distribución de energía eléctrica, la C.A. La Electricidad de Caracas y sus empresas filiales, utilizan diferentes niveles de tensión para cada una de estas etapas:

- Generación: 11,5 kV, 13,8 kV.
- Transmisión: 69 kV, 230 kV.
- Sub-transmisión: 30 kV, 69 kV.
- Distribución: 4,8 kV, 8,3 kV, 12,47 kV.

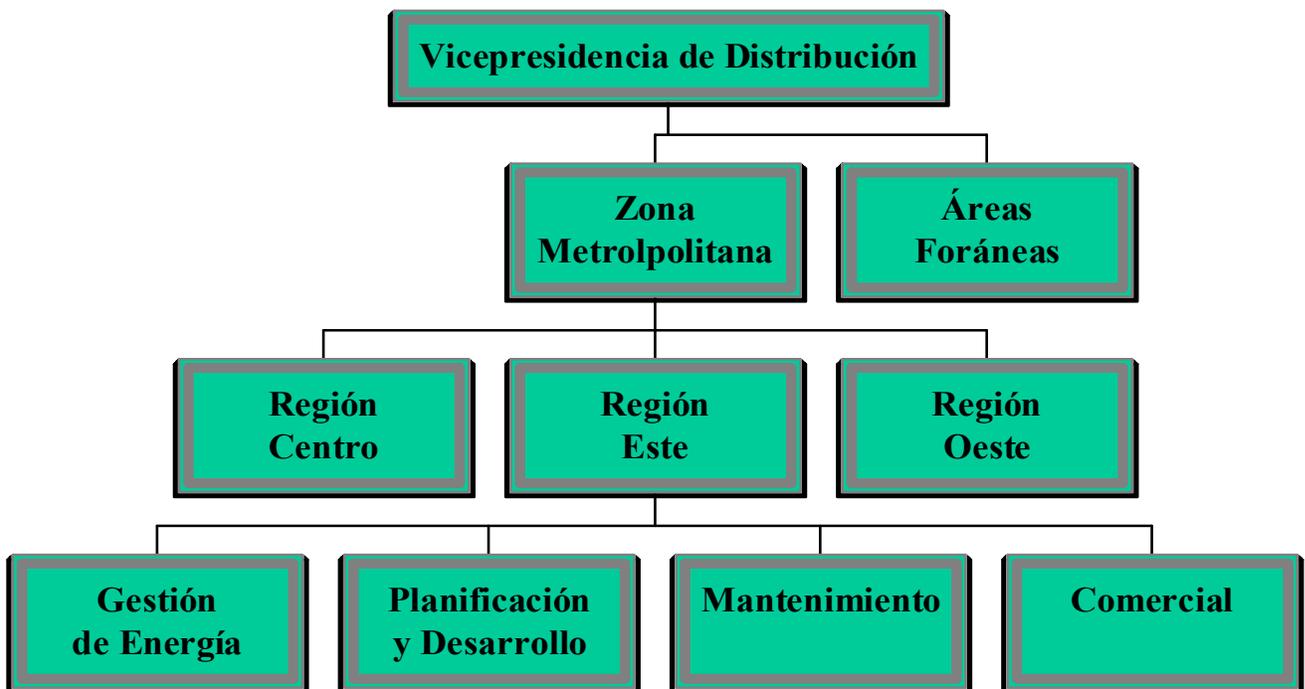
La Vicepresidencia de Distribución Zona Metropolitana tiene como objetivo brindar el servicio de distribución de energía eléctrica a la ciudad de Caracas y el área de la Colonia Tovar, estado Aragua (Municipio Tovar).

En base a la división en zonas geográficas del área capital, las labores de operación y mantenimiento de la red están organizadas en tres (3) unidades llamadas Regiones, a saber: Centro, Oeste y Este. Entre ellas atienden un total de 73 subestaciones de distribución.

II.2 Plan del sistema de Distribución.

El objetivo de este plan es asegurar el desarrollo planificado del sistema de distribución de la empresa, para garantizar en el tiempo el suministro de energía eléctrica y de calidad. Proveen servicios oportunos a sus clientes al utilizar eficientemente los procesos, la organización y los recursos, ajustándolos al nuevo marco regulatorio para lograr ser reconocidos como un sistema altamente eficiente e incluso ejemplar en la preservación del medio ambiente.

II.3 Organigrama de Distribución.



Este organigrama representa la distribución de los equipos dentro de las regiones en La Electricidad de Caracas, lo que quiere decir que todas las regiones de la Zona Metropolitana y Áreas Foráneas están conformadas idénticamente.

II.4 Objetivos de la Vicepresidencia de Distribución.

- a) Coordinar y consolidar los estudios de planificación a corto, mediano y largo plazo, realizado por cada una de la regiones y velar por su actualización periódica
- b) Apoyar técnicamente a cada una de las regiones de operación y mantenimiento en la realización de los estudios de planificación a corto y mediano plazo.
- c) Coordinar la actualización y unificación de la plataforma informática (Hardware y Software) requerida en todas las regiones para la realización de los estudios de planificación.
- d) Mantener actualizados y unificados los procedimientos, métodos y criterios técnicos usados por cada región para realizar los estudios de Planificación de distribución.
- e) Velar por un diseño que maximice la utilización del equipamiento instalado y establezca una expansión ordenada y oportuna.
- f) Asignar prioridades en los proyectos.
- g) Preparar anualmente el Plan de Adecuación y Expansión consolidado del sistema de distribución.
- h) Elaborar planes de trabajos periódicos, especificando: alcance, tiempo, recursos y costos.

- i) Solicitar al Comité de Normalización la elaboración de normas, criterios y procedimientos que satisfagan las necesidades de la Planificación de Distribución.

II.5 Actividades específicas del equipo de planificación y Desarrollo a mediano plazo

Algunas actividades específicas del Equipo de Planificación de la Empresa son las siguientes:

- a) Diagnóstico de la red de distribución, tomando en cuenta los siguientes factores:
 - Condiciones de operación (normal y emergencia).
 - Seccionamientos.
- b) Estimación de la magnitud y la distribución espacial de la demanda a mediano plazo, en las diferentes zonas del sistema de distribución.
- c) Estudio del comportamiento futuro de la red de distribución tomando en cuenta la estimación de la demanda a mediano plazo.
- d) Elaboración de anteproyectos que modifiquen la red de distribución derivados de:
 - Solicitudes de clientes.
 - Estrategias de expansión a mediano plazo.
- e) Elaboración del plan de expansión de las subestaciones de distribución existentes, así como el de instalación de nuevas subestaciones.
- f) Evaluación económica de proyectos de inversión de la red de distribución.
- g) Priorizar la adecuación de la red a través de técnicas de gerencia de activos.

h) Asesoramiento a otras unidades:

- Ingeniería y Construcción. Orientada hacia la toma de decisiones sobre los proyectos de distribución y a dar prioridad a obras.
- Comercialización. Proporcionando apoyo en la determinación de los requerimientos indispensables para prestar el servicio.
- Operación y Mantenimiento de Distribución.

CAPÍTULO III METODOLOGÍA

El presente capítulo, muestra la metodología empleada durante el desarrollo del presente trabajo, la cual consta de ocho fases, que se describen a continuación:

- a) La primera fase consistió en la lectura y familiarización con la documentación sobre el tema, se orientó principalmente a conocer e interpretar Normas de Diseño referidas a la aplicación de seccionamiento en las redes de distribución, documentación acerca de los conceptos de capacidad firme de las subestaciones, capacidad nominal y capacidad de emergencia de los conductores, estimación de demanda, diferentes métodos para esta estimación, cantidad de unidades de transformación de las subestaciones, capacidad de cada unidad, cantidad de circuitos primarios de cada una de las subestaciones analizadas y alcance geográfico de cada uno de ellos, familiarización con la zona involucrada en cuanto a crecimiento y proyectos a desarrollar. Además se revisaron todos los estudios y proyectos realizados anteriormente que involucraran las dos subestaciones bajo estudio.

- b) Una segunda fase consistió en la actualización de los planos de operación, tomando en cuenta todas las modificaciones que se han realizado en el sistema de distribución debido a su continuo crecimiento. Asimismo, en esta etapa se elaboraron los planos macros de las tres subestaciones bajo estudio donde se resaltó el seccionamiento y las interconexiones con los circuitos de la misma subestación y subestaciones vecinas, identificando las cargas críticas de cada circuito. En cuanto al concepto de cargas críticas, a solicitud del Equipo de Planificación, se adoptó el criterio de que eran aquellas con potencia mayor o igual a 1000 kVA.

- c) La tercera fase consistió en la familiarización con los paquetes computacionales ASP y PSS/ADEPT y su empleo para la actualización en digital de todos los circuitos correspondientes a cada subestación.
- d) En la cuarta fase se definió el método a utilizar en la estimación de la demanda, se aplicó en toda la zona y se calcularon los kVA totales de crecimiento. En este sentido, se impuso la revisión de la data histórica para calcular los kVA correspondientes al crecimiento vegetativo, para luego distribuirlos proporcionalmente a cada circuito en función de su carga instalada
- e) La quinta fase consistió en hacer un estudio de la red en condiciones actuales, utilizando los programas computacionales antes mencionados y haciendo uso de los criterios de planificación establecidos.
- f) En la sexta fase se realizó un estudio en condiciones futuras, evaluándose si la red existente era capaz de suplir los futuros requerimientos de la zona, manteniendo todos los valores de las variables resaltantes de este estudio, como por ejemplo: caída de tensión, pérdidas, seccionamientos e interconexión y sobrecarga en los rangos permitidos según los criterios de planificación de C.A. La Electricidad de Caracas. Los circuitos que no cumplieron con los requerimientos se trataron uno a uno con diferentes estrategias, siempre teniendo presente la visión macro de toda la zona ya que no se puede pensar en resolver un circuito por separado.
- g) La séptima fase consistió en la elaboración de todas las estrategias planteadas como soluciones a los problemas encontrados, con el formato de anteproyecto que maneja el equipo de planificación de la región Este de la C.A. Electricidad de Caracas, donde se colocan todos los tramos de los circuitos involucrados y se explica gráficamente la estrategia a seguir. (en color rojo).

h) Y la octava y última fase se ocupó en la evaluación económica de cada una de las estrategias planteadas utilizando como herramienta el programa EFIPRO. En esta etapa se obtuvieron las alternativas rentables y no rentables, según las variables económicas evaluadas por el programa.

MARCO TEÓRICO

III.1 Planificación del sistema eléctrico de distribución.

III.1.2 El concepto de Planificación.

“Planificar significa que los ejecutivos estudian anticipadamente sus objetivos y acciones, y sustentan sus actos no en corazonadas sino con algún método, plan o lógica. Los planes establecen los objetivos de la organización y definen los procedimientos adecuados para alcanzarlos. Además los planes son la guía para que (1) la organización obtenga y aplique los recursos para lograr los objetivos; (2) los miembros de la organización desempeñen actividades y tomen decisiones congruentes con los objetivos y procedimientos escogidos, ya que enfoca la atención de los empleados sobre los objetivos que generan resultados (3) pueda controlarse el logro de los objetivos organizacionales. Asimismo, ayuda a fijar prioridades, permite concentrarse en las fortalezas de la organización, ayuda a tratar los problemas de cambios en el entorno externo, entre otros aspectos. Por otro lado, existen varias fuerzas que pueden afectar a la planificación: los eventos inesperados, la resistencia psicológica al cambio ya que ésta acelera el cambio y la inquietud, la existencia de insuficiente información, la falta de habilidad en la utilización de los métodos de planificación, los elevados gastos que implica, entre otros” [5].

III.1.3 Planificación de un sistema eléctrico de distribución.

El objetivo primordial de la planificación de un sistema de distribución es determinar su expansión ordenada con la finalidad de dimensionar y ubicar los equipos necesarios para suplir la demanda eléctrica futura de la forma más eficiente y confiable. La planificación de un sistema eléctrico permite ordenar y priorizar los recursos e inversiones necesarios para la expansión o modificación (mejora) del sistema. Dada la importancia y tipo de inversiones que deben realizarse, es necesario elaborar planes para distintos períodos.

Un buen plan debe identificar, el tipo, tamaño, ubicación, rutas, interconexiones y el momento oportuno para futuras líneas de subtransmisión, subestaciones, alimentadores primarios, equipos eléctricos y en general todo tipo de provisiones que requieran hacerse con anticipación a su puesta en servicio. Debe minimizar los costos por pérdidas no técnicas, los costos por energía dejada de vender y los costos de inversión en la red. Además debe priorizar con criterios las inversiones que exige la red.

Los tiempos requeridos para la realización de un proyecto, la procura de equipos y la construcción de las ampliaciones al sistema varían de acuerdo al tipo de expansión que se pretende realizar. El lapso de ejecución de obras en la C.A. La Electricidad de Caracas gira alrededor de lo siguiente [2]:

- Líneas de subtransmisión: 5 – 7 años.
- Subestaciones nuevas de distribución: 4 – 6 años.
- Adición de nuevas unidades de transformación en subestaciones: 2 – 3 años.
- Nuevos circuitos primarios de distribución: 1 – 2 años.
- Remodelaciones: 1 – 2 años.
- Servicios a grandes consumidores: 1 – 3 años.

En adición a las expansiones requeridas, la planificación de distribución incluye también estudios especiales de carácter estratégico como son [2]:

- La conversión de tensiones en una zona.
- El cambio futuro de nuevos calibres de conductor, equipos de protección y tamaño de unidades de subestaciones.

Los períodos de estudio de la demanda son intervalos de tiempo en los que se analizan las posibles variaciones que presentará el consumo bajo circunstancias

determinadas. La duración de los períodos está relacionada directamente con el objeto de estudio, según los criterios y circunstancias que afectan la demanda.

La planificación del sistema eléctrico se divide en cuatro áreas:

- Planificación a corto plazo (0 a 3 años).
- Planificación a mediano plazo (5 años).
- Planificación a largo plazo (20 años).
- Planificación estratégica (más de 20 años)

III.1.3.1 Planificación a Corto Plazo o Planificación Operativa:

El tiempo que abarca esta planificación es de 0 a 3 años (según la C. A. Electricidad de Caracas), pretende verificar y en dado caso corregir cualquier problema técnico o económico que presente el sistema en su estado actual, logrando de esta manera ofrecer un servicio eléctrico confiable de forma inmediata. Se debe procurar cada uno o dos años realizar la planificación a corto plazo, logrando verificar el estado actual del sistema, comprobando si la planificación a mediano plazo está tendiendo al logro de sus objetivos.

La planificación a corto plazo determinará principalmente:

- Las condiciones de operación (normal y de emergencia) de la red de distribución, recomendando las modificaciones que sean necesarias como, por ejemplo, la colocación o reemplazo de equipos y / o conductores en la red, reconfigurar abriendo y cerrando interruptores y cuchillas.

III.1.3.2 Planificación a Mediano Plazo:

Tradicionalmente la planificación a mediano plazo contempla un periodo de 5 años, lapso para el cual el sistema de distribución debe prever la satisfacción de la demanda en su totalidad.

Usualmente este tipo de estudios debe realizarse cada 2 o 3 años, con miras a percibir si los objetivos de la planificación a mediano y largo plazo van tendiendo a los cambios requeridos para poder suplir la demanda en el futuro.

La planificación a mediano plazo determinará principalmente:

- La necesidad de ubicación de rutas para nuevos alimentadores en la red de distribución.
- La adición de unidades de transformación en las subestaciones (expansión de las subestaciones existentes).
- Los criterios preliminares para definir las necesidades de nuevas subestaciones.

III.1.3.3 Planificación a Largo Plazo:

La planificación a largo plazo se realiza generalmente para un tiempo de 20 años, es decir, dentro de ese período la demanda de energía eléctrica debe ser alimentada de manera efectiva (continuidad de servicio) y confiable por el sistema. La planificación a largo plazo debe realizarse cada 2 a 3 años conjuntamente con la planificación a mediano plazo, anticipando de esta manera las fuertes inversiones que deban realizarse para suplir la demanda futura de acuerdo a los criterios de calidad preestablecidos.

La planificación a largo plazo determinará principalmente:

- Los planes a corto y mediano plazo, con la meta de lograr consistencia y eficiencia en las inversiones destinadas al sistema.
- La necesidad de nuevas subestaciones y elaborar los planos guía de los ramales principales o troncales.
- Sirve de base a los estudios de planificación de la subtrasmisión.

Los métodos de estimación de demanda dan una buena idea de la tendencia del crecimiento de la demanda, sin embargo, por muy buenos que sean no son exactos. Por tal razón, se realiza la planificación cada uno o dos años para corto plazo, y cada 2 o 3 años para mediano y largo plazo, a fin de verificar y realizar los cambios pertinentes que permitan cumplir con la variación de la demanda y los criterios de planificación [3].

III.1.3.4 Proceso de Planificación.

La metodología que se presenta permite realizar ordenadamente el estudio de planificación a corto y mediano plazo, y consta de siete etapas de trabajo cuales se mencionan a continuación [3]:

- Recopilación de información
- Estimación de la demanda
- Actualización de planos
- Simulación de la red (Aplicación de programas computacionales)
- Análisis de resultados
- Estudio de soluciones técnicas (Elaboración de variantes)
- Elaboración de anteproyectos (Diseño del nuevo sistema)

A continuación se explica brevemente en que consiste cada etapa y los medios empleados para su realización.

III.1.3.4.1 Recopilación de información

Esta actividad se lleva a cabo mediante la obtención y verificación de los datos obtenidos por las distintas fuentes de información internas y externas de la empresa, de esta manera se pueden determinar las condiciones actuales de operación de los circuitos pertenecientes a la Subestación.

Básicamente esta primera etapa contempla la recopilación de información relacionada con la subestación en estudio, histórico de demandas, estado actual de los circuitos, proyectos futuros de nuevos clientes, entre otros. Adicionalmente se contempla la elaboración o adquisición del Plano Macro y de los Planos de Operación.

Las fuentes de información que se emplean en el estudio a corto plazo son:

III.1.3.4.1.1 Planos de operación

Son planos a escala 1:2500 y 1:5000, donde se indican las rutas de los circuitos pertenecientes a los sistemas primarios de distribución los cuales dan la ubicación geográfica del circuito, proporcionan datos como el calibre, tipo de aislamiento y longitud de los conductores en cada tramo, tipo de circuito [líneas de distribución (LD) aéreas o cables de distribución (CD) subterráneos], ubicación de los seccionamientos o interruptores de distribución (ID), interconexiones con otros circuitos y el nombre correspondiente a cada interruptor de distribución (ID), transformador (T), protección de distribución (PD) y circuito. Con los planos de operación, en caso de fallas o mantenimiento, se obtiene conocimiento de las cargas que quedarían sin servicio eléctrico.

III.1.3.4.1.2 Plano Macro

Es el plano, conformado por cuadrículas, que muestra la ruta de todos los circuitos primarios pertenecientes a una subestación, los elementos que contiene cada circuito y su número de ubicación en la cuadrícula. Los diferentes circuitos primarios de distribución pertenecientes a la subestación son representados por un código de colores estándar, de esta manera se logra tener una mejor visualización de los circuitos pertenecientes al sistema evitando confusiones en las rutas de dichos circuitos.

III.1.3.4.1.3 Registro de equipos.

Es un registro actualizado mensualmente de todos los interruptores de distribución o seccionadores (ID), transformadores de distribución, protecciones de distribución (PD) y bancos de compensación reactiva que existen en cada circuito de cada subestación.

Asimismo, este registro muestra datos como identificación de cada elemento y su ubicación en el plano macro, tal como se detalla en los siguientes párrafos.

Los datos de los transformadores de distribución son: la capacidad de transformación, tipo de instalación (sótano, poste o casilla), última medición de carga (incluye fecha) y el tipo de protección, entre otros.

Con respecto a los bancos de capacitores o bancos de compensación reactiva, se especifica su capacidad en kVAR, si presenta control de horario y su ubicación. Es importante mencionar que los capacitores con control de horario se emplean para evitar sobrecompensaciones en horas de mínima carga.

En cuanto a los interruptores de distribución (ID), se especifica su tipo, modo de instalación, si se trata de interconexiones se especifica con que circuitos se interconecta y su ubicación.

III.1.3.4.1.4 Histórico de demandas (Lecturas de demandas máximas)

Diariamente durante las 24 horas se registran lecturas de demandas por circuito, a saber: tensión y corriente con un factor de potencia visto desde la subestación. Con estos datos se lleva un control del comportamiento de la demanda y se facilita la estimación de la demanda máxima en kVA, el factor de potencia y el factor de utilización de cada circuito primario perteneciente a la subestación. Estos registros se realizan en los principales de la subestación, en las barras y en cada uno de los circuitos.

III.1.3.4.1.5 Diagrama unifilar de la subestación.

Muestra el número de unidades de transformación, capacidad nominal, relación de transformación, tipo de conexión, impedancia, el esquema de barra, los interruptores, bancos de condensadores, salida de todos los circuitos primarios que pertenecen a la subestación, y especifica cuando la unidad de transformación está equipada con ventilación forzada.

III.1.3.4.2.6 Nivel de Cortocircuito de la Subestación.

Para obtener los niveles de cortocircuito en los puntos de la red primaria, es necesario disponer del nivel de cortocircuito del lado de alta de la subestación de distribución. Con esta información y la impedancia de las unidades de transformación de la subestación, se calcula el nivel de cortocircuito a la salida de la subestación, sirviendo éste como base para conocer el nivel de cortocircuito en cualquier punto de los circuitos primarios.

III.1.3.4.1.7 Reporte de Fallas e Indicadores de Calidad de Servicio Técnico.

Los reportes de falla son un registro de todas las fallas que han sido detectadas en cada circuito en un período específico. Éste reporte contiene la fecha en que ocurrió la falla, su duración, la ubicación, el tramo y / o equipo fallado, los kVA interrumpidos, los MVA-MIN interrumpidos y la posible causa de la falla. Con los kVA interrumpidos, los MVA-MIN interrumpidos y la capacidad instalada de cada circuito se obtienen los indicadores de servicio técnico (FMIK y TTIK). Estos indicadores, actualizados trimestralmente, permiten conocer si el sistema tiene una elevada frecuencia de falla y cual es el tiempo promedio esperado para la reparación de dicha falla. Con estos indicadores, se clasifican desde esta óptica las opciones o soluciones encontradas para que los circuitos operen en condición normal y en condición de emergencia.

III.1.3.4.1.8 Solicitud de Proyectos.

Estas pueden ser de procedencia externa (clientes) o internas (de la empresa), y consisten en obras no ejecutadas como lo son: la instalación de nuevas cargas (residenciales, comerciales e industriales), cambios de transformadores, seccionamientos, interconexiones con otros circuitos, entre otros.

III.1.3.4.2 Estimación de Demanda

Obtenido el histórico de demanda (lectura de demandas máximas provenientes del sistemas SCADA), se procede al pronóstico de la demanda tanto para la subestación como para los circuitos primarios asociados a ella. Para ello existen diferentes métodos de estimación, en este caso se eligió el recomendado por el departamento de planificación de la región Este de la Electricidad de Caracas.

III.1.3.4.3 Actualización de planos

Es el proceso de renovación de la información en los planos de operación, y adición a éstos de las modificaciones que se han realizado en el sistema debido a su continuo crecimiento. En esta etapa, es importante mantener una convención de colores de tal manera que en los proyectos no se puedan confundir los cambios ejecutados y las solicitudes por ejecutar, en tal sentido.

- Las solicitudes de proyecto se dibujan en los planos de operación en color rojo.
- Los proyectos ya ejecutados se dibujan en los planos de operación en color azul.

Actualizados los planos de operación, deben simularse los circuitos bajo estudio con dichas solicitudes y / o proyectos ya ejecutados, a objeto de predecir el comportamiento futuro de la red.

III.1.3.4.4 Simulación de los circuitos (Aplicación de programas computacionales)

Una vez realizada la estimación de demanda y la actualización de planos, se procede a utilizar esta información como datos de entrada para la **aplicación de los programas computacionales**. Previamente a la simulación de las condiciones de operación de los circuitos, a través de un programa computacional, es necesario verificar el sistema digitalizado, corrigiendo cualquier ambigüedad entre el circuito digitalizado y el circuito real.

Al realizar la simulación se generan reportes de flujo de carga, caída de tensión en cualquier punto, niveles de corto circuito y sobrecargas, entre otros.

En el departamento de planificación de La C.A Electricidad de Caracas, tal como se mencionó anteriormente se utilizan los programas de simulación ASP y el PSS/ADEPT.

El ASP es un programa desarrollado para La Electricidad de Caracas que tiene la ventaja de que se dispone la licencia para trabajar en cualquier máquina de la Compañía. Asimismo desarrolla las principales variantes que un planificador debe manejar. Trabaja con niveles de voltaje, capacidades de carga, niveles de corto circuito, entre otros.

El PSS/ADEPT, aunque es una herramienta más poderosa que el ASP, ya que cuenta con más variantes para manejar y verificar, sin embargo tiene el inconveniente de que sólo se tienen licencias contadas dentro de la Compañía, por lo tanto su aplicación se torna más limitada.

El objetivo de la aplicación de uno o ambos programas computacionales, es obtener mediante estudios de flujo de carga resultados como: los niveles de voltaje, los niveles de cortocircuito, la capacidad de carga y el efecto de la compensación mediante capacitores en cada uno de los circuitos que conforman el sistema.

La simulación de los circuitos se realiza en condición normal de operación y en condición de emergencia. Si existen solicitudes de proyectos, de igual forma debe realizarse la simulación, verificando estos cambios futuros.

III.1.3.4.4.1 Simulación en condición normal de operación

Una vez obtenida la demanda de cada circuito primario de distribución, y cargada en el o los programas de cálculo, se determinan las condiciones en las que se encuentran operando normalmente los circuitos. Mediante la simulación se adquiere entre otras informaciones, el porcentaje de capacidad de carga a que se encuentran

sometidos los conductores y la caída de tensión máxima de los puntos o nodos del circuito.

III.1.3.4.4.2 Simulación en condición de emergencia.

Esta simulación permite conocer la capacidad que tiene el circuito para respaldar o servir a otro circuito en caso de alguna contingencia. La condición de emergencia ocurre cuando un circuito no es capaz de suplir su carga normal a causa de una avería, falla o una interrupción programada. La metodología para simular los circuitos en condición de emergencia varía de acuerdo a los diferentes criterios y tendencias.

Se presentan dos tipos de análisis que se utilizan en la simulación de los circuitos primarios de distribución en condición de emergencia:

Es importante resaltar que para este estudio se considera una contingencia simple, o sea, una única falla; ésta falla será la condición más severa, la que ocurre antes del ID (interruptor de distribución) que desenergiza el alimentador troncal, perdiendo toda la carga del circuito. En los circuitos que presenten doble copa, se considera cada copa como un circuito completo y estudiado independientemente.

- **Capacidad Máxima por ID:** Este análisis contempla la capacidad máxima de kVA que puede entregar un circuito a través del seccionador de interconexión a otro circuito, sin que este circuito de respaldo tenga problemas de sobrecarga o excesiva caída de tensión.
- **Recuperación de Carga con Dos Circuitos Emergentes o de Respaldo:** Con este análisis se obtienen las condiciones de operación que se presentarán en el circuito fallado y los circuitos emergentes al recuperar carga del circuito fallado a través de los diferentes puntos de conexión con otros circuitos. Se secciona el circuito (fallado) en dos tramos de acuerdo a los equipos de

seccionamiento disponibles y adicionalmente se procura que dicha división sea equitativa desde el punto de vista de la carga asignada a cada tramo. La carga del circuito fallado debe ser recuperada por un mínimo de dos circuitos.

El análisis de recuperación de carga a través de dos circuitos, se realiza para las condiciones futuras de los circuitos y para las condiciones que existirán después de realizar las modificaciones, corrigiendo aquellos criterios que pudieran estar fuera del rango.

Es conveniente señalar que el criterio de análisis de contingencia es el indicado en el documento “Estudio de Planificación a Corto Plazo de las Subestaciones de Distribución de la C.A. La Electricidad de Caracas”, presentado por INELECTRA S.A.C.A. [3].

III.1.3.4.4.3 Simulación de las solicitudes proyectadas.

Se toman en cuenta todas aquellas solicitudes en proyecto con el fin de determinar el impacto, y por ende, el comportamiento de los circuitos ante la incorporación de nuevas instalaciones que impliquen un futuro crecimiento de la demanda, u otros trabajos que afecten el funcionamiento de la red de distribución. Si no existen solicitudes de proyectos sólo es necesario realizar el análisis de las condiciones esperadas a corto plazo proyectando la demanda estimada.

III.1.3.4.5 Análisis de Resultados

En este paso se lleva a cabo el **análisis de los resultados**. Con los datos obtenidos el planificador conocerá cuales y donde se encuentran los puntos críticos del sistema de distribución. .

Con el conocimiento de los Criterios de Planificación se diagnostica y se verifica los tramos o nodos del sistema que no se encuentran dentro del rango establecido por

dichos criterios. Adicionalmente otros factores como la obsolescencia de equipos y la capacidad de expansión deben ser considerados en esta etapa.

En primer lugar, se analiza si el circuito opera debidamente y, en caso contrario de que se viole algún criterio o límite permisible, se debe establecer la causa y de esta manera proponer estrategias u opciones de solución. Adicionalmente se realiza una evaluación de la confiabilidad, o sea, la seguridad del abastecimiento de un servicio eléctrico continuo por parte del sistema de distribución, que se logra mediante el análisis de contingencias o la simulación en condición de emergencia.

III.1.3.5 Criterios de planificación utilizados

Los Criterios de Planificación adoptados en la realización del presente trabajo son los que emplea la EDC para el diseño adecuado de sistemas de distribución, los cuales se pueden resumir tal como sigue:

- Criterio de Caída de Tensión Máxima [4].
- Criterio de Capacidad de Carga [4].
- Criterio de Seccionamiento de los Circuitos de Distribución Primaria [4].
- Criterio de los Niveles de Cortocircuito [4].
- Criterio de la Capacidad Firme de la Subestación [4].
- Criterio de las Interrupciones Permisibles [4].
- Criterio de la Carga de los Transformadores de Distribución [4].
- Criterio de Pérdidas Técnicas [4].

III.1.3.5.1 Criterio de caída de tensión máxima

Este criterio establece la máxima variación de caída de tensión en circuitos primarios aéreos y subterráneos [2, 3]. La Tabla I muestra los límites de tensión permitidos por condición de operación:

III.1.3.5.1 Criterio de caída de tensión máxima

Este criterio establece la máxima variación de caída de tensión en circuitos primarios aéreos y subterráneos [2, 3]. La Tabla I muestra los límites de tensión permitidos por condición de operación:

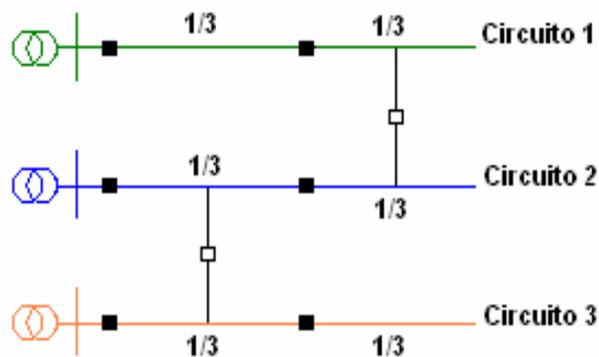
Tabla III.1: Caída de Tensión Máxima Permitida

Condición de Operación	$\Delta V_{\text{máx}}$	Banda Permitida <p.u.>
Normal	$\pm 5\%$	$0,95 < V < 1,05$
Emergencia	$\pm 8\%$	$0,92 < V < 1,08$

III.1.3.5.2 Criterio de capacidad de carga.

Este criterio señala que todo circuito primario debe cumplir lo siguiente: debe ser asistido por lo menos por otros dos circuitos, de allí que el porcentaje máximo de carga del troncal dea ser del 67% (2/3) de la capacidad de emergencia.

La siguiente figura muestra, de forma esquemática, la distribución de la carga y la ubicación de las interconexiones que deben tener los circuitos primarios.

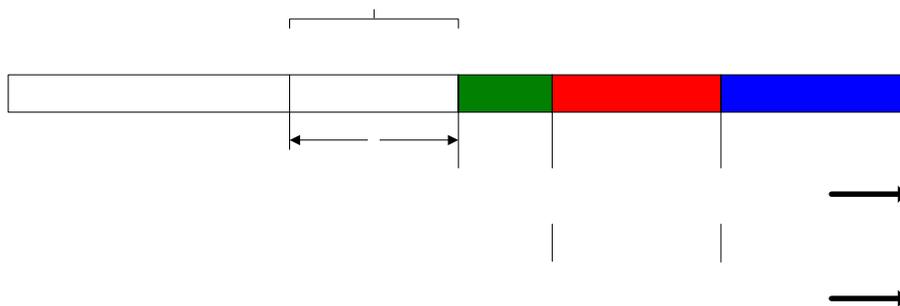


Leyenda:

- Interruptor abierto.
- Interruptor cerrado.

Figura III. 1. Distribución de Carga e Interconexiones de un Circuito Primario.

Es importante saber el porcentaje de carga de un cable en condiciones normales y de emergencia, además de indicar la reserva que se planifica usar en el mediano y largo plazo si es el caso. A continuación se indican dichos porcentajes:



Leyenda

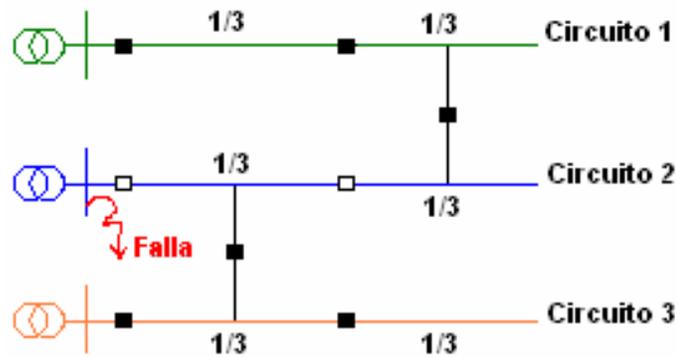
- Excede 2/3 (67%) de la capacidad de emergencia
- Excede la capacidad nominal
- Excede la capacidad de emergencia

Figura III. 2 Porcentaje de Carga de un Cable en condiciones normales y de emergencia.

La figura anterior muestra los porcentajes de carga permitidos en los cables de distribución. En condiciones normales un cable se le permite trabajar sin sufrir daño alguno al 100% de su capacidad nominal. Para el momento de ocurrir una contingencia, este cable deberá asumir cargas momentáneas provenientes de otros circuitos y en este caso se le permite llegar hasta el 120% de su capacidad nominal.

Al momento de una contingencia, cada circuito emergente tomaría la mitad del circuito fallado, lo que haría que quedasen al 100% de su capacidad de emergencia, rango permitido por las normas de capacidad de carga de conductores en circuitos de

distribución de la Empresa. Como puede verse en la Figura III.3, esta distribución de carga entre circuitos emergentes sólo se logra si se cuentan con interconexiones y seccionamientos adecuados a lo largo del mismo.



Leyenda

- Interruptor cerrado.
- Interruptor abierto.

Figura III.3 Recuperación de un Circuito Primario Fallado.

En el análisis de emergencias se considera la condición de falla más severa, es decir, falla en la salida del circuito desde la subestación. Desde el punto de vista del circuito emergente se evalúa la cantidad de carga que se puede entregar a través de una interconexión y desde el punto de vista del circuito fallado se evalúa la cantidad de carga que se puede recuperar.

Algunos de los factores que se toman en cuenta en los conductores aéreos para determinar la capacidad de carga son: la velocidad del viento, la emisividad de la superficie del conductor, la temperatura ambiental, la presión atmosférica, etc. Con respecto a los cables, la capacidad de carga se determina según: el calibre del conductor, el material aislante, el número de tuberías ocupadas en la bancada, etc.

Cada tipo de aislante está diseñado para operar bajo una temperatura máxima después de la cual el material pierde sus propiedades y se reduce la vida útil del cable. [2]

III.1.3.5.3 Criterio de seccionamiento

Este criterio se usa para la aplicación de equipos de seccionamiento en circuitos de distribución primaria. Su función es aislar fallas, reducir los bloques de carga interrumpidos, permitir trasposos de carga, etc.

III.1.3.5.3.1 Seccionamiento en líneas aéreas:

Se instalarán equipos de seccionamiento en circuitos primarios aéreos de acuerdo a las siguientes reglas:

- En cada kilómetro de circuito troncal o ramal.
- En cada tramo de circuito troncal o ramal con capacidad de transformación (capacidad instalada) conectada igual o mayor a 900 kVA.
- En el origen de cada circuito ramal o subramal con una longitud mayor de 400 m.
- En cada punto de transformación de capacidad nominal (capacidad instalada) igual o mayor a 500 kVA.
- En los puntos de interconexión del circuito troncal o ramal a otros circuitos primarios.

III.1.3.5.3.2 Seccionamiento en líneas subterráneas:

Desde el punto de vista de la continuidad de servicio se pueden distinguir dos situaciones: un circuito primario único o varios circuitos primarios en la misma ruta. A continuación se explican ambas situaciones:

a) **Circuito primario único:** Se instalarán como mínimo, equipos de seccionamiento en los circuitos primarios de acuerdo a las siguientes reglas:

- Se seccionará el troncal cada 1.250 kVA de demanda. No se considerará la demanda asociada a cargas con alimentación alternativa.

- Al inicio de un ramal con carga se deberá instalar un medio de seccionamiento, se presentan dos casos:

- 1) Cuando la demanda del ramal sea igual o mayor a 1.250 kVA se usarán seccionadores bajo carga.

- 2) Cuando la demanda del ramal sea inferior a 1.250 kVA se usarán conectores modulares (CMS).

- Se utilizará un seccionador bajo carga en cada punto de transformación de capacidad igual o mayor a 750 kVA (capacidad instalada), o en aquel que está destinado a servir cargas prioritarias como clínicas, hospitales, industrias de proceso crítico y edificaciones de importancia estratégica.

- Cada 400 metros, aproximadamente, de circuito troncal o ramal, el empalme convencional se sustituirá por un empalme hecho con CMS. Esta regla no aplicará cuando en el diseño del circuito se prevea el uso de transformadores autoprotectidos en anillo separados cada 400 metros o menos.

- Cuando exista una transición de subterráneo a aéreo, o viceversa, se instalará un seccionador en el tramo aéreo.

b) **Varios circuitos primarios en la misma ruta:** Se instalarán equipos de seccionamiento en los circuitos primarios, cada circuito deberá cumplir con las reglas descritas anteriormente, además de las siguientes:

- No se permitirá la coincidencia de conectores modulares de distintos circuitos en un mismo sótano de empate, a menos que el espacio disponible en el sótano garantice su operación segura y confiable.

- Cuando exista cercanía en los puntos de seccionamiento bajo carga de dos circuitos en la misma ruta, se utilizará un seccionador de 4 vías, barra seccionada y abierta, en lugar de dos seccionadores de 2 vías. Esto quiere decir que la utilidad de dos interruptores dos vías y un interruptor 4 vías barra partida es similar, y trae como ventaja ocupar menos espacio en los sótanos donde ellos se encuentran, además de simplificar el mantenimiento.

III.1.3.5.3.3 Interconexiones:

La interconexión entre diferentes circuitos de la red primaria permite recuperar carga de un circuito transfiriéndola a otro, tanto en condiciones normales como de emergencia: puede ser una transferencia manual de cargas no críticas, para lo cual se usará un equipo de seccionamiento manual; o puede tratarse de una transferencia automática de cargas críticas.

La interconexión entre circuitos debe lograrse según las siguientes reglas:

- Se deberán interconectar los troncales de tal manera que un circuito pueda ser recuperado al menos por otros dos.
- Se deberá facilitar interconexión a todo bloque de 1.250 kVA de demanda o más.
- Ubicar el punto de interconexión aproximadamente en la mitad de la demanda de la carga radial a recuperar.

- No se permite la interconexión de más de dos circuitos en un mismo seccionador.

III.1.3.5.3.4 Salida de subestaciones:

Se instalarán equipos de seccionamiento en la salida de dos circuitos de un mismo interruptor de la subestación (circuito de dos copas), se instalará dentro de la subestación un seccionador de 4 vías con barra seccionada y abierta, automatizable, para seccionar las dos copas del circuito. Una de las salidas será equipada con indicadores de falla.

Además de conocer las reglas anteriores, es importante tener presente las siguientes consideraciones:

- La ubicación preferida de los puntos de seccionamiento será en el punto de transformación, de esta manera podrá dársele a este elemento emergencia manual y reducir el costo de seccionamiento.
- Para circuitos primarios con doble copa, las reglas se aplicarán a cada copa por separado.
- La ubicación de equipos de seccionamiento en el troncal deberá elegirse preferiblemente en un lugar inmediato a la derivación de un circuito ramal, a fin de poder facilitar los trasposos de carga de un sector de circuito a otro circuito primario o a otra parte del mismo circuito.
- La ubicación física definitiva de las interconexiones deberá validarse con una evaluación económica, de igual manera se debe garantizar su accesibilidad, operación y mantenimiento.

- Estas reglas deben aplicarse en forma conjunta, combinando dos o más, a fin de reducir en lo posible el número de puntos de seccionamiento, logrando de esta manera reducir el costo.
- Los circuitos expresos y los circuitos en los cuales la carga se concentra en un extremo, serán objeto de estudios especiales.

III.1.3.5.4 Criterio de niveles de cortocircuito

Para verificar el cumplimiento de este criterio es necesario conocer el valor del nivel de cortocircuito del lado de alta tensión de la subestación de distribución, con esta información y la impedancia de las unidades de transformación de la subestación se puede obtener el nivel de cortocircuito a la salida de la subestación, sirviendo éste como base para conocer el nivel de cortocircuito en cualquier punto de los circuitos primarios.

Es importante recordar que el nivel de cortocircuito aumenta a medida que se incorpora un mayor número de unidades de transformación dentro de la subestación.

Al planificar, los niveles de cortocircuito del sistema no deben exceder la capacidad de interrupción de los equipos instalados, de hacerlo, dichos equipos deben ser reemplazados por otros de mayor capacidad de interrupción.

III.1.3.5.4.1 Circuitos aéreos:

Los equipos conectados en la red aérea de la C. A. La Electricidad de Caracas son:

- Reconectores.
- Indicadores de Falla.
- Seccionadores.

- Fusibles.
- Conductores.

Tanto los reconectores como los fusibles, además de poder soportar la corriente de cortocircuito, deben estar diseñados para poder despejar dicha falla. Por tal razón, la capacidad de interrupción del reconector o fusible debe ser mayor al nivel de cortocircuito producido por la falla.

III.1.3.5.4.2 Circuitos subterráneos:

Los equipos conectados en la red subterránea de la C.A. La Electricidad de Caracas son:

- Seccionadores
- Indicadores de Falla
- Cables

Los indicadores de falla, seccionadores, conductores y cables deben estar diseñados para soportar la corriente de cortocircuito en caso de falla. Estos elementos no despejan fallas. [3]

III.1.3.5.5 Criterio de capacidad firme

Cuando se está planificando el sistema de distribución, la capacidad que se debe manejar para el diseño de una subestación ante posibles salidas forzadas de unidades de transformación, es la capacidad firme.

La capacidad firme, ante condiciones de emergencia, permite seguir supliendo la carga demandada de forma segura y continua, sin tener que recurrir, por ejemplo, a la interconexión de circuitos provenientes de otras subestaciones para suplirla.

Cuando sé esta planificando, la demanda actual y la demanda estimada no debe superar la capacidad firme de la subestación.

En todas las subestaciones se trata de tener todas las unidades de transformación de la misma capacidad nominal. De esta manera se logra obtener una capacidad firme más elevada, lo que implica una mayor capacidad para suplir la demanda en caso de posibles contingencias.

La C.A. La Electricidad de Caracas trabaja máximo con 4 unidades de transformación por subestación. [3]

La capacidad firme se calcula de la siguiente manera:

$$C.F = C * \left(\sum_{i=1}^n U_i - U_m \right) \quad (III.1)$$

Donde:

CF = Capacidad firme de una subestación.

U = Capacidad de la unidad de transformación a ventilación forzada de la subestación.

U_m = Valor de la unidad de mayor capacidad de transformación a ventilación forzada de la subestación.

n = numero de unidades de transformación que se encuentran en funcionamiento en la subestación.

C = puede tener dos valores:

- 120%; para los transformadores de distribución menor o iguales a cuarenta años de vida.

- 100%; para los transformadores de distribución mayores a cuarenta años de vida.

III.1.3.5.6 Criterio de interrupciones permisibles.

Las interrupciones generan un costo a la Empresa por tres causas principales [3]:

- El costo del manejo de las fallas debido al uso de cuadrillas especializadas en estas tareas, al personal del centro de control de operaciones, la reposición de equipos dañados, etc.
- El costo de la energía no vendida durante la interrupción.
- Las sanciones legales en las que se pudieran incurrir.

“Según criterios de la Empresa el costo de falla aceptable es de 2% de la venta de energía en el circuito”. [4]

III.1.3.5.7 Criterio de carga de transformadores de distribución.

Este criterio se usará para elegir la capacidad nominal de transformadores de distribución que resulta en la operación más económica para una demanda dada o estimada. Este criterio supone una carga constante en el transformador desde su instalación, que será la carga máxima estimada o medida en cada caso.

Para determinar el rango de carga en el cual resulta más económico la aplicación de cada transformador, el costo anual de operación se calcula en función de la carga en kVA. En el cálculo de este costo interviene el costo de las pérdidas en el transformador, costo de mantenimiento del transformador, así como el cargo fijo anual de la inversión, evaluados para el número de años de vida útil esperada en el transformador. Esta vida útil depende de la demanda, de la forma del ciclo de carga y de la temperatura ambiente. El cálculo se efectúa para cada una de las capacidades y tipos de instalación normalizados, ya sea en sótanos, en casillas o en postes.

Cuando se trata de transformadores existentes, su reemplazo por uno de mayor capacidad se efectuará cuando su carga alcance el valor límite a partir del cual es más económico el uso de una capacidad mayor.

Si se trata de un aumento de carga, la elección del nuevo transformador se hará como en el caso de una instalación nueva, a partir del valor de la nueva carga incrementada.

El factor de carga de 0,50 (50%) se usará para cargas de tipo residencial. El de 0,75 (75%) para cargas tipo comercial y tipo mixto, es decir, de uso combinado tanto residencial como comercial, en las cuales la demanda comercial sea mayor o igual al 20% de la demanda total estimada. [3]

III.1.3.5.8 Criterio de pérdidas técnicas.

En este criterio, el planificador debe considerar si es económicamente viable la aplicación de compensadores con el propósito de reducir pérdidas y problemas de caída de tensión en los circuitos pertenecientes a la red de distribución. La compensación se instalará preferiblemente en el troncal del circuito o cerca de las cargas que presenten problemas graves de caídas de tensión.

El criterio establece que las pérdidas activas no pueden superar el 3% de la potencia activa total entregada por circuito. [2]

CAPÍTULO IV

ESTIMACION DE LA DEMANDA

IV.1 Introducción.

La planificación de la expansión de los sistemas de potencia comienza con la proyección anticipada de los futuros requerimientos de la demanda, los cuales son decisivos para la determinación de los crecimientos efectivos de los sistemas y la calidad del servicio a prestar.

Una buena proyección que refleje la tendencia actual y futura de la demanda del sistema de potencia, se traduce en ahorros sustanciales de recursos económicos.

IV.2 Estimación de la Demanda.

La estimación de la demanda se define como un proceso sistemático para predecir su comportamiento futuro desde el punto de vista cuantitativo utilizando datos históricos.

Una subestimación de la demanda real para un tiempo previsto, creará problemas de servicio (interrupciones de servicio), ya que no se podrá satisfacer la demanda total y se tendrán que realizar trasposos de cargas o nuevas inversiones a costos superiores para poder suplir dicho requerimiento. La subestimación se evidenciará en el momento que el sistema no pueda responder adecuadamente.

Al contrario de lo que ocurre cuando una predicción de la demanda esta subestimada, una sobreestimación de la demanda se traduce a una sobreinversión, y en consecuencia en un mal uso de los recursos disponibles.

Es importante resaltar, que ambos casos pueden presentar perdidas económicas que pueden llegar a ser cifras considerables para la empresa. [3]

Los pronósticos son suposiciones basadas en la intuición o en algún tipo de tendencia, fundamentadas en la experiencia personal y en el escenario que se quiera estudiar. Existen incontables formas y metodologías para hacer pronósticos, desde las más simples como la intuición hasta las más sofisticadas y complicadas como los modelos determinísticos y probabilísticos. La aplicación de una u otra dependen en primera instancia del plazo para el que se está realizando la planificación y, en segundo lugar, del tipo de región con que se está trabajando, o sea, si es una región en pleno crecimiento o expansión, o es una región saturada en la cual el crecimiento de la demanda es muy lenta. La consideración del tipo de carga (residencial, comercial e industrial) juega un papel importante en el desarrollo de algunos de los métodos de estimación de demanda [3].

A continuación se enumeran algunos métodos que se utilizan comúnmente en este tipo de labor y al mismo tiempo se efectúa una descripción más amplia del utilizado en este trabajo (método del uso de tierra).

IV.2.1 Métodos que se utilizan en la estimación de la Demanda [30].

IV.2.1.1 Métodos de extrapolación

Muchas de las compañías de electricidad confían aun en los análisis de tendencia histórica de la demanda. Esta metodología estima el futuro de la demanda bajo la suposición de que los factores que afectaron su comportamiento en el pasado continuarán haciéndolo de la misma forma a futuro.

IV.2.1.1.1 Métodos de los mínimos cuadrados.

- Tipo Recta.
- Tipo Exponencial
- Parábola.

- Hipérbola

IV.2.1.1.2 Métodos de correlación lineal.

- Método de simulación
- Método de corrección jerárquica.
- Método de agrupamientos
- Métodos econométricos

IV.2.1.2 Método del uso de la tierra.

Las estimaciones basadas en este método descomponen el consumo eléctrico en varios sectores: residencial, comercial, e industrial.

Uno de las mayores dificultades de este tipo de técnica es la necesidad de datos extensos, como por ejemplo el inventario de los aparatos eléctrico de los hogares, comercios e industrias. Obtener y agrupar los datos puede ser en muchos casos muy costoso tanto desde el punto de vista económico como del tiempo requerido para lograrlo y sobretodo mantenerlos actualizados.

La ventaja de la estimación mediante el uso de la tierra es que realmente se reflejan los cambios de los hábitos de los consumidores, el aumento de la eficiencia en los equipos, particularmente en los cambios tecnológicos del parque industrial. Sin embargo la precisión de este tipo de modelo depende enormemente de la exactitud de los datos necesarios obtenidos, así como también de las suposiciones acerca de cómo será el futuro.

Otro aspecto relevante en la estimación de la demanda por el uso de tierra es que este método resulta más confiable a medida que la zona es más pequeña, de fácil control y observación. Por lo que es importante que toda la zona se supervise

detalladamente para poder saber como va a ser el consumo real en los diferentes sectores.

En este sentido, se explicará a continuación paso a paso el método desarrollado en la estimación de la demanda, objeto del presente trabajo.

IV.2.1.2.1 Registro del histórico de la demanda.

Estos datos son lecturas obtenidas a través del sistema SCADA de distribución y son mediciones tomadas en la barra principal de la subestación a estudiar. Para la realización de este trabajo, se dispuso de un histórico desde el año 2003 hasta el 2005, por cuanto a pesar que se disponía información de 10 años atrás (periodo 1995 hasta el 2005), la data era proveniente de la Unidad de Transmisión y reflejaba una gran diferencia con respecto a la data obtenida con los equipos de adquisición de información propias de la subestación. La explicación de esto es que la Unidad de Transmisión toma pocas lecturas y puede ocurrir que algunos de estos registros sean un traspaso provisional de carga que tenga un circuito en particular. Este inconveniente se subsana con el uso de la información obtenida a través del sistema SCADA por cuanto registra 24 lecturas diarias, una cada hora.

IV.2.1.2.2 Demanda máxima actual por circuito.

Estas lecturas son obtenidas también a través del sistema SCADA y son mediciones hechas en el interruptor principal de cada circuito perteneciente a la subestaciones en estudio. Esta data al igual que la anterior de disponía desde 2003 hasta 2005.

IV.2.1.2.3 Levantamiento de la zona.

Esta etapa que se puede catalogar como unas de las más importantes, consistió en solicitar al departamento de Información Geográfica de la Electricidad de Caracas,

un mapa de la zona que reflejara las parcelas, calles y avenidas. El mapa solicitado era el correspondiente a la zona donde están ubicadas las subestaciones a estudiar que encerrara las rutas de todos los circuitos a ser analizados.

El objetivo de esta actividad consistió en realizar un levantamiento del uso de tierra de toda la zona, para lo cual se siguió la estrategia de efectuar salidas de campo recorriendo toda el área alimentada por las subestaciones bajo estudio y los circuitos vecinos. Previamente fue necesario conocer y familiarizarse con las tres subestaciones involucradas: subestación “A” en 4.8kV, “A” en 12.47kV y “C” en 12.47kV.

El trabajo de campo fue muy minucioso, se recorrió calle por calle, y se usó una nomenclatura para diferenciar el tipo de parcela ubicada demarcando al mismo tiempo cada categoría clasificada, por ejemplo: las zonas residenciales, comerciales e industriales.

Las parcelas se diferenciaron de la siguiente manera:

- Color rojo: parcela en construcción.
- Color verde: parcela vacía.
- Color azul: parcela con aumento de carga.
- Color morado: parcela abandonada.

De esta manera se obtuvo una visión completa del potencial crecimiento de la zona, para entonces poder realizar una estimación de la demanda lo mas real, pudiendo registrar, entre otros aspectos, las áreas de mayor crecimiento, las áreas saturadas y los clientes vitales.

IV.2.1.2.4 Cálculo de los índices de zonas.

Para el cálculo de estos índices se demarcaron tres zonas importantes, a saber: residencial, comercial e industrial. No se obtuvo una zona mixta, por cuanto el porcentaje de ella resultó ser muy bajo (un 5% de la zona total).

Para cada una de las zonas se tomaron muestras tal como sigue:

- Se escogieron pequeñas áreas ocupadas con características resaltantes, y se procedió a medir a escala para obtener los m².
- Se buscó en el SIMIP todos los circuitos que alimentaban la zona escogida incluyendo circuitos de otras subestaciones vecinas, y se calculó todos los volt amperes involucrados (VA). Posteriormente se calculó los índices de zonas, tal como sigue:

$$I_{zona} = \frac{VA_{zona}}{m^2_{zona}} \quad (IV.1)$$

Donde:

I_{zona} = Índice representativo de cada una de las zonas escogida.

VA = volt amperes involucrados en la zona

De esta manera se obtuvieron índices de carga: residencial, comercial e industrial.

IV.2.1.2.5 Cálculo de Carga correspondiente a cada parcela.

Toda la zona estudiada posee residencias y urbanizaciones, comercios e industrias con características muy similares entre sí; por ejemplo: las mayorías de las casas eran unidades grandes, con mucho terreno, dos o tres pisos de construcción. Pocas se salían de ese patrón, por lo que se decidió tomar veinte parcelas pertenecientes a la

zona residencial de manera aleatoria y calcular un promedio de los metros cuadrados que posteriormente se le designarían a las parcelas encontradas sin carga.

Para el caso de los comercios se procedió de la misma manera, se tomaron varias muestras de manera aleatoria y se calculó un área promedio de las parcelas.

En el caso de las industrias se procedió de manera distinta, aquí fue necesario adoptar un método más riguroso y preciso, debido a que estas son las cargas que absorben un alto porcentaje de la capacidad de la subestación y de obtener mucho error en la estimación de la demanda en esta zona (caso de subestimación o sobrestimación) sería delicado al momento de invertir en la red. Por esta razón se utilizó el índice correspondiente a esta zona industrial calculado anteriormente y se calculó el área de la parcela una por una.

Existieron parcelas que para el momento del recorrido se constató la carga que estimaban solicitar a La Electricidad de Caracas y se indagó sobre la construcción a realizar a fin de comparar la carga estimada por el método, obteniéndose pequeños márgenes de error.

En la zona existen varios centros comerciales en construcción, la carga de cada uno de ellos se obtuvo en las solicitudes de proyectos clientes de la Electricidad de Caracas.

De esta manera logramos obtener la demanda de toda la zona bajo estudio a ser asignada a cada circuito en base al criterio de su cercanía a las parcelas en crecimiento.

IV.2.1.2.6 Designación por circuitos de la demanda estimada en la zona.

Debido a la amplitud de la zona en estudio, fue necesario simplificar el análisis creando siete subzonas que, encerraban una cantidad de circuitos determinados. Con

ello se buscó que la demanda estimada fuera asignada a los circuitos que le correspondían de acuerdo con la capacidad de reserva de cada uno de ellos. De esta forma en el caso de que los circuitos no puedan asumir la carga estimada se crearán estrategias para que los mismos puedan asumir la carga actual y la estimada sin exceder los límites de la capacidad de emergencia de los conductores.

IV.2.2 Consideración de cargas concentradas en la zona.

Fue necesario considerar el impacto de nuevos clientes en la zona según el escenario en estudio, para ello se estudiaron las factibilidades de servicio y los proyectos clientes. La carga que ellos tomaran estará plasmada en la solicitud de servicio. Esta nueva carga se tiene que contemplar al momento de calcular los kVA totales del circuito y de la subestación que corresponda.

IV.2.3 Crecimiento Vegetativo.

IV.2.3.1 Estimación del crecimiento Vegetativo para el periodo en estudio.

Tomando en cuenta las demandas máximas de las tres subestaciones, el conocimiento del grupo planificador de la Electricidad de Caracas con relación a la zona estudiada y en base a la similitud con otras subestaciones del área metropolitana que poseían data histórica suficiente, se procedió a estimar un crecimiento vegetativo para cada una de ellas, cuyos kVA fueron distribuidos en el periodo contemplado para el estudio [4].

IV.2.3.2 Cálculo del crecimiento vegetativo anual por circuito.

En esta etapa se procedió a calcular la variación porcentual de los kVA instalados que tiene cada circuito con respecto a los kVA instalados totales de la subestación. Luego, se multiplica este valor por el crecimiento vegetativo asignado por el

planificador año a año para cada subestación, de esta manera se obtuvo el incremento anual de la demanda en kVA por circuito.

$$\% \text{ de la Carga Total por Circuito} = \frac{\text{kVA}_{\text{inst}} \text{ del Circuito}}{\text{kVA}_{\text{inst}} \text{ Totales de la Subestacion}} \quad (\text{IV.2})$$

$$\begin{aligned} &\text{Crecimiento Vegetativo Anual por Circuito en kVA} = \\ &\% \text{ de la Carga Total por Circuito} * \text{Incremento Anual de la S/E en kVA.} \quad (\text{IV.3}) \end{aligned}$$

Donde:

$\text{kVA}_{\text{inst}} = \text{kVA instalados.}$

IV.2.4 Cálculo de la Demanda Total.

Una vez que se conocen la demanda máxima actual por circuito, el crecimiento vegetativo por subestación, los traspasos asociados a los anteproyectos previos al estudio, las cargas concentradas y la demanda estimada por el método del uso de tierra. Se calculó el valor de la demanda total de cada circuito a través del empleo de la siguiente formula:

$$D_{\text{total}} = \text{DMA} + \text{C.C} + \text{T} + \text{C.V} + \text{Destima} \quad (\text{IV.4})$$

Donde:

$D_{\text{total}} = \text{Demanda total de la zona.}$

$\text{DMA} = \text{Demanda máxima actual.}$

$\text{CV} = \text{Crecimiento Vegetativo.}$

$\text{C.C} = \text{Cargas Concentradas.}$

$\text{T} = \text{Traspasos.}$

$\text{Destima} = \text{Demanda estimada.}$

CAPÍTULO V EVALUACIÓN ECONOMICA

V.1 Introducción

Una vez analizadas y realizadas todas las estrategias técnicas para los problemas existentes de descargas, disminución de pérdidas, caída de voltaje y estimación de demanda, es necesario saber y corroborar si todos estos proyectos serán beneficiosos para la empresa desde el punto de vista económico. Del análisis económico se podrían rechazar algunas de las soluciones por no resultar rentables para la empresa, sin embargo no hay que perder de vista que es imprescindible adecuar toda la red existente dentro de los rangos establecidos por las normas de planificación de la Electricidad de Caracas.

El análisis económico en la Electricidad de Caracas se realizará mediante un programa llamado EFIPRO que evalúa el VPN (valor presente neto) de la inversión y la TIR (tasa interna de retorno).

V.2 Factores Económicos.

V.2.1 Valor presente neto:

Es la sumatoria de la inversión y los flujos a futuro descontado a valor presente. El resultado del VPN para que sea aceptable tiene que ser positivo. En proyectos mutuamente excluyentes, se debe escoger el proyecto cuyo VPN sea el mayor.

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{FEt}{(1 + K)^t} - \lambda \quad (V.1)$$

Donde:

FEt = Flujo efectivo presente.

λ = Inversión inicial del proyecto.

K = Tasa del costo del capital de la empresa

V.2.2 Tasa Interna de Retorno:

Es la tasa que iguala el VPN a cero. En otras palabras, es la tasa que iguala la inversión a los flujos a futuro descontados a valor presente.

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FEt}{(1 + TIR)^t} - \lambda \quad (V.2)$$

Donde:

FEt = flujo de efectivo presente.

λ = Inversión inicial del proyecto.

Hay que destacar que cuando se involucran varios subproyectos dentro de un proyecto, habrá que analizar el VPN del conjunto, es decir puede que alguno de ellos resulte con un VPN negativo, pero el VPN total resulte positivo debido a que los otros proyectos son rentables. Por lo tanto, la estrategia en conjunto de una solución, será considerada de una manera global y no individualmente.

Las variables de entrada para el cálculo de la rentabilidad económica por parte del programa EFIPRO son las siguientes:

V.3 Variables de entrada del programa EFIPRO.

V.3.1 Tipo de proyecto o subproyecto a realizar. Se especifica si es de adecuación de la red, de expansión, cambio de tensión, nuevas interconexiones, traspaso de carga, compensación reactiva u otros.

V.3.2 La demanda de cada uno de los circuitos involucrados antes y después de realizar los cambios, adecuaciones o traspasos.

V.3.3 El porcentaje de tasa de crecimiento interanual.

Se calcula la tasa de crecimiento anual, la cual es una aproximación lineal del crecimiento total de la demanda, pues para calcular esta tasa sólo se requieren la demanda actual, la demanda futura y el año en el que ocurre esta última. Se calcula con la siguiente formula:

$$\lambda = \left[\left(\sqrt[n]{\frac{Dm_n}{Dm_0}} \right) - 1 \right] * 100 \quad (V.3)$$

Donde:

λ = Porcentaje de la tasa de crecimiento anual.

n = Último año de estudio.

Dm_n = Demanda máxima estimada al año n .

Dm_0 = Demanda máxima actual

Este crecimiento interanual se calcula en dos escenarios, el primero es que el circuito conecte la carga que le corresponda en el mediano plazo sin realizar ningún tipo de cambio, y el segundo es tomando en cuenta los cambios propuestos.

V.3.4 El factor de potencia

Es la relación de la potencia activa (kW) entre la potencia aparente (kVA) que se esta consumiendo.

$$f.p = \frac{P(W)}{S(VA)} \quad (V.4)$$

Donde:

P = potencia activa.

S = potencia aparente.

Este factor solo se toma antes de realizar algún cambio en el circuito, y esta información la proporciona el SCADA, de la misma manera que se toman los valores de la demanda. Este valor se adopta para la semana donde ocurrió el valor de demanda máxima del circuito, y se calculará después un factor de potencia promedio.

V.3.5 El factor de pérdidas.

$$F.P = \frac{\sum_{l=1}^n \frac{R * I_{prom}^2}{R * I_{máx}^2}}{n} \quad (V.5)$$

Donde:

n = numero de mediciones.

R = resistencia.

I_{prom}^2 = corriente promedio del numero total de mediciones.

$I_{máx}^2$ = corriente máxima.

Con la data obtenida del SCADA tomamos los valores de corriente correspondientes a la semana donde ocurrió el valor de demanda máxima, sumamos cada una de ellas y la dividimos en el número de horas totales.

V.3.6 El factor de carga.

Es la relación que existe entre la demanda promedio y la demanda máxima registrada en un circuito durante un periodo de tiempo estipulado.

$$F.C = \frac{D_{prom}}{D_{máx}} \quad (V.6)$$

Donde:

$D_{máx}$ = Demanda máxima durante un periodo estipulado.

D_{prom} = demanda promedio en el periodo estipulado.

V.3.7 Se especifica la densidad de carga del circuito correspondiente: Esto se refiere a la capacidad de carga por kilómetro que posee cada circuito.

Tabla V.1: Rango de niveles de densidad por alimentador.

NIVEL DE DENSIDAD POR ALIMENTADOR	RANGO
Muy Alta Densidad	ND > 1000 kVA/km
Alta Densidad	550 kVA/km < ND ≤ 1000 kVA/km
Mediana Densidad	150 kVA/km < ND ≤ 500 kVA/km
Baja Densidad	75kVA/km < ND ≤ 150 kVA/km
Muy Baja Densidad	ND ≤ 75 kVA/km

Esta información la arroja el programa ASP, él contabiliza cuantos kVA tienen cada circuito por Km. de cable.

V.3.8 Las pérdidas del circuito correspondientes a la demanda antes de realizar los cambios, y las pérdidas del circuito correspondiente a la demanda después de la estrategia.

V.3.9 La capacidad tope (kVA que correspondan al 67% de la capacidad de emergencia del circuito), las pérdidas que correspondan a ese valor antes y después de los cambios.

V.3.10 Frecuencia media de Interrupciones. Este término involucra la relación del número de interrupciones que existen por kVA instalado.

$$FMIK_j = \frac{\sum_{i=1}^n kVAfs(i)_j}{kVAinstj} \quad (V.7)$$

Donde:

n = numero de interrupciones.

kVAfs(i)j = Cantidad de kVA de demanda fuera de servicio en la interrupción (i) del alimentador (j).

kVAinstj = Capacidad instalada en kVA en el alimentador (j).

V.3.11 Tiempo total de interrupciones. Es el tiempo total que permaneció fuera de servicio los kVA instalados involucrados en la falla.

$$TTIKj = \sum \frac{(kVAfs(i)j * Tfs(i)j)}{kVAinstj} \quad (V.8)$$

Donde:

n = numero de interrupciones.

kVAfs = Cantidad de kVA de demanda fuera de servicio en la interrupción (i) del alimentador (j).

kVAinstj = capacidad instalada en kVA en el alimentador (j).

Tfs(i)j = Tiempo en el circuito permaneció sin servicio.

V.3.12 Finalmente se especifica el costo total de la inversión y cuanto va a ser el periodo total de la duración de la misma. En el mediano plazo se coloca un periodo de cinco (5) años.

V.4 Costos de equipos y Materiales.

La Electricidad de Caracas posee un manual interno de equipos y materiales, donde cada uno de ellos posee un código asociado.

Después de plantear correctamente cada estrategia para la mejora de la red, se procede a elaborar una lista detallada por cada proyecto de todos los materiales y equipos que se necesitan, como transformadores si es el caso, codos, conectores

modulares, empates lineales, empates de derivación, cuchillas, construcción de bancadas, cables, líneas, cintas antifuego e interruptores.

La unidad de proyectos de la Electricidad de Caracas posee un programa llamado PRESUSAP, este programa se encarga de calcular todos costos relacionados. La manera de utilizarlo es cargarle todos los materiales, sus cantidades, equipo por código y él, internamente calcula los porcentajes relacionados a cada precio, mano de obra, horas hombre.

El costo que este programa nos arroja será la inversión total del proyecto, este monto será utilizado como dato importante en el momento de realizar la evaluación económica con el programa EFIPRO.

CAPÍTULO VI RESULTADOS

VI.1 Resultados de la estimación de la demanda.

VI.1.1 Introducción

En este capítulo se evaluó paso a paso las condiciones actuales en las cuales se encontraban las tres subestaciones bajo estudio y cada uno de sus circuitos, además de definió la cantidad de parcelas encontradas con posible crecimiento y se detallaron los kVA por m² los cuales eran del tipo de zona que encontramos (industrial, comercial y residencial).

Las tres subestaciones a las que se les realizó el diagnóstico fueron “A” en 4.8kV, “B” en 12.47kV, ambas ubicadas en el mismo terreno y “C” en 12.47kV. Estas subestaciones se encuentran en el este de la ciudad de Caracas separadas por una distancia de 1500m, sus circuitos se encuentran esparcidos por todas las urbanizaciones: La Castellana, Dos Caminos, Boleita y Los Ruices entre otras. Muchos de los circuitos de la subestación “A” en 4.8kV tienen la misma trayectoria de los circuitos de la subestación “B” en 12.47kV. Además existen muchas interconexiones entre las dos subestaciones de 12.47kV.

VI.2 Crecimiento de la zona.

En opinión de la Región Este de la Electricidad de Caracas la zona estudiada tiene un potencial de crecimiento sostenido en cuanto a la demanda eléctrica, esto se pudo comprobar en las salidas de campo realizadas. La siguiente tabla muestra la cantidad de parcelas ubicadas según su uso y según el estado en que se encontraban.

Tabla VI.1: Parcelas totales de la Zona

Estado	No. Parcelas Zona Residencial	No. Parcelas Zona Comercial	No. Parcelas Zona Industrial
Abandonadas	34	14	6
Vacías	57	4	5
Construcción	27	7	4
Aumento de Cargas	10	10	2
Total	128	35	17

Aquí se refleja claramente que el área no está saturada y que promete crecimiento, por otro lado pareciese que el futuro desarrollo de la zona es residencial, sin embargo se pudo constatar que la carga más próxima a atender es la carga industrial y comercial. Esto se sabe debido a los proyectos clientes y solicitudes realizadas al equipo de la Región este de la Electricidad de Caracas.

VI.2.1 Zona Residencial.

El área promedio que se obtuvo para las casas de la zona residencial es de: 606 m^2 , y el índice de zona calculado fue de: 8.87 VA/m^2 , lo que permitió obtener un crecimiento residencial de: 661.2 kVA . Es importante aclarar que para las parcelas en aumento de carga no se le aplicó el índice completo sino que se adoptó el criterio de asignarle la mitad.

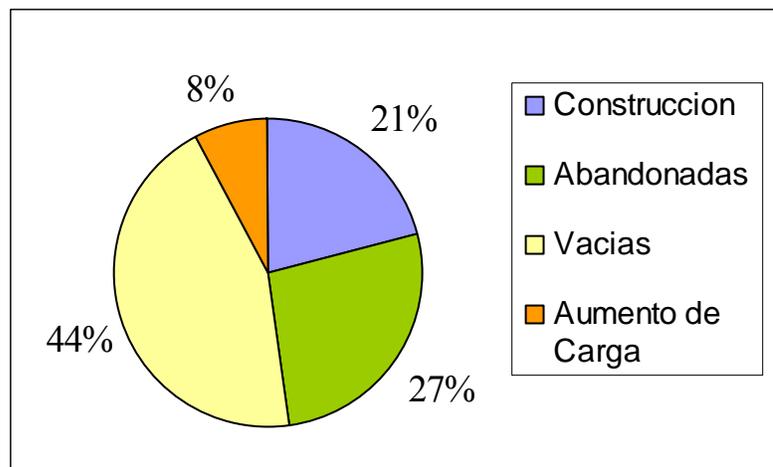


Grafico VI.1 Parcelas residenciales encontradas en la zona.

VI.2.2 Zona Comercial.

En esta zona se obtuvo un área promedio de 3045 m², y el índice de zona calculado fue de: 30 VA/m².

De esta forma se obtuvo un crecimiento comercial en la zona de 3940.5 kVA, y al igual que anteriormente para los aumentos de carga se le aplicó el mismo criterio de asignarle mitad del índice obtenido.

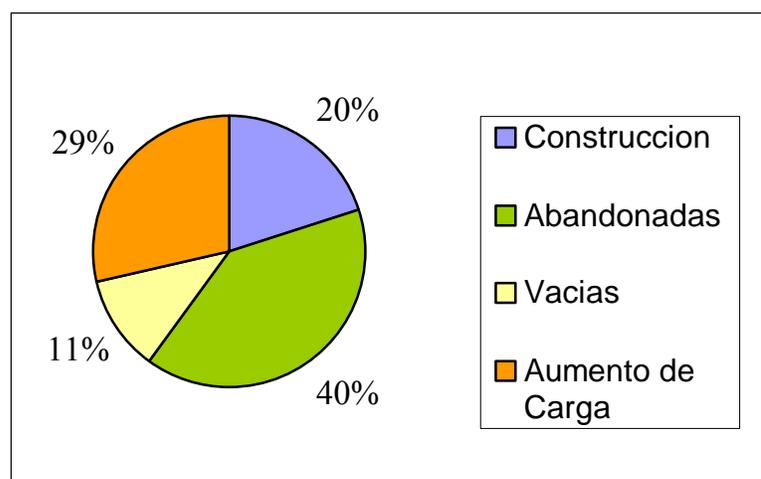


Grafico VI.2 Parcelas comerciales encontradas en la zona.

VI.2.3 Zona Industrial.

Para la zona industrial el tratamiento fue diferente, en este cálculo se fue más específico, por cuanto la carga que aquí se maneja es grande y decisiva para la estimación de la demanda, por lo que se procedió a calcular los kVA parcela por parcela.

El índice de zona calculado fue de: 143 VA/m².

Para esta zona industrial se estimó un crecimiento a mediano plazo de 11754 kVA.

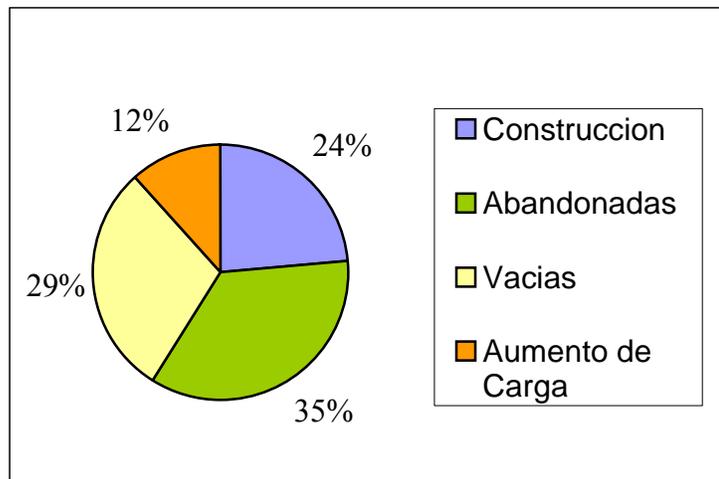


Gráfico VI.3 Parcelas Industriales totales encontradas en la zona.

Ya obtenida todas las estimaciones de la demanda en función del uso de tierra de las parcelas se obtuvo:

$$kVA_{totales} = kVA(residenciales) + kVA(comerciales) + kVA(industriales) \quad (V.1)$$

$$kVA_{totales} = 13084.$$

Para el cálculo de la demanda total de la zona tuvimos que tomar en cuenta todo el crecimiento asociado, por lo que además de tomar la demanda estimada en parcelas, fue necesario sumar a esto las cargas concentradas de la zona, que están reflejadas en

solicitudes hechas directamente al Departamento de Proyectos de Electricidad de Caracas o fueron ubicadas en el momento del recorrido.

Cabe mencionar que muchas de las cargas concentradas ubicadas al momento del recorrido de la zona se convirtieron en solicitudes formales hechas a los proyectistas de la C.A La Electricidad de Caracas.

En la siguiente tabla mostraremos todas las cargas concentradas asociadas a las tres subestaciones bajo estudio.

Tabla VI.2: Carga Concentradas de la zona en el mediano plazo

Cargas Concentradas	kVA
Hotel	4000
C. C. Milenium	6000
C. C. Líder	10000
Conjunto Residencial del Este	3500
UCV	750
Conjunto Residencial “Bosque Sebucán”	300
PFizer	1000
Bingo Tócome	500
Venezolana de Televisión	1000
Súper Cable	500
ISIVEN C. A.	150
Otros	450
Totales (kVA)	28150

Posteriormente se explican los criterios tomados en cuenta para la ubicación de estas cargas en los diferentes circuitos de las subestaciones y en cuales casos fue necesario correr un circuito nuevo para ella.

Para finalizar con la estimación de la demanda de la zona fue necesario obtener el crecimiento vegetativo de cada subestación., a fin de tomarlos en cuenta, para que cuando se distribuyan por circuito y se adecuen los mismos dentro de los rangos de capacidad permitidos.

El crecimiento vegetativo para cada subestación se muestra en la siguiente tabla:

Tabla VI.3: Crecimiento vegetativo para cada subestación.

Subestación	C.V. (kVA) Por año	Total kVA Periodo 2005/2010
“C”	800	4800
“B”	480	2880
“A”	150	924

VI.3 Resultados del comportamiento actual y futuro de cada una de la subestaciones

VI.3.1 Subestación “A” en 4.8 kV

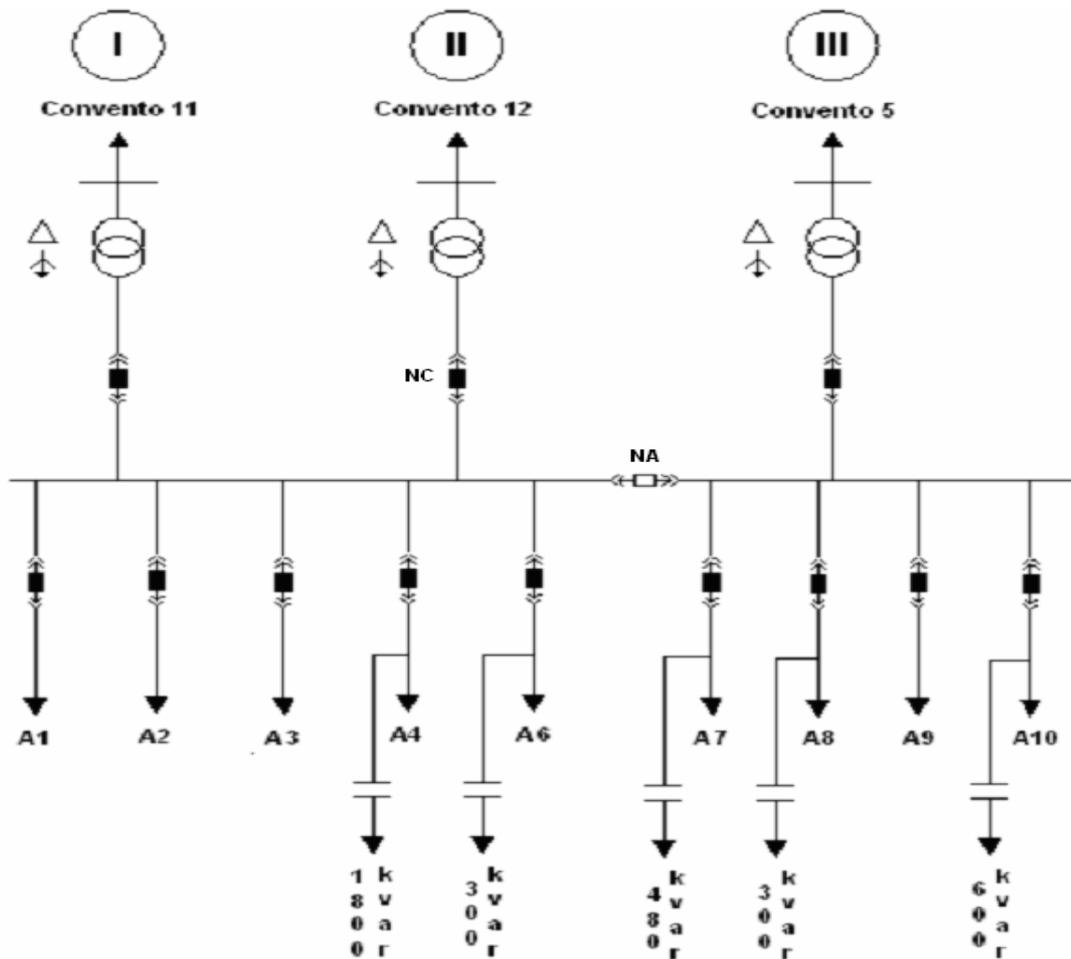
La subestación “A” en 4.8 kV posee 3 unidades de transformación instaladas. Según los criterios de diseño de la Electricidad de Caracas, esta subestación se encuentra a máxima expansión, lo que quiere decir que no es posible la incorporación de unidades adicionales. Las características de las unidades de transformación se muestran en la tabla VI.4.

Tabla VI.4: Características de las unidades de transformación de S/E “A” en 4.8 kV

Unidad	Relación de Transformación	Capacidad Nominal (MVA)	Capacidad con Ventilación Forzada (MVA)	Conexión	Impedancia Z_{cc}
I	30/4.8 kV \pm 10 %	5	7	Δ - Y	6.37%
II	30/4.8 kV \pm 10 %	5	7	Δ - Y	7.67%
III	30/4.8 kV \pm 10 %	5	7	Δ - Y	6.35%

La figura VI.4 muestra el diagrama unifilar de la subestación “A” en 4.8kV. Esta subestación posee un esquema simple de barra seccionada. Las barras de alta tensión están alimentadas por el anillo en 30 kV de la Electricidad de Caracas. Tiene nueve (9) circuitos de distribución primaria alimentados en 4.8 kV de los cuales cinco (5) de ellos poseen banco de compensación reactiva, y sólo uno de ellos posee doble copa el A10.

La capacidad firme de esta subestación es 16.8MVA.



Leyenda

- Interruptor normalmente cerrado (NC).
- Interruptor normalmente abierto (NA).

Figura VI.1 Diagrama Unifilar Subestación "A" en 4.8 kV

Esta subestación tiene una demanda actual de 13.5 MVA, por lo que se decidió adecuar los circuitos y atribuirle como carga futura sólo el crecimiento vegetativo estimado. Esta red de 4.8 kV se considera obsoleta y se piensa que la tendencia es a desaparecerla traspasando las cargas a la red de 12.47kV de la zona, para esta estrategia habría que realizar cambios de tensión y esto resultaría muy costoso.

En nuestro caso se realizó el diagnóstico actual de la subestación y se adecuó cada uno de los circuitos dentro de los rangos permitidos por las normas de planificación de la Electricidad de Caracas.

VI.3.1.1 Condición actual de los circuitos de la S/E “A” en 4.8kV

En este diagnóstico se realizó el análisis detallado de las condiciones actuales de los circuitos primarios de la subestación en cuanto a kVA instalados, demanda actual, capacidad de emergencia, factor de utilización, factor de potencia y pérdidas.

En la Tabla VI.5 se presentan los datos generales que caracterizan la condición actual de los circuitos pertenecientes a la Subestación “A” en 4.8 kV.

Tabla VI.5: Resultados del flujo de carga de la S/E “A” en 4.8kV. Condición actual.

Circuito	kVA Instalados	C.kvar	kVA Demanda	% de C.E	Factor de Utilización	Voltaje mínimo (p.u)	Pérdidas %	Factor de Potencia
A1	3544	0	1571	52	0,42	0,98	1,35	0,98
A2	3124	0	1570	40	0,50	0,99	0,52	0,90
A3	3532	0	1620	40	0,45	0,99	0,44	0,89
A4	5097	1800	2600	109	0,44	0,98	3,48	0,98
A6	1402	300	755	28	0,48	1,00	0,50	0,98
A7	5936	480	2400	79	0,38	0,97	2,53	0,97
A8	2362	300	1280	56	0,56	0,98	1,15	0,96
A9	1004	0	800	36	0,79	1,00	0,21	0,90
A10a	4894	600	1748	72	0,35	0,96	3,88	0,98
A10b	150	0	52	4	0,35	1,00	0,00	0,98

 Fuera del límite permisible (hasta 67 % de la capacidad de emergencia)

Aquí se pudo observar claramente que existen tres circuitos de la subestación que tienen problemas de sobrecarga, por lo que se crearán estrategias para que estos circuitos entren en el rango de carga permitido (explicado en el ítem

III.1.3.5.2 criterio de la capacidad de carga). Los demás circuitos se encuentran bastante cómodos, lo que indicó que estos serían los posibles candidatos para descargas los tres (3) con problemas.

La secuencia para establecer las estrategias al momento de adecuar algún circuito de la red de 4.8kV y 12.47kV es la siguiente:

- ❖ Traspaso de cargas a otros circuitos con capacidad.

- ❖ Cambios de cuellos de botellas en el troncal del circuito.

- ❖ Cambios de tensión. Esto se realiza en los casos en que aplicando las estrategias anteriores el circuito siga sobrecargado, además se necesita tener circuitos en 12.47 kV que se encuentren muy cerca y con capacidad suficiente para absorber estas cargas.

De los resultados obtenidos del flujo de carga además de señalar los circuitos sobrecargados se pudo indicar que sucedería con los otros parámetros importantes de la red.

En los siguientes gráficos mostraremos como se encuentra el voltaje, las pérdidas y la capacidad de emergencia máxima permisible de cada uno de los circuitos.

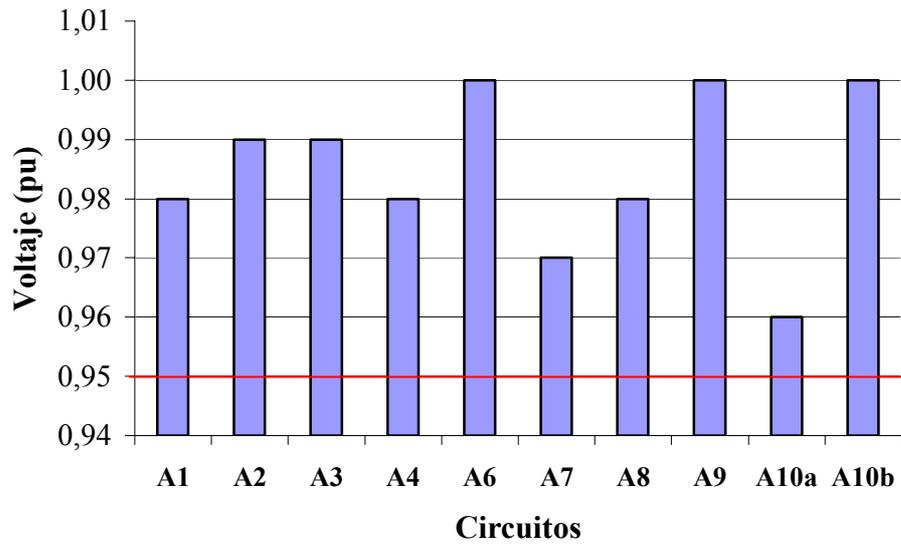


Grafico VI.4 Voltaje mínimo por circuito de la S/E “A” en 4.8kV. Condición actual.

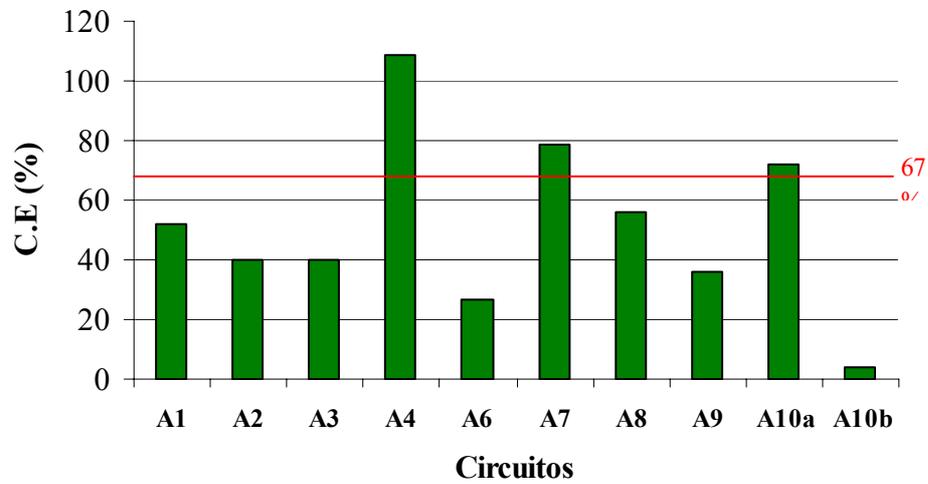


Grafico VI.5 Porcentaje de la capacidad de emergencia máxima permitida de los circuitos de la S/E “A” en 4.8kV. Condición actual.

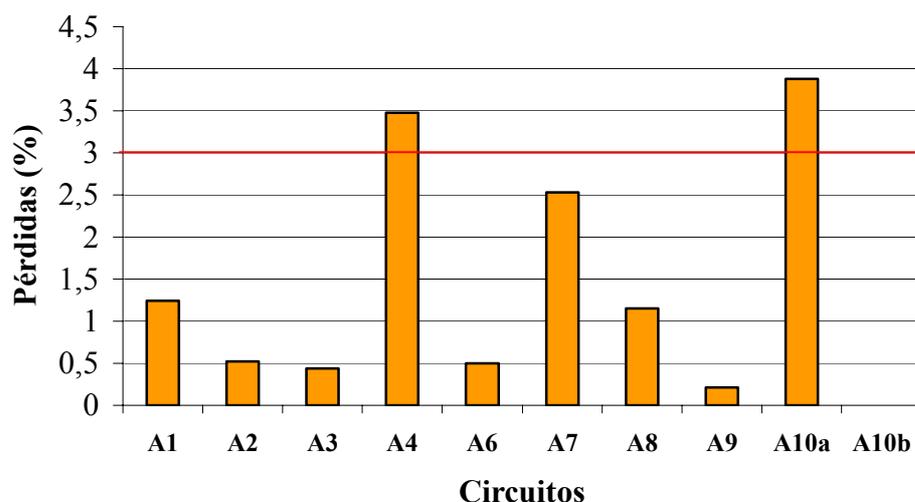


Grafico VI.6 Porcentaje de pérdidas activas en los circuitos de la S/E “A” en 4.8kV. Condición actual.

En la grafica VI.6 podemos notar que existen dos circuitos A4 y A10 que tienen las pérdidas por encima del porcentaje permitido, por lo que fue necesario tomar en cuenta esta situación al momento de realizar las estrategias para acondicionar estos circuitos.

Esta subestación se encuentra con 3.3MVA de reserva para llegar a su capacidad firme, por lo que no es conveniente que estos circuitos absorban cargas de la zona, sólo se le podrá atribuir el crecimiento vegetativo de los mismos.

VI.3.1.2 Circuitos que interconectan con la subestación “A” en 4.8kV

Los circuitos de esta subestación se encuentran debidamente seccionados, por lo que cumplen con los criterios de seccionamientos de la norma de planificación de la Electricidad de Caracas.

En lo que respecta a esto, la tabla VI.6 indica las cantidades y los circuitos con que se interconectan:

Tabla VI.6: Circuitos que interconectan con la subestación “A” en 4.8kV

Circuitos	Circuitos que interconecta
A1	ALT A5; A2; A6
A2	ALT A4; A1; A9; RCS A8; RCS A6; BOL A6
A3	RCS A1; BOL A1; A7; A10
A4	A3; A8; A10
A6	A1; A2
A7	A3; A10; PGD A6; PGD A9; B9
A8	BOL A1; BOL A6; A4; RCS A1; RCS A11; A3
A9	ALT A3; A2
A10	A3; A4; A7

En relación con la tabla anterior se puede comentar que todos los circuitos tienen las interconexiones mínimas suficientes para que cualquier circuito en situación de falla pueda ser recuperado por otros dos circuitos.

Igualmente la ubicación física de los equipos garantiza accesibilidad, operación y mantenimiento.

Sin embargo a pesar de cumplir con las interconexiones adecuadas los circuitos que tuvieron problemas para recuperar toda su carga fueron aquellos que se encontraron por encima del 67% de la capacidad de emergencia: A4, A7 y A10.

VI.3.1.3 Condición futura de los circuitos de la S/E “A” en 4.8kV

Para evaluar la condición futura de los circuitos de la subestación fue necesario conocer la carga que estos iban a tomar en el período establecido. Como se indicó anteriormente esta subestación no tomará carga de la zona, sólo se le añadió el crecimiento vegetativo correspondiente por circuito. Este crecimiento vegetativo viene distribuido de la siguiente manera:

Tabla VI.7: Crecimiento Vegetativo S/E “A” en 4.8kV. Condición futura.

Circuitos	2005 kVA	2006 kVA	2007 kVA	2008 kVA	2009 kVA	2010 kVA	Total kVA
A1	16,89	16,89	16,89	16,89	16,89	16,89	101,32
A2	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	14,89	89,31
A3	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	16,83	100,96
A4	24,25	24,25	24,25	24,25	24,25	24,25	145,47
A6	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	6,67	40,01
A7	30,41	30,41	30,41	30,41	30,41	30,41	182,49
A8	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	67,52
A9	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	4,79	28,72
A10	24,03	24,03	24,03	24,03	24,03	24,03	144,19

Este crecimiento se le añadió a la demanda máxima actual de cada uno de los circuitos, y se revisaron nuevamente las condiciones de cada uno de ellos, lo que arrojó como resultado que los circuitos con sobrecarga A4, A7 y A10 empeoraron ligeramente su estado; por lo que se establecieron diferentes estrategias para adecuar y descargar cada uno de estos circuitos sin sobrecargar a los otros.

VI.3.2 Subestación “B” en 12.47 kV

La subestación “B” en 12.47 kV posee 3 unidades de transformación instaladas. Según los criterios de diseño de la Electricidad de Caracas, esta subestación cuenta con la disponibilidad de incorporarle una unidad adicional.

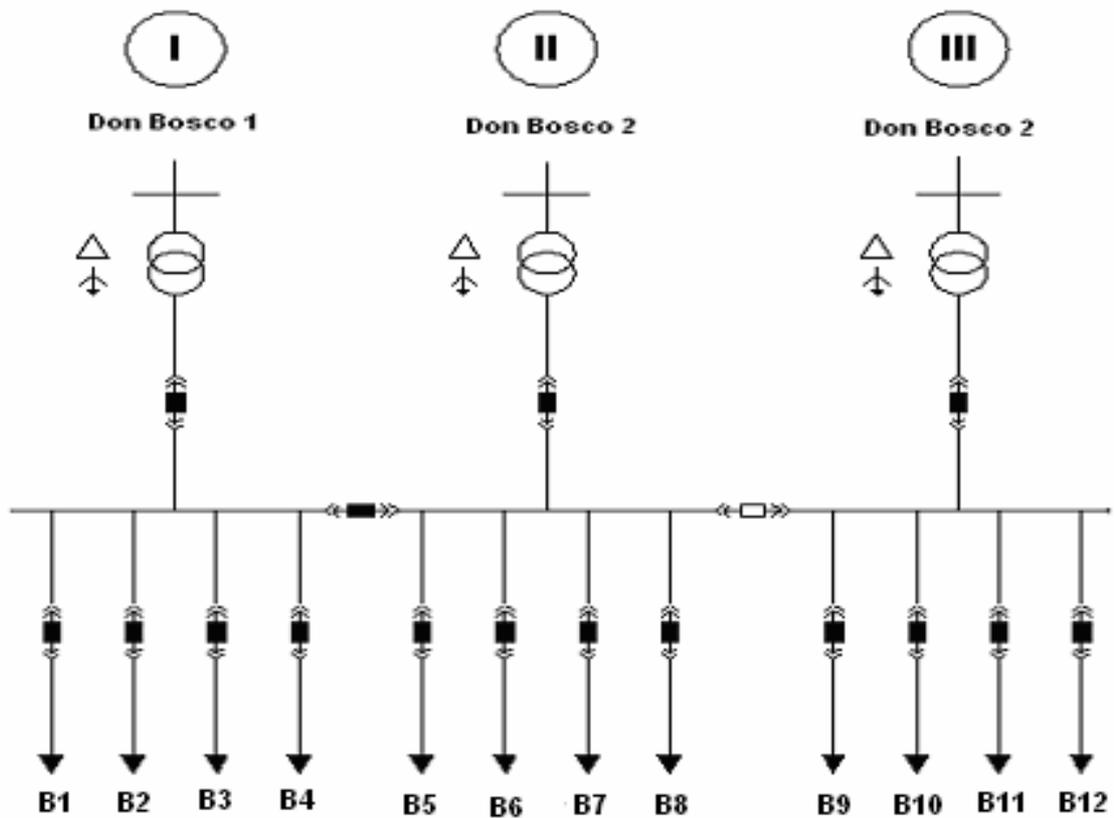
Las características de las unidades de transformación se muestran en la tabla VI.8.

**Tabla VI.8: Características de las unidades de transformación de S/E “B” en
12.47 kV**

Unidad	Relación de Transformación	Capacidad Nominal (MVA)	Capacidad con Ventilación Forzada (MVA)	Conexión	Impedancia Z_{cc}
I	69/12.47 kV \pm 10 %	15	28	Δ - Y	7.61%
II	69/12.47 kV \pm 10 %	15	28	Δ - Y	7.67%
III	69/12.47 kV \pm 10 %	15	28	Δ - Y	8.89%

La figura VI.2 muestra el diagrama unifilar de la subestación “B”. Esta subestación posee un esquema simple de barra seccionada. Las barras de alta tensión están alimentadas por el anillo en 69 kV de la Electricidad de Caracas. Tiene doce (12) circuitos de distribución primaria alimentados en 12.47 kV de los cuales ninguno de ellos posee banco de compensación reactiva o circuitos con doble copa.

La capacidad firme de esta subestación es 67.2 MVA.



Leyenda

■ Interruptor normalmente cerrado.

□ Interruptor normalmente abierto.

Figura VI.2 Diagrama Unifilar Subestación “B”12.47 kV

Esta subestación tiene una demanda actual de 43.2 MVA, entonces tiene la capacidad de absorber la demanda actual y una porción de la demanda estimada de la zona debido a que no supera ni está cercana a su capacidad firme. Algunos de los circuitos de esta subestación se encuentran solapados con los circuitos de la subestación “A” en 4.8kV, por lo que en primera instancia se puede pensar en que esta subestación puede ser tomada como una de las alternativas para realizar la adecuación y descarga de los circuitos sobrecargados, proponiendo cambios de tensión.

VI.3.2.1 Condición actual de los circuitos de la S/E “B”12.47 kV

En este diagnóstico se realizó el análisis detallado de las condiciones actuales de los circuitos primarios de la subestación en cuanto kVA instalados, demanda actual, capacidad de emergencia, factor de utilización, factor de carga, factor de potencia y pérdidas.

En la Tabla VI.9 se presentan los datos generales que caracterizan la condición actual de los circuitos pertenecientes a la Subestación “B” en 12.47 kV.

Tabla VI.9: Resultados del flujo de carga de la S/E “B”12.47kV. Condición actual.

Circuito	kVA Instalados	C.kvar	kVA Demanda	C.E %	Factor de Utilización	Voltaje mínimo (p.u)	Pérdidas %	Factor de Potencia
B1	8164	0	2500	32	0,30	0,99	0,44	0,88
B2	7501	0	4800	88	0,63	0,99	0,80	0,88
B3	7264	0	2600	33	0,34	1,00	0,28	0,88
B4	8006	0	4000	61	0,50	0,99	0,51	0,88
B5	8840	0	6000	83	0,67	0,99	0,58	0,83
B6	10841	0	3000	54	0,27	0,99	0,65	0,89
B7	4872	0	2300	29	0,47	1,00	0,15	0,88
B8	9906	0	3400	48	0,34	1,00	0,22	0,88
B9	9568	0	3000	38	0,31	0,99	0,47	0,88
B10	7116	0	2900	43	0,41	0,99	0,32	0,88
B11	7556	0	4200	54	0,53	1,00	0,18	0,88
B12	8005	0	4000	51	0,50	0,99	0,36	0,88

 Fuera del límite permisible (hasta 67 % de la Capacidad de emergencia)

Al realizar el flujo de carga de todos los circuitos de la subestación “B” en 12.47 kV, obtuvimos este cuadro resumen en donde se puede apreciar claramente que sólo dos de sus circuitos se encuentran en condición de sobrecarga y uno de ellos esta muy cerca de llegar a la capacidad máxima de emergencia.

Ahora detallaremos en los siguientes gráficos cada uno de los parámetros a estudiar.

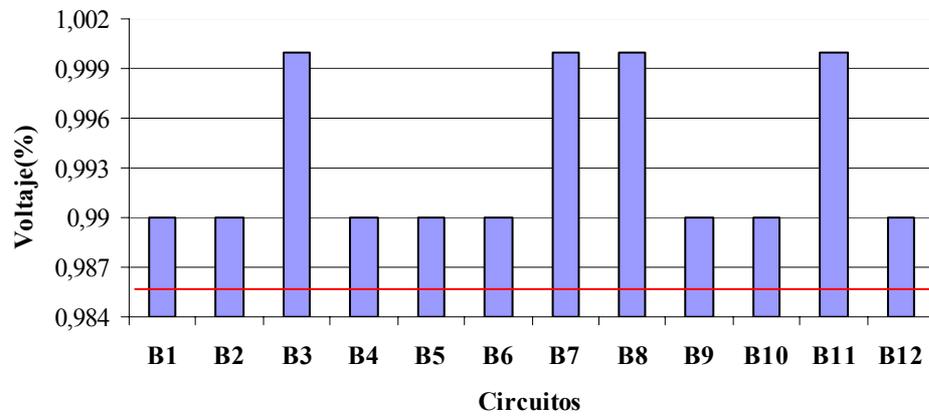


Grafico VI.7 Voltaje mínimo por circuito de la S/E “B” en 12.47 kV. Condición actual.

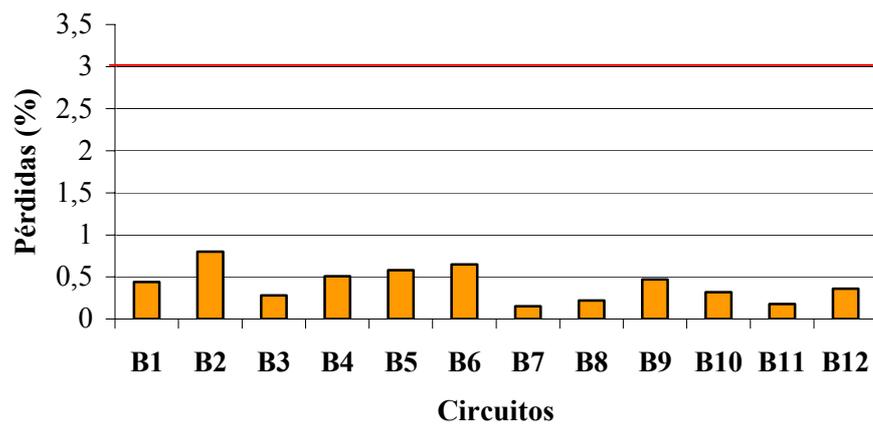


Grafico VI.8 Porcentaje de las pérdidas activas de los circuitos de la subestación “B” en 12.47kV. Condición Actual.

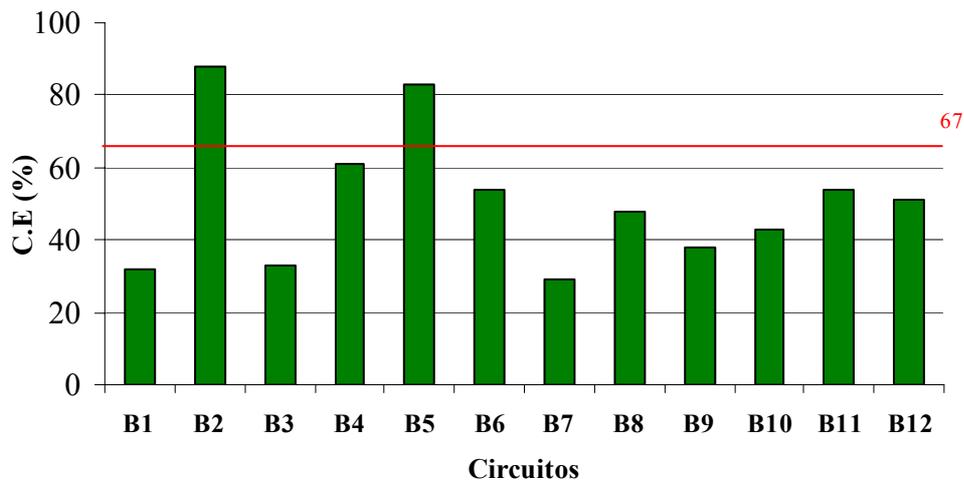


Grafico VI.9 Porcentaje de la capacidad de emergencia máxima permitida, de los circuitos de la S/E “B” en 12.47kV. Condición Actual

Revisando los datos obtenidos anteriormente podemos diferenciar los dos circuitos sobrecargados, el circuito B2 es un circuito expreso para una carga concentrada importante de la zona, esta carga posee una configuración especial solicitada por el cliente, dos circuitos expresos y un circuito emergente sin carga. (B6 y C3). A pesar de que este circuito se encuentra por encima del 67% de la capacidad de emergencia, actualmente llega a la capacidad nominal del cable, por lo que no está sufriendo daño alguno todavía. Este circuito por ser expreso se tiene estimado cuanto carga máxima podrá tomar en el peor de los casos. Sin embargo sería recomendable chequear este circuito antes del mediano plazo, para revisar como está creciendo su demanda y así, en el caso de encontrar mayores problemas, cambiar el cuello de botella existente en el circuito.

Por el contrario B5 es un circuito que se encuentra en una zona industrial con varias parcelas vacías y abandonadas a su alrededor y a mediano plazo se le atribuirán nuevas cargas de la zona, además de su crecimiento vegetativo, por lo que fue indispensable realizarle una adecuación para que el porcentaje de la capacidad de emergencia permitida disminuyese.

VI.3.2.2 Circuitos que interconectan con la subestación “B” en 12.47kV

Otro de los aspectos importantes en este estudio fue revisar las interconexiones de todos los circuitos de la subestación con ella misma y con las subestaciones vecinas. Como se muestra a continuación en la tabla VI.10 existe un circuito B1 que posee sólo una interconexión con el circuito C9, lo que trae como consecuencia que este circuito en situación de contingencia no podrá ser recuperado totalmente quedándose mas del 50% de la carga sin servicio.

Los demás circuitos se encuentran perfectamente interconectados, sin embargo fue necesario colocarlos por debajo del 67% de la capacidad de emergencia, porque de no ser así, estos circuitos no podrán ser recuperados totalmente por los demás circuitos que lo interconectan.

En esta situación se encontraron los circuitos B2 y B5. En lo que respecta a B2 es una situación diferente, porque él es un circuito expreso para un cliente específico, posee adicionalmente dos circuitos conectados a la misma carga, uno con el que comparte la carga y otro que se encuentra sin carga, únicamente como circuito emergente, esta configuración se estudió por separado y se demostró que la carga de estos circuitos se puede recuperar entre ellos en el caso de fallar alguno.

Tabla VI.10: Circuitos que interconectan con la subestación “B” en 12.47kV

Circuitos	Circuitos que interconectan
B1	DON_C9
B2	B8; C4; C3; C14
B3	B6; B9
B4	CTL_A4; CTL_A7; CTL_A5; B6; B10; CTL_B8 CTL_B4 CTL_A8
B5	B12; C4; C10; C13
B6	CTL_A5; CTL_B7; CTL_B8; B3; B4; B10
B7	B12; C1; C2; C12; C13; C14
B8	B11; B2; B12; C5; C8; C10; C15
B9	B3; B11
B10	CTL_A8; CTL_B4; B4; B6; B11
B11	B9; B10
B12	B5; B7; B8; C5; C14; C10

VI.3.2.3 Condición futura de los circuitos de la S/E “B” en 12.47 kV

Esta subestación es la que posee mayor capacidad para tomar nuevas cargas, se encuentra actualmente por debajo de su capacidad firme y además posee la disponibilidad de colocarle una cuarta unidad, de este modo su capacidad firme aumentaría. En estas condiciones ella sería capaz de asumir gran parte del crecimiento futuro y de absorber la subestación “A” en 4.8kV.

Sin embargo como se encuentra ahora tiene capacidad para absorber nuevas cargas y ayudar a descargar algunos circuitos con problemas de la subestación “C” en 12.47kV.

En principio se realizaron traspasos de cargas entre circuitos de la misma subestación y entre las subestaciones vecinas que estaban contemplados en anteproyectos anteriores, en nuestro caso sólo se efectuaron traspasos con la subestación “C” en 12.47kV. Después de que se acondicionaron todos los circuitos dentro de los rangos de valores permitidos por los criterios de

planificación se procedió a distribuir las cargas estimadas de acuerdo a la cercanía de los circuitos con las parcelas levantadas, y posteriormente se evaluaron nuevamente todos los circuitos de la subestación y se plantearon las soluciones finales de la subestación.

En la subestación “B” en 12.47 kV se estimó un crecimiento en parcelas y cargas concentradas de 19.4MVA sin contar con los traspasos que se realizarán desde las subestaciones “A” y “C”.

También es importante conocer el crecimiento vegetativo de ella, este se muestra en la siguiente tabla:

Tabla VI.11: Crecimiento vegetativo S/E “B” en 12.47kV. Condición futura.

Circuitos	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total kVA
B1	39,90	39,90	39,90	39,90	39,90	39,90	239,41
B2	36,66	36,66	36,66	36,66	36,66	36,66	219,98
B3	36,92	36,92	36,92	36,92	36,92	36,92	221,52
B4	39,11	39,11	39,11	39,11	39,11	39,11	234,64
B5	43,42	43,42	43,42	43,42	43,42	43,42	260,51
B6	52,92	52,92	52,92	52,92	52,92	52,92	317,50
B7	23,81	23,81	23,81	23,81	23,81	23,81	142,84
B8	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39	48,39	290,37
B9	46,68	46,68	46,68	46,68	46,68	46,68	280,10
B10	34,71	34,71	34,71	34,71	34,71	34,71	208,25
B11	38,37	38,37	38,37	38,37	38,37	38,37	230,24
B12	39,11	39,11	39,11	39,11	39,11	39,11	234,64

Después de que se fijaron las estrategias a mediano plazo de todos los circuitos de esta subestación se agregó el crecimiento vegetativo correspondiente a cada circuito, y se estimó que para el periodo 2005-2010 todos los circuitos de las tres subestaciones en estudio se encontrarán dentro de los rangos permitidos en cuanto a la capacidad máxima del cable, voltaje y pérdidas. Con esto permitimos

que los circuitos sigan creciendo con el tiempo y quien limitará entonces la carga será la capacidad firme de la subestación.

VI.3.3 Subestación “C” en 12.47kV.

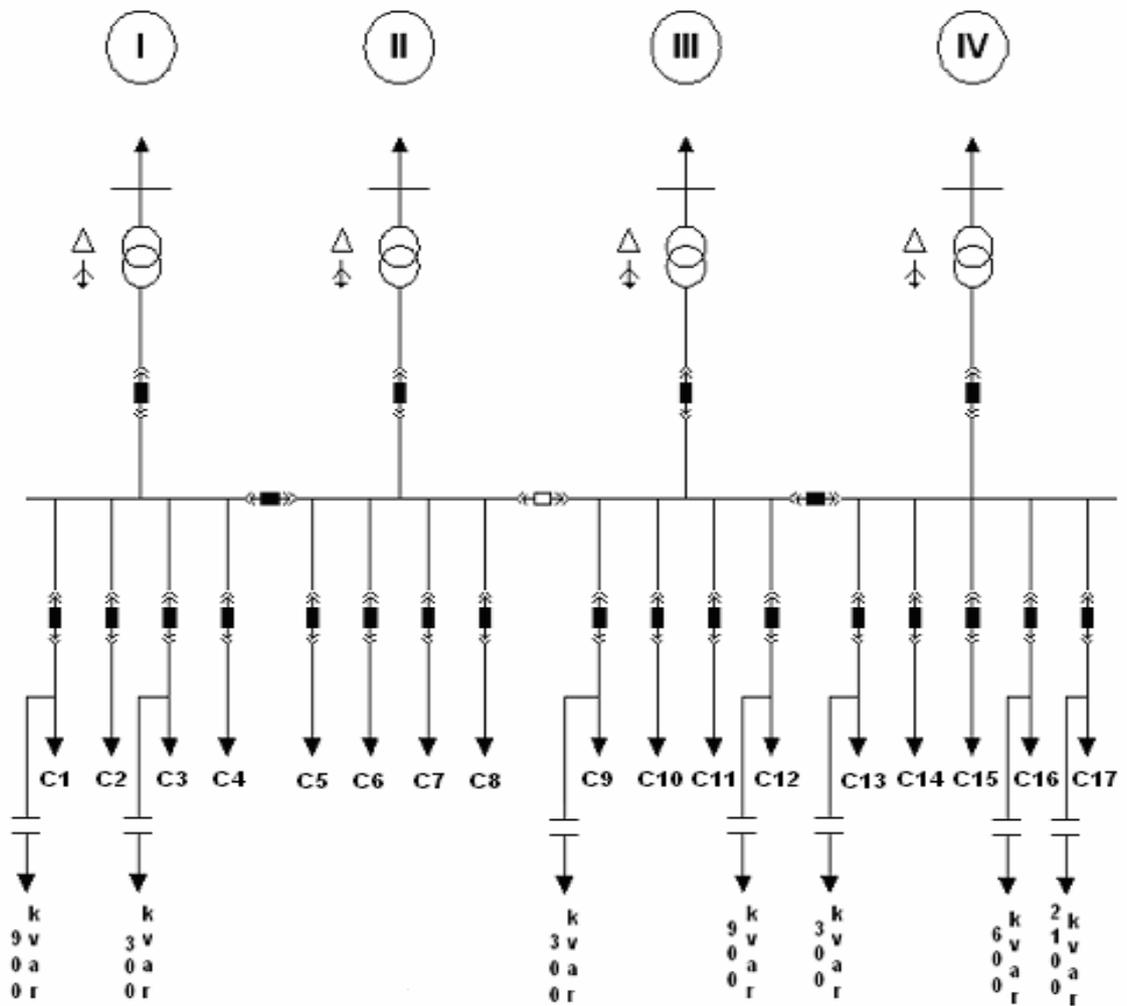
La subestación “C” en 12.47kV posee 4 unidades de transformación instaladas. Según los criterios de la C. A. La Electricidad de Caracas, esta subestación se encuentra a máxima expansión, lo que quiere decir que no es posible la incorporación de unidades adicionales. Las características de las unidades de las unidades de transformación se muestran en la tabla VI.12:

Tabla VI.12: Características de las unidades de transformación de S/E “C” en 12.47 kV

Unidad	Relación de Transformación	Capacidad Nominal (MVA)	Capacidad con Ventilación Forzada (MVA)	Conexión	Impedancia Z_{cc}
I	69/12.47 kV \pm 10 %	15	28	Δ - Y	7.69%
II	69/12.47 kV \pm 10 %	15	28	Δ - Y	7.39%
III	69/12.47 kV \pm 10 %	15	28	Δ - Y	7.62%
IV	69/12.47 kV \pm 10 %	15	28	Δ - Y	7.56%

En la figura VI.12 se muestra el diagrama unifilar de la subestación. Esta subestación posee un esquema simple de barra seccionada. Las barras de alta tensión están alimentadas por el anillo de 69kV de la Electricidad de Caracas. Tiene actualmente 17 circuitos de los cuales siete (7) de ellos poseen compensación reactiva para compensar la red de transmisión, y tres poseen doble copa el C1, C3 y C12.

La capacidad firme de esta subestación es de 100.8 MVA.



Leyenda

- Interruptor normalmente cerrado.
- Interruptor normalmente abierto.

Figura VI.3 Diagrama Unifilar Subestación "C" en 12.47 kV

Esta subestación tiene una demanda actual de 71MVA. Esto quiere decir que todavía tiene 28.8 MVA de reserva para llegar a su capacidad firme, por lo que fue necesario conocer entonces el diagnóstico actual de los circuitos para saber en que estado de operación se encuentran ellos y entonces poder crear varias estrategias macros de soluciones simultáneas entre las tres subestaciones involucradas en este estudio, para poder acondicionar y llevar a la capacidad máxima de emergencia permitida a todos los circuitos involucrados.

VI.3.3.1 Condición actual de los circuitos de la S/E “C” en 12.47kV.

Este diagnóstico de condiciones actuales consistió en realizar un análisis detallado basándonos en los flujos de carga realizados a cada uno de los circuitos, evaluando las condiciones de operación en cuanto a kVA instalados, demanda actual, capacidad de emergencia, factor de utilización, factor de carga, factor de potencia y pérdidas. En la tabla VI.13 se encuentra un resumen de todos los parámetros involucrados en el estudio de la subestación “C” 12.47 kV.

Tabla V.13: Resultados de los flujos de carga pertenecientes a los circuitos de la S/E “C” en 12.47 kV. Condición actual.

Circuito	kVA Instalados	C.kVAr	kVA Demanda	Voltaje mínimo (p.u)	Pérdidas %	C. E %	Factor de Utilización	Factor de Potencia
C1	13340	900	6622	0,99	0.77	121	0,51	0,95
C2	4881	300	2696	0,99	0.49	58	0,57	0,92
C3	5056	0	2804	1,00	0.16	51	0,55	0,90
C4	8651	0	3861	1,00	0.26	49	0,44	0,89
C5	12012	0	5700	0,99	0.59	95	0,47	0,89
C6	6752	0	3000	1,00	0.18	38	0,44	0,88
C7	8561	0	3300	0,99	0.59	60	0,38	0,88
C8	9605	0	5070	0,99	0.57	93	0,52	0,89
C9	11568	300	4443	0,99	0.54	81	0,38	0,91
C10a	4151	0	1627	1,00	0.08	40	0,39	0,91
C10b	7804	0	4000	1,00	0.21	52	0,51	0,89
C11	4200	0	2181	1,00	0.14	40	0,52	0,86
C12a	6002	0	3119	1,00	0.20	57	0,52	0,86
C12b	6780	900	2966	0,99	0.32	54	0,52	0,91
C13a	10564	0	5034	0,99	0.57	92	0,47	0,91
C13b	10902	300	4280	1,00	0.13	37	0,41	0,85
C14	7000	0	5400	0,99	0.52	69	0,77	0,88
C15	8464	0	5300	0,99	0.74	97	0,62	0,74
C16	7454	600	5000	0,99	0.54	91	0,70	0,85
C17	5251	2100	2150	1,00	0.19	43	0,30	0,94

 Fuera del límite permisible (hasta 67 % de la capacidad de emergencia)

Con todos estos datos, se pudo notar que ocho (8) circuitos se encuentran sobrecargados, de los cuales seis (6) de ellos estaban en estado crítico, sobrepasando no solo la capacidad máxima de emergencia sino que los cables y líneas de este circuito en condiciones normales se evaluaron sobre el 100% de la capacidad nominal, y esto a lo largo del tiempo reducirá la vida útil de equipos. Adicional a lo anterior, resultaba imposible recuperar a cualquier circuito de estos en presencia de una falla a la salida de la subestación, por lo que resultaba imprescindible adecuarlos por debajo de los rangos permitidos a todos los circuitos con problemas, para que pudieran operar adecuadamente y asumir sin problemas nuevas cargas en el futuro.

En la tabla VI.13, se indica la capacidad de emergencia permitida en el cable, al igual que las pérdidas y los voltajes mínimos, entre otros.

En los gráficos siguientes se muestran como se encontraron estos valores respecto a los valores máximos permitidos en cada uno de los circuitos de la subestación.

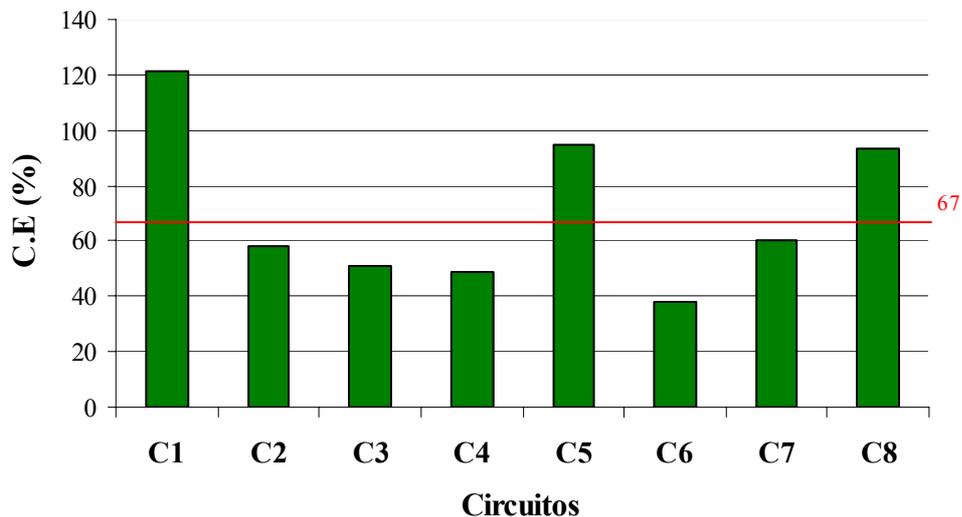


Grafico VI.10 Porcentaje de la capacidad de emergencia máxima permitida, de los circuitos de la barra A de la S/E “C” en 12.47kV. Condición Actual

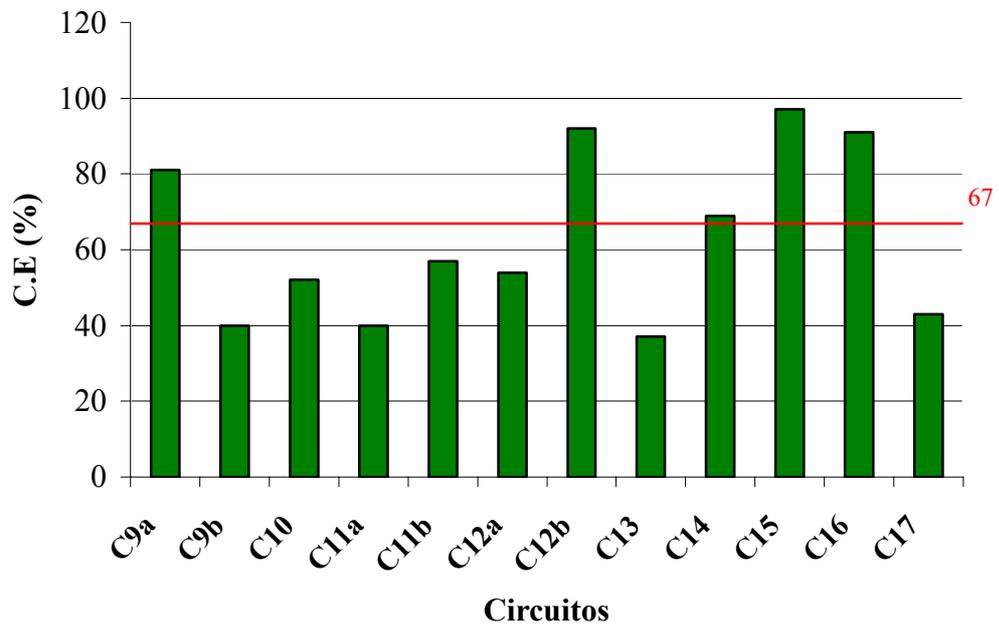


Grafico VI.11 Porcentaje de la capacidad de emergencia máxima permitida, de los circuitos de la barra B de la S/E "C" en 12.47kV. Condición Actual

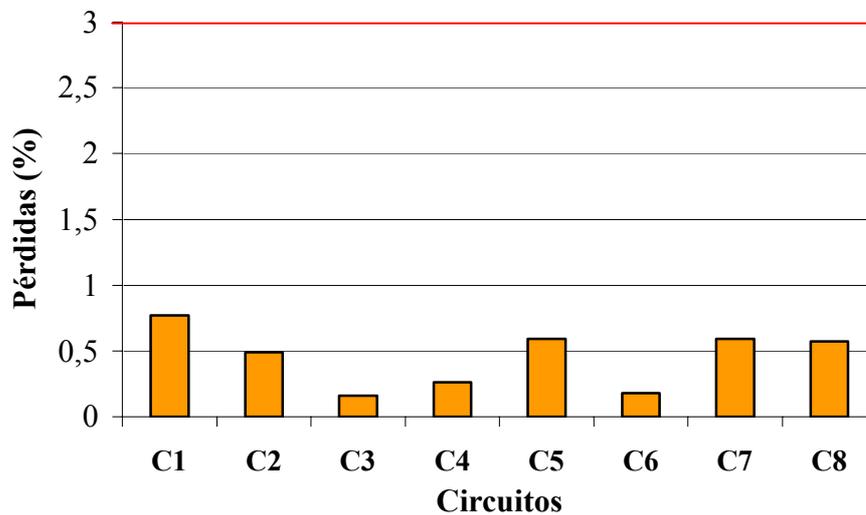


Grafico VI.12 Porcentaje de pérdidas activas de los circuitos de la barra A de la S/E "C" en 12.47kV. Condición Actual

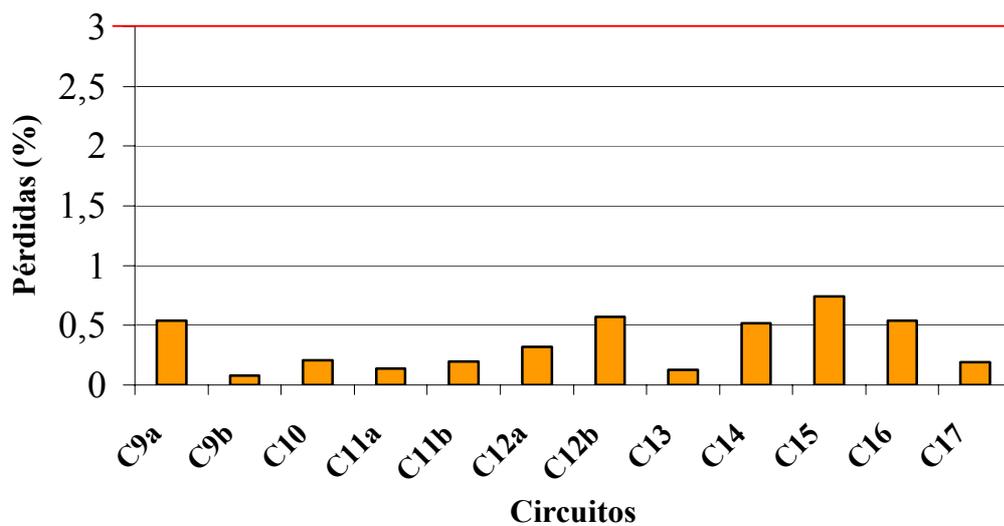


Grafico VI.13 Porcentaje de pérdidas activas de los circuitos de la barra B de la S/E “C” en 12.47kV. Condición Actual.

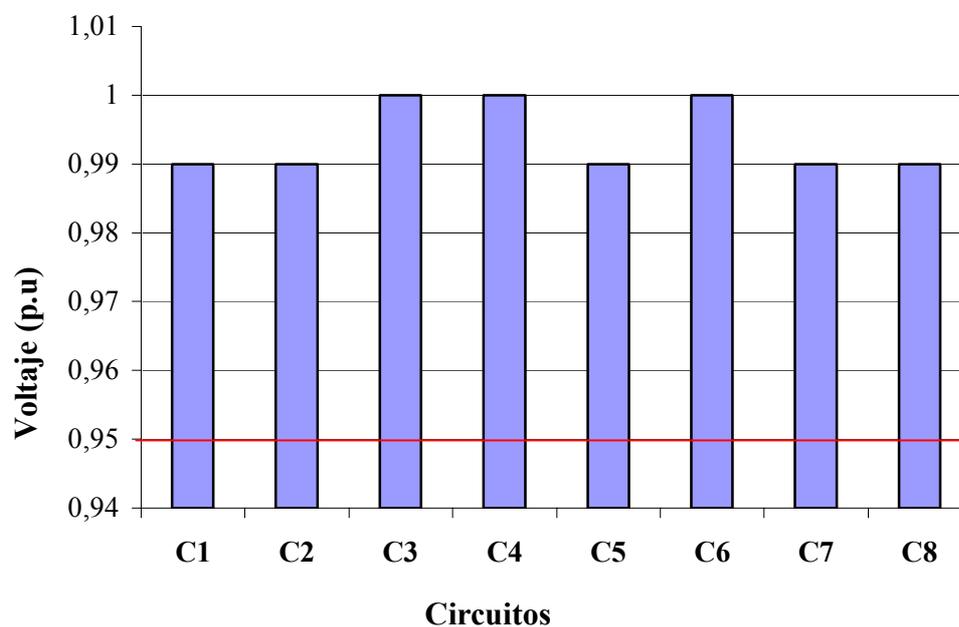


Grafico VI.14 Voltaje mínimo de los circuitos de la barra A de la S/E “C” en 12.47kV. Condición Actual.

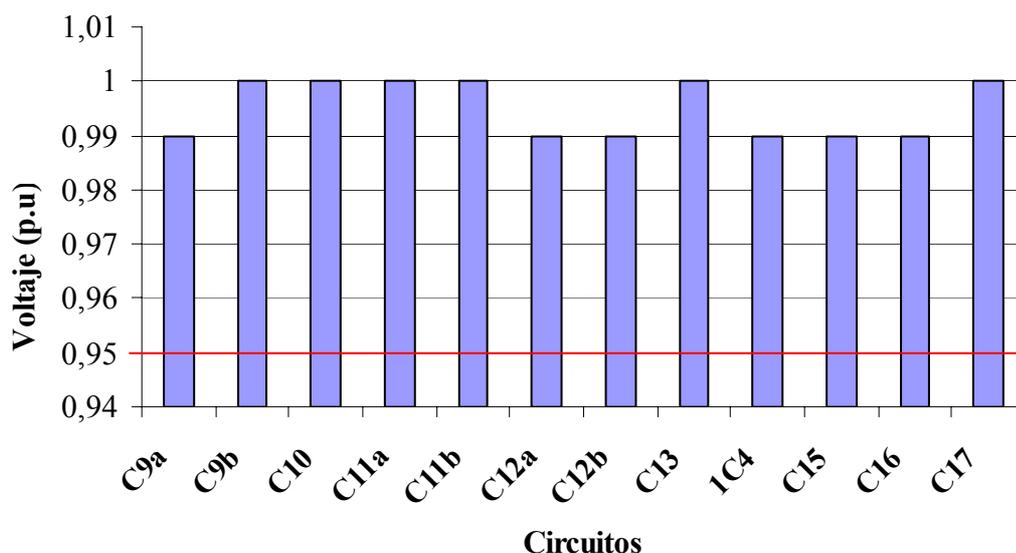


Grafico VI.15 Voltaje mínimo de los circuitos de la barra B de la S/E “C” en 12.47kV. Condición Actual

Según lo apreciado en las gráficas anteriores es importante acotar que los circuitos de esta subestación presentaron problemas sólo en la capacidad permitida en los cables, manteniendo los voltajes por encima del voltaje mínimo permitido y las perdidas por debajo del máximo permitido.

VI.3.3.2 Circuitos que interconectan con la subestación “C” en 12.47KV

En la tabla VI.14 se muestran las interconexiones existentes entre los mismos circuitos de la subestación “C” en 12.47kV y los demás circuitos vecinos de otras subestaciones.

Podemos notar que existen las interconexiones suficientes para que en el caso de llegar a fallar un circuito de la subestación este pueda ser recuperado sin problemas por los demás que lo interconectan, siempre y cuando todos los circuitos relacionados se encuentren dentro del 67% de la capacidad de emergencia.

Tabla VI.14: Circuitos que interconectan con la subestación “B” en 12.47kV

Circuitos	Circuitos que interconectan
C1	C9;B7; C12; C16
C2	B7; B4
C3	C7; C11; C12; C17; C2; C14
C4	B2; B5; C5; C6; C13
C5	B8; B12; C4; C13; C15; C8
C6	C4; C7; C13; C15; C8
C7	C6; C8; C12; C3
C8	B8; C6; C7; C11; C10; C12; C5; URB_A5
C9	B1; C1; C11; C12;C8
C10	B5; B8; B12; C8; B7
C11	C3; C8; C9; C12
C12	C8; B7; C1; C2; C3; C7;C1; C11; C16; C17; URB_A5
C13	B5; B7; C4; C5; C6; C15; C12
C14	C12; B2; C3
C15	B8; C5; C6; C13
C16	C1; C9; C12
C17	B7; C3; C12

VI.3.3.3 Condición futura de los circuitos de la S/E “C”12.47kV.

Las estrategias estuvieron orientadas a mejorar notablemente todos los circuitos de la subestación a mediano plazo, en cuanto a sobrecarga, pérdidas y caída de voltajes.

En el caso de esta subestación se estimó que ella absorberá 22.9MVA entre cargas concentradas y crecimiento en parcelas levantadas, sin contar con los trasposos que se realizaron entre las subestaciones bajo estudio.

Adicional a todo lo anterior se tomó en cuenta el crecimiento vegetativo natural de cada uno de los circuitos. Este crecimiento se muestra en la tabla VI.15.

Tabla VI.15: Crecimiento vegetativo S/E “C” 12.47kV. Condición futura.

Circuitos	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Total kVA
C1	67,08	67,08	67,08	67,08	67,08	67,08	402,50
C2	24,54	24,54	24,54	24,54	24,54	24,54	147,26
C3	25,42	25,42	25,42	25,42	25,42	25,42	152,54
C4	43,55	43,55	43,55	43,55	43,55	43,55	261,29
C5	60,42	60,42	60,42	60,42	60,42	60,42	362,54
C6	33,98	33,98	33,98	33,98	33,98	33,98	203,89
C7	43,04	43,04	43,04	43,04	43,04	43,04	258,27
C8	48,33	48,33	48,33	48,33	48,33	48,33	289,98
C9	79,04	79,04	79,04	79,04	79,04	79,04	474,24
C10	39,27	39,27	39,27	39,27	39,27	39,27	235,61
C11	51,35	51,35	51,35	51,35	51,35	51,35	308,11
C12	87,30	87,30	87,30	87,30	87,30	87,30	523,78
C13	54,88	54,88	54,88	54,88	54,88	54,88	329,25
C14	35,24	35,24	35,24	35,24	35,24	35,24	211,45
C15	42,61	42,61	42,61	42,61	42,61	42,61	255,67
C16	37,51	37,51	37,51	37,51	37,51	37,51	225,04
C17	26,43	26,43	26,43	26,43	26,43	26,43	158,58

Esta subestación, posee mayor crecimiento vegetativo, esto es porque posee mayor kVA instalados, por otra parte alrededor de esta subestación se percibió el mayor crecimiento, por lo que en el futuro será recomendable que la subestación “B” en 12.47kV invada más territorio correspondiente a la subestación “C” en 12.47kV. para poder descargarla.

CAPÍTULO VII ESTRATEGIAS DE SOLUCION

VII.1 Introducción

Las estrategias generadas estuvieron orientadas a mejorar las condiciones de operación y la eficiencia del servicio tomando en cuenta el crecimiento de la demanda.

A continuación se plantean las estrategias de solución para los problemas que afectan a los circuitos de las subestaciones “B” en 12.47kV, “A” en 4.8kV y “C” en 12.47kV. Las estrategias propuestas se enfocaron principalmente en resolver problemas de sobrecarga, posterior a este paso se plantearon estrategias para realizar las adecuaciones de circuitos que aún seguían presentando problemas por deficiencias de interconexión, cuellos de botella, pérdidas, bajo voltaje, etc.

La primera estrategia de solución estudiada fue realizar traspasos de carga a circuitos vecinos menos cargados o subutilizados. Esta opción consistió en tratar de evaluar todas las combinaciones viables de descarga. El traspaso de carga es la primera posibilidad a considerar puesto que es la más económica, ya que consiste en realizar maniobras sobre equipos existentes en la red o trabajos de bajo impacto económico. En el caso en que los circuitos vecinos no pudieron recibir carga se plantearon otras alternativas de solución.

Por ejemplo, en los casos donde no fue posible cubrir la demanda requerida en el mediano plazo con circuitos existentes, se evaluó la creación de nuevos circuitos, para lo cual fue necesario revisar la existencia de salidas o copas disponibles en la subestación y la disponibilidad de tuberías.

Para problemas de sobrecarga en algunos tramos de la red, se consideraron varias estrategias comúnmente aplicadas, la primera de ellas fue el aumento de calibre del tramo de conductor sobrecargado con la finalidad de incrementar la capacidad de carga. La decisión definitiva para solventar problemas de sobrecarga en tramos de la red está restringida por otras consideraciones que impulsan una

evaluación técnica-económica, entre estos factores se encuentran: longitud del tramo sobrecargado, tipo de estructura (aérea o subterránea), material del conductor (aluminio o cobre) y del aislante (polietileno, goma neopreno, papel plomo, etc.), tensión de aislamiento (4.8 kV o 12.47 kV), disponibilidad de tubería para instalar el cable nuevo en caso de ser subterráneo, etc.

Para problemas de recuperación de circuitos, las estrategias que se propusieron estuvieron orientadas a cumplir con los criterios de seccionamiento y recuperación de circuitos enunciados en el ítem III.1.3.5. En tal sentido, se crearon nuevas interconexiones con circuitos vecinos y/o se mejoraron las existentes.

Es importante destacar que al existir más de una manera de solucionar problemas, se consideró como mejor solución la estrategia más económica.

Con las soluciones definitivas se elaboraron memorias descriptivas y planos de anteproyecto, los cuales dan detalle de todos los trabajos necesarios para llevar a cabo las estrategias planteadas.

VII.2 Estrategias de Solución.

A continuación se presenta una tabla resumen que reúne las estrategias planteadas:

Tabla VII.1: Estrategias de Solución

No.	Problema	Descripción	Estrategia	Observaciones
1	Sobrecarga del circuito A10 (72% de la C.E). Conexión de una nueva carga en este circuito.	<p>Dos de los circuitos que lo interconectan A4 y A7 se encuentran con problemas de sobrecarga mayores, por lo que se decide traspasarle carga al A3.</p> <p>Ya realizado.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Cerrar y abrir cuchillas 2) Trasladar cuchilla para mantener la interconexión. 	<p>Esta estrategia fue recomendada en el transcurso del trabajo, posiblemente ya fue realizado por el proyectista.</p> <p>Aviso: 100000023761.</p>
2	Sobrecarga del circuito A4. (109% de la C.E)	<p>El circuito A4 presenta problemas de sobrecarga.</p> <p>Los circuitos aledaños A3; A8, A10 no pueden recibir mucha carga debido a que cuentan con muy poca reserva. Sin embargo fue necesario pequeños trasposos de cargas hasta conseguir el balance entre ellos.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1) Traspasar carga al circuito A8. Cerrar y abrir cuchillas. (PD12112 y PD40042). 412.5kVA instalados. 2) Traspasar carga al circuito A10. Pasar carga al otro extremo de la cuchilla. (PD13042). 75kVA instalados 3) Cambio de tensión. Se traspasa al circuito C9. (PD35060, PD6169, PD1263). 675kVA instalados 	<p>Es necesario instalar 377m de cable 500plt, 385m cable 4/0, 116m cable 1/0 y 76m de cable 250plt.</p> <p>Con estas estrategias se solventan los problemas de sobrecarga y pérdidas a mediano plazo, y se acondiciona el circuito para un posible cambio de tensión completo a largo plazo.</p>

Tabla VII.1: Estrategias de Solución (Continuación)

No.	Problema	Descripción	Estrategia	Observaciones
3	Sobrecarga del circuito A7 (79% de la C. E).	Los circuitos que lo interconectan tomaron carga y fueron descargados anteriormente, por lo que se decide realizar un cambio de tensión parcial. Se le traspasa (PD35020, PD3564, PD37186, PD 9473, PD9472, PD8320, PD37187, T1239, T3277) al circuito B9 1375kVA instalados.	<p>3) Traspasar tramo completo de A7 hasta B9</p> <p>4) Se deja conectada una cuchilla abierta entre 4.8kV y 12.47kV para un futuro traspaso.</p> <p>5) Se desconectan cargas de A7 y se conectan al circuito B9</p>	<p>Esta estrategia se realiza por que existe muy cerca el circuito B9 y este circuito se encuentra con mucha reserva, aun tomando la carga que A7 puede atender carga de la zona y su crecimiento vegetativo.</p> <p>De esta manera que da el circuito A7 sin ningún problema de sobrecarga ni pérdidas.</p>
4	Sobrecarga del circuito C12a (92% de la C.E)	El circuito C12a presenta problemas de sobrecarga. Este circuito tiene interconexión con B7 quien se encuentra con mucha reserva. Se traspasan 3725kVA instalados a B7.	<p>4) Se cierra la cuchilla ID14716</p> <p>5) Se abre la cuchilla ID27505</p>	Es necesario que estas maniobran vayan acompañada de un cambio de calibre a la salida de la subestación. Se necesitan 62m de cable 500plt (LD1232_1)

Tabla VII.1: Estrategias de Solución (Continuación)

No.	Problema	Descripción	Estrategia	Observaciones
5	Sobrecarga del circuito C8 (93% de la C. E).	Este circuito tiene varias interconexiones, las dos opciones para descargarlo son con C11 y C6. Se traspasa (PD18971, T1870 y PD44187) 2250 kVA instalados	<ul style="list-style-type: none"> 6) Se traspasa dos de las cargas intercambiando codos. 7) Se abre y cierra cuchillas, cortando un tramo de cable para el traspaso de una de las cargas. 8) Se cambia cuello de botella a la salida de la S/E de C11 (LD4543_1) 	<p>Adicional a estas maniobras se necesitan cambiar dos tramos de cables. En total son 268m de cable 500plt.</p> <p>Con estos trabajos no solo se acondicionó el circuito C8, sino que se eliminó un tercer circuito en un interruptor cuatro vías.</p>
6	<p>Sobrecarga del circuito C15 (97% de la C.E).</p> <p>Existe la necesidad de un circuito nuevo en la zona que ayude a descargar este circuito y conecte la nueva carga estimada en la zona.</p>	<p>Este circuito posee más del 50% de su carga al final del troncal, lo que dificulta su descarga.</p> <p>El circuito que interconecta con él al final del troncal es C5 y este se encuentra en condiciones similares de sobrecarga. Se traspasan 4500kVA instalados al circuito nuevo y 300kVA instalados a C6</p>	<ul style="list-style-type: none"> 6) Instalar un nuevo circuito desde la S/E "C", generando doble copa (C6) 7) Este nuevo circuito conecta toda la carga que tiene C15 al final del troncal. La idea es que mientras vayan conectando nuevos clientes se termine este circuito nuevo con troncal fuerte. Para que tome carga existente y carga nueva. 	<p>Esta zona se le estima un crecimiento de 2100kVA de demanda por lo que es indispensable un circuito nuevo. Para tomar esta nueva carga y descargar los circuitos existentes.</p> <p>La doble copa tomada de C6 se intercambia con C9 para solventar un problema de equilibrio de barras en un cliente importantes. Al circuito C9 se le cambia cuello de botella a la salida de la S/E.</p>

Tabla VII.1: Estrategias de Solución (Continuación)

No.	Problema	Descripción	Estrategia	Observaciones
7	Sobrecarga del circuito C5 (95% de la C.E).	Este circuito posee varias interconexiones, de las cuales se decidió traspasar 1525kVA instalados a C4 y 1500kVA instalados a C13.	<p>9) El primer traspaso se realiza abriendo el ID15446 y cerrando el ID15446.</p> <p>10) Se traspaso la segunda carga prolongando un tramo de cable para conectar la carga.</p> <p>11) Se pasa a posición "B" el ID</p>	<p>Adicional a estas maniobras es necesario colocar 188m de cable 500plt.(CD4734_3, CD4734_5 Y CD4734_7)</p> <p>Con estas mejoras queda el circuito por debajo de la capacidad máxima y le queda reserva para tomar nuevas cargas en el futuro.</p>
8	La necesidad de un nuevo circuito en la Av.Principal de los Ruices	<p>Algunos circuitos de esta zona poseen sobrecarga, y otros están muy cerca de sobrecargarse. Por lo que es necesario un nuevo circuito que absorba parte de la carga existente con el tramo puesto por PFIZER. Y la carga nueva que en un futuro estaría por conectarse.</p> <p>El nuevo circuito conecta 2300 kVA instalados.</p>	<p>12) Se conecta provisionalmente al circuito B8 la carga de 1000kVA de PFIZER, este cliente corre 500m de cable nuevo.</p> <p>13) Se instala nuevo circuito desde la S/E "B" en 12.47kV. y se prolonga con este tramo</p> <p>14) C10 traspasa 1000kVA instalados al circuito nuevo.</p>	<p>Esta es una zona netamente industrial y tiene un crecimiento estimado de 3200kVA, por lo que es necesario terminar de prolongar un circuito nuevo aprovechando la conexión de PFIZER.</p> <p>Este circuito nuevo genera una doble copa en el circuito B11</p>

Tabla VII.1: Estrategias de Solución (Continuación)

No.	Problema	Descripción	Estrategia	Observaciones
9	Sobrecarga de los circuitos C16 (91% de la C.E), C9 (81% de la C.E) y C1 (121 % de la C.E).	<p>Es necesario correr un circuito nuevo proveniente de la S/E "B" en 12.47kV. Se le traspasan 7000kVA instalados.</p> <p>El traspaso se realiza desconectado y conectado las cargas.</p>	<p>15) Se desconecta 750kVA del circuito C16 y se conecta al circuito nuevo</p> <p>16) Se desconectan 6250kVA del circuito C9 y se conectan al circuito nuevo.</p> <p>17) Es necesario correr 1420m de cable 500plt y 650plt cable.</p> <p>18) El circuito C9 le traspasa 1250kVA al circuito B1 y se crea nueva interconexión con el circuito C4. (Trabajo realizado por mantenimiento)</p>	<p>Este circuito presenta fuertes problemas, porque la zona que sirve es industrial-comercial, por lo que posee fuertes cargas. Se estima un crecimiento en la zona de 1500kV de demanda.</p> <p>El circuito nuevo genera doble copa en B8.</p> <p>Adicional a esto, se le cambia al circuito C9 el cuello de botella existente a la salida de la subestación.</p>

VII.3 Condición Futura de los circuitos pertenecientes a la tres subestaciones relacionadas.

Después de haber realizado un diagnóstico actual de todos los circuitos de las subestaciones "A" en 4.8kV, "B" en 12.47kV y "C" en 12.47kV, haber planteado y simulado todas las estrategias de soluciones propuestas, se obtuvieron los siguientes resultados.

VII.3.1 Condición futura de la subestación “A” en 4.8kV.

A los resultados obtenidos de las estrategias sólo se le sumó los crecimientos vegetativos de cada uno de los circuitos.

Tabla VII.2: Condición futura de los circuitos de la subestación “A” en 4.8kV.

Circuito	KVA Instalados	C.kvar	KVA Demanda	C.E (%)	kW (p.u)	Factor de Utilización	KVA Demanda 2005/2010
A1	3544	0	1571	55	1.31	0,47	1672,32
A2	3124	0	1570	42	0.55	0,53	1659,31
A3	5232	0	1620	54	0.51	0,45	2360,16
A4	3435	1800	2600	67	2.56	0,59	2047,47
A6	1402	300	755	27	0.51	0,56	795,01
A7	4561	480	2400	54	1.74	0,35	1620,49
A8	2774	300	1280	67	1.42	0,55	1529,52
A9	1004	0	800	37	0.22	0.82	828,72
A10a	3769	600	1748	50	3.00	0,39	1500,70
A10b	150	0	52	4	0	0,37	56,29

A continuación mostramos gráficamente los resultados obtenidos.

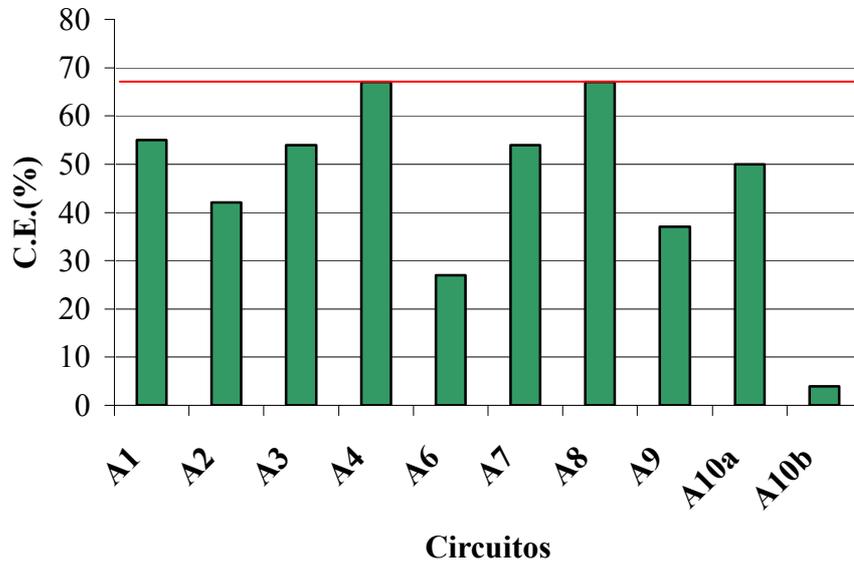
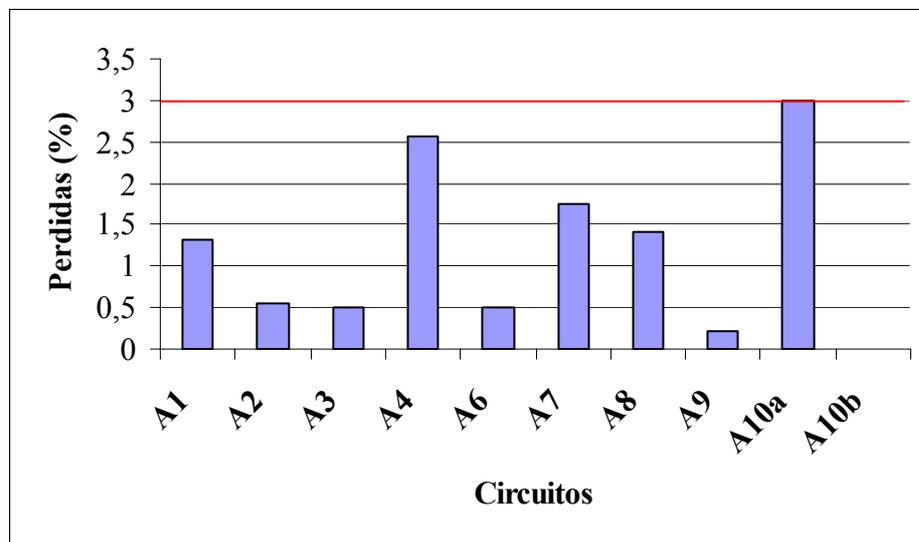


Grafico VII.1 Porcentaje de la capacidad de emergencia máxima permitida de la S/E “A” en 4.8kV. Condición futura.



Grafica VII.2 Porcentaje de pérdidas activas de los circuitos de la S/E “A” en 4.8kV. Condición futura

Después de realizar todas las estrategias relacionadas con esta subestación podemos notar que la misma tiene una demanda a mediano plazo de 14069kVA.

Esto quiere decir que para el año 2010 no llegará a capacidad firme, quedándole una reserva de 2731kVA, suficiente para el crecimiento vegetativo de los próximos años.

VII.3.2 Condición futura de la subestación “B” en 12.47kV.

Aquí se reflejan todas las condiciones finales de los circuitos incluyendo trasposos, crecimiento vegetativo y demanda estimada en parcelas. Esta demanda se le asignó a los circuitos que le correspondían de acuerdo a su cercanía con la parcelas en crecimiento.

Tabla VII.3: Condición futura de los circuitos de la subestación “B” en 12.47kV.

Circuito	KVA Instalados	C.kvar	KVA Demanda	C.E (%)	kW (p.u)	Factor de Utilización	KVA Parcelas	KVA Demanda 2005/2010
B1	10539	0	3580	59	1.82	0.36	750	3819
B2	7501	0	4800	92	0.84	0.66	0	5020
B3	7564	0	2800	53	0.48	0.54	1124	4146
B4	8006	0	4000	65	0.54	0.52	0	4235
B5	6340	0	4865	66	0.48	0.80	0	5126
B6	10841	0	3000	60	0.72	0.30	0	3318
B7	9097	0	4406	48	0.43	0.50	0	4549
B8a	9906	0	3400	59	0.27	0.42	500	4190
B8b	7000	0	3610	46	0.17	0.68	1200	4810
B9	11243	0	4112	65	0.79	0.46	800	5192
B10	7866	0	3155	56	0.45	0.47	400	3763
B11a	7556	0	4200	62	0.21	0.63	400	4830
B11b	2300	0	1420	67	0.4	0.61	2280	3700
B12	8005	0	4000	66	0.47	0.63	1000	5235

En esta subestación tendremos dos circuitos nuevos que generan doble copa: B8b y B11b.

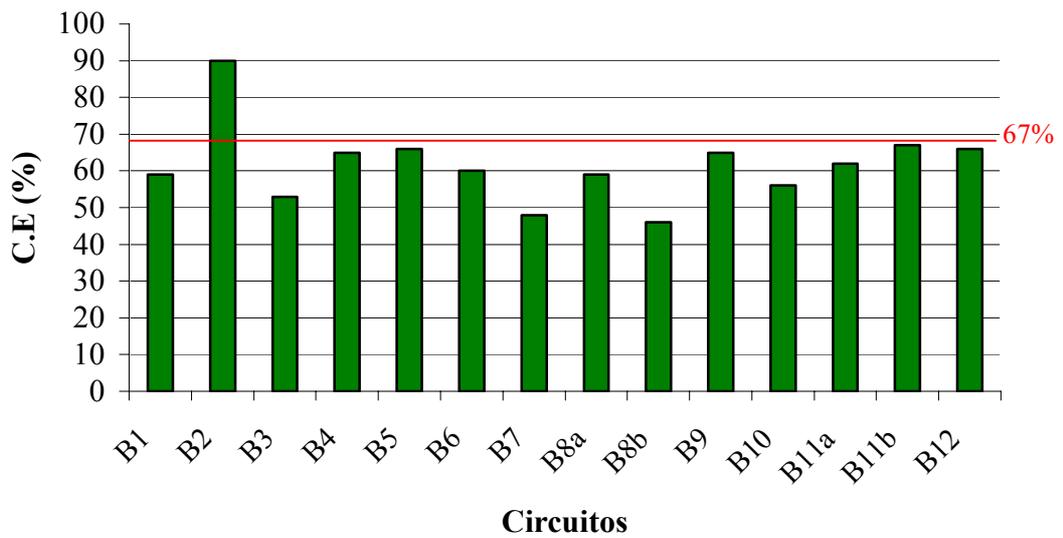


Grafico VII.3 Porcentaje de la capacidad de emergencia máxima permitida de la S/E “B” en 12.47kV. Condición futura.

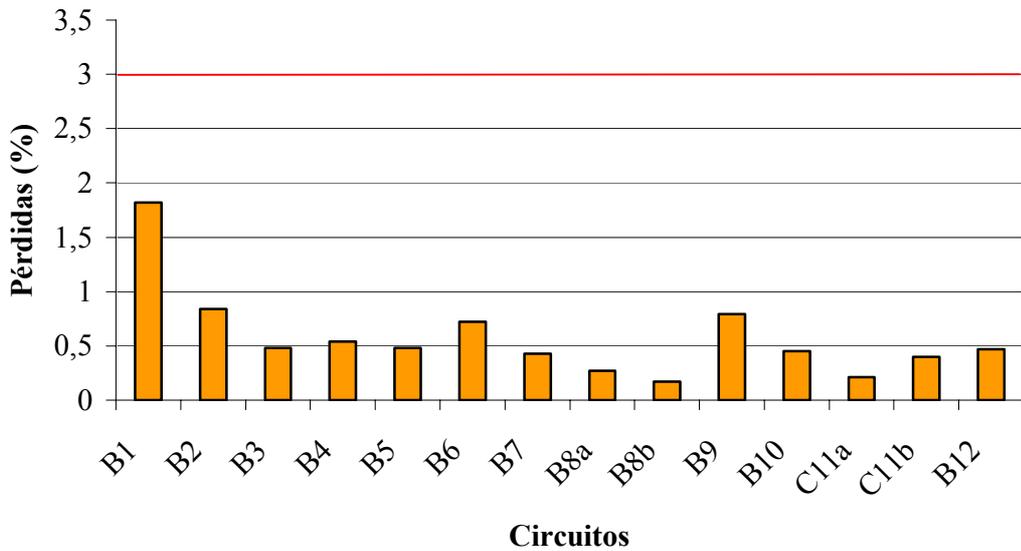


Grafico VII.4 Porcentaje de pérdidas activas de los circuitos de la S/E “B” en 12.47kV. Condición futura

El circuito B2 es un circuito expreso que alimenta a una carga concentrada importante en la zona, esta carga esta compartida con un circuito perteneciente a la subestación “C”, se encuentra por encima de la capacidad de emergencia y nominal, por lo que se recomienda revisar la carga para la cual este circuito fue

diseñado. Adicionalmente posee un cuello de botella aproximadamente a la mitad del circuito. Sin embargo la recuperación de esta carga bajo una situación de contingencia es total.

En esta subestación se estima un crecimiento a mediano plazo de 65433kVA, entonces para esa fecha le quedará un reserva de 1767kV, por lo que será recomendable colocar la cuarta unidad de transformación para futuros requerimientos de la zona.

VII.3.3 Condición futura de la subestación “C” en 12.47kV.

En este cuadro resumen mostramos los resultados finales del estudio, tomando en cuenta las estrategias planteadas, crecimiento vegetativo de cada circuito y la demanda estimada en parcela. Esta demanda se le asignó a los circuitos que le correspondían de acuerdo a su cercanía con la parcelas en crecimiento.

**Tabla VII.4: Condición futura de los circuitos de la subestación “C” en
12.47kV.**

Circuito	KVA Instalados	C.kvar	KVA Demanda	C.E (%)	kW (p.u)	Factor de Utilización	KVA Parcelas	KVA Demanda 2005/2010
C1	7090	900	3715	65	0,46	0,52	0	3715
C2	4881	300	2843	61	0,52	0,58	0	2843
C3	5056	0	2957	54	0,17	0,58	0	2957
C4	9876	0	4706	60	0,34	0,47	0	4706
C5	7487	0	3937	66	0,55	0,68	1200	5137
C6a	7802	0	3780	61	0,32	0,61	1000	4780
C6b	4151	0	2052	45	0,15	0,49	0	2052
C7	8561	0	3558	65	0,64	0,41	0	3558
C8	7355	0	4190	65	0,45	0,56	0	4190
C9b	10118	300	4339	55	0,43	0,42	0	4339
C9a	4500	0	2790	51	0,22	0,62	2000	4790
C10	8804	0	4546	65	0,26	0,59	700	5246
C11a	5700	0	3088	42	0,14	0,54	0	3088
C11b	6002	0	3300	56	0,24	0,54	0	3300
C12b	6780	900	3171	41	0,34	0,48	100	3271
C12a	6839	0	3582	50	0,28	0,66	1000	4582
C13	13902	300	6019	61	0,39	0,50	1000	7019
C14	7000	0	5611	72	0,54	0,80	0	5611
C15	4304	0	2887	62	0,40	0,78	500	3387
C16	7004	600	4910	63	0,55	0,70	0	4910
C17	5251	2100	2309	57	0,27	0,30	500	2809

En la subestación “C” se generó una doble copa del proveniente del circuito C6b.

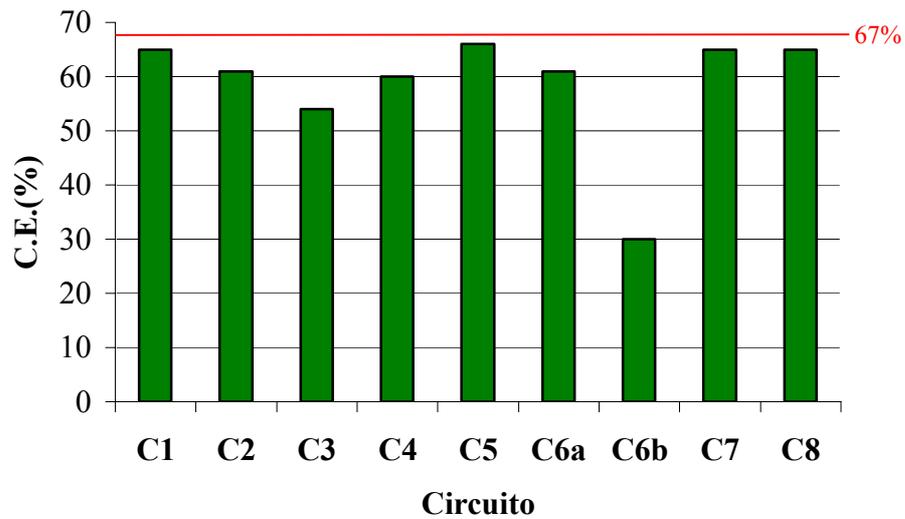


Grafico VII.5 Porcentaje de la capacidad de emergencia máxima permitida de la barra “A” de la S/E “C” en 12.47kV. Condición futura.

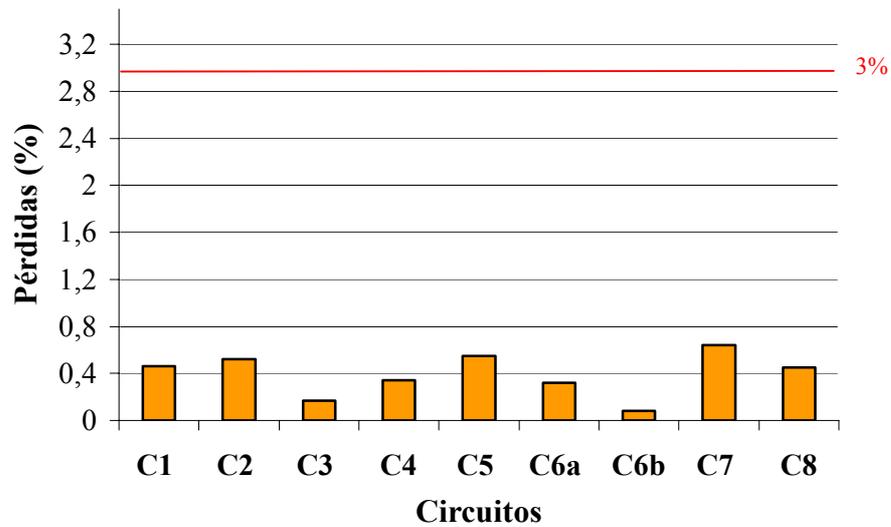


Grafico VII.6 Porcentaje de pérdidas activas de los circuitos de la barra “A” de la S/E “C” en 12.47kV. Condición futura.

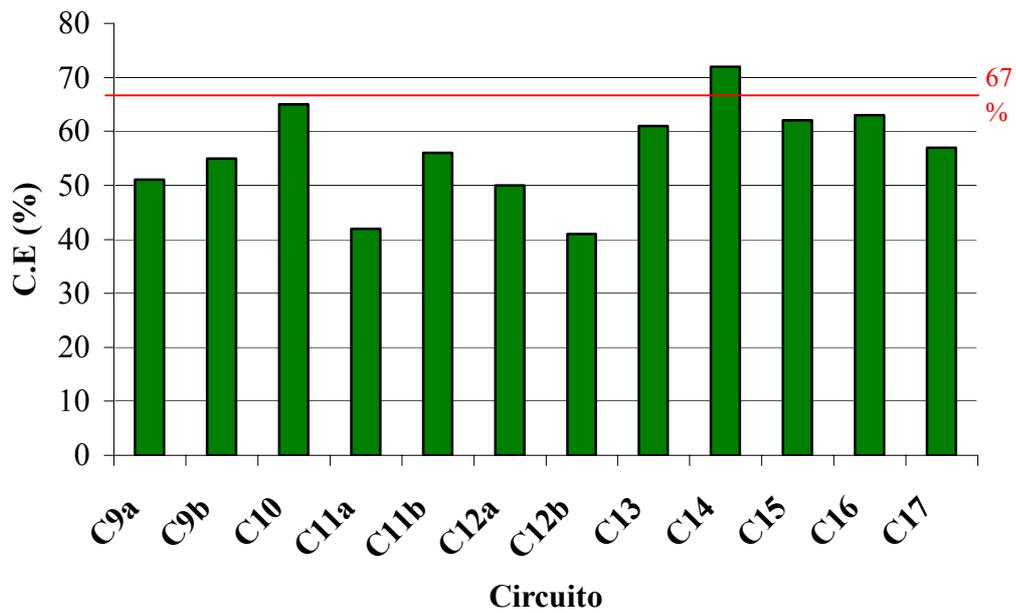


Grafico VII.7 Porcentaje de la capacidad de emergencia máxima permitida de la barra “B” de la S/E “C” en 12.47kV. Condición futura.

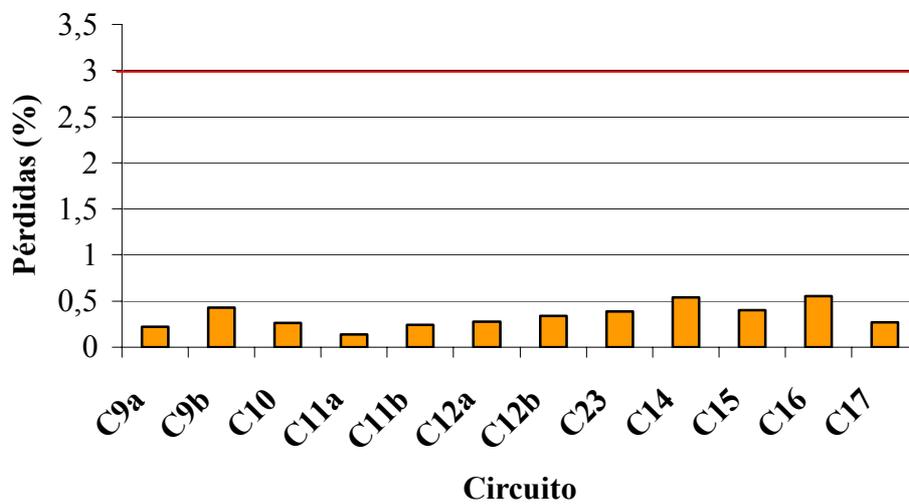


Grafico VII.8 Porcentaje de pérdidas activas de los circuitos de la barra “B” de la S/E “C” en 12.47kV. Condición futura.

Todos los circuitos quedaron dentro los rangos permitidos, excepto el circuito C14, este circuito al igual que el B2 son expresos y alimentan una carga en común, por lo que es un diseño especial que ya tiene su carga máxima definida, por otro lado este circuito no asumirá crecimiento de la zona.

La estimación de demanda a mediano plazo de 100.29MVA y como su capacidad firme es de 100.8MVA, esta subestación estará pasando su capacidad firme para el año 2010. Siempre y cuando se conecten todas las cargas concentradas estimadas.

VII.3.4 Resumen del flujo de Potencia.

Aquí presentaremos varios flujos de potencia que representan las estrategias realizadas:

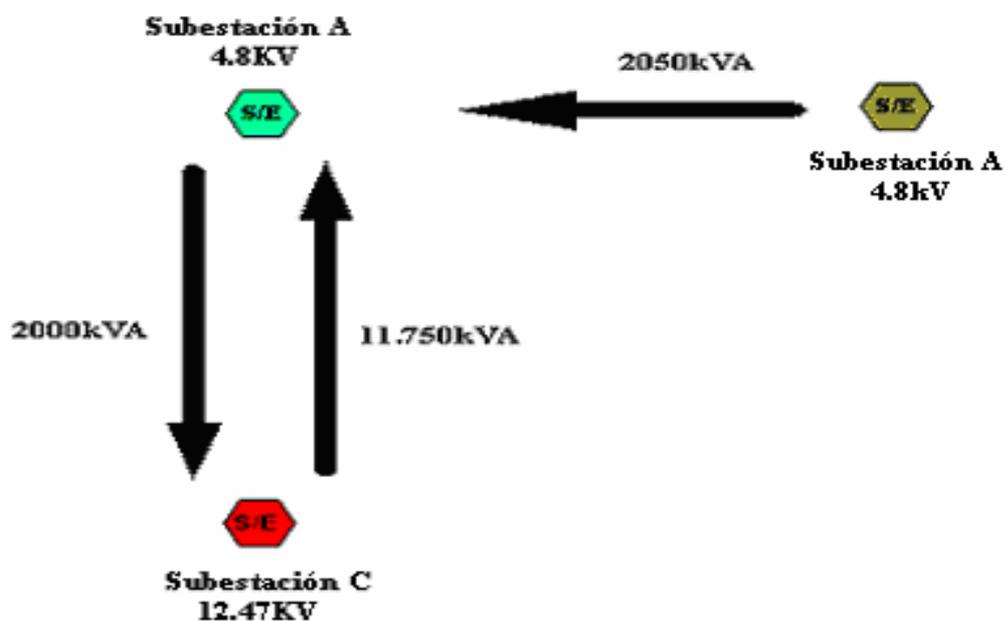


Figura VII.10 Flujo de Potencias entre las tres subestaciones estudiadas (resumen).

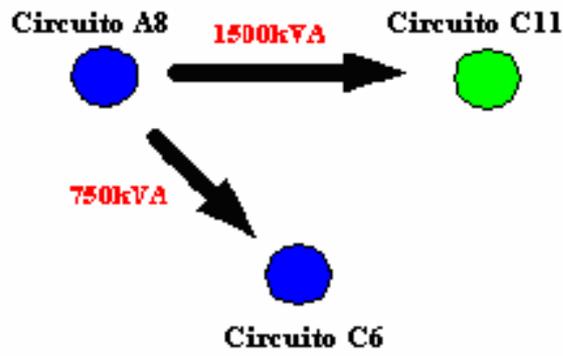


Figura VII.11 Estrategia (5)



Figura VII.12 Estrategia (4)

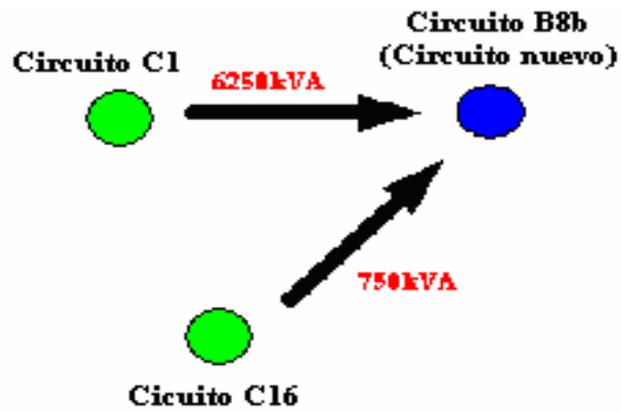


Figura VII.13 Estrategia (9)

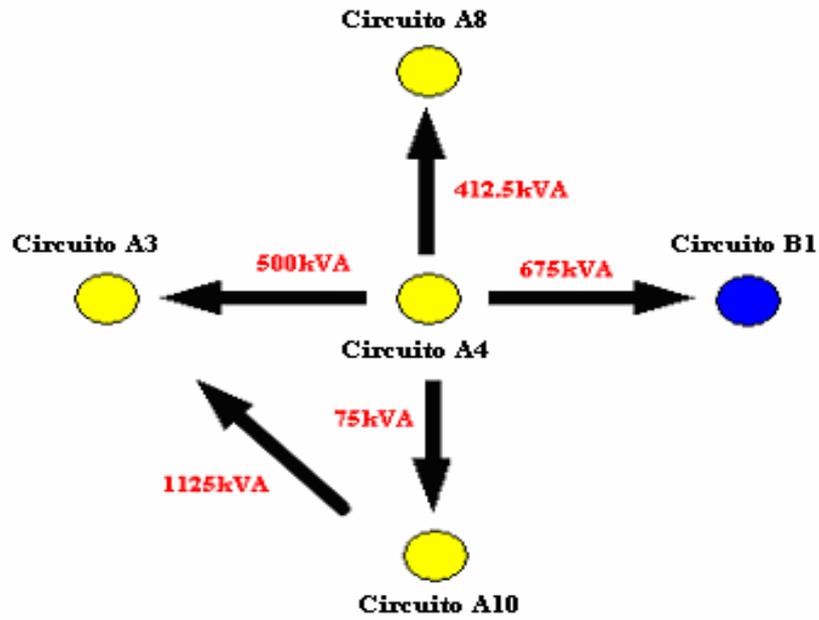


Figura VII.14 Estrategia (2)

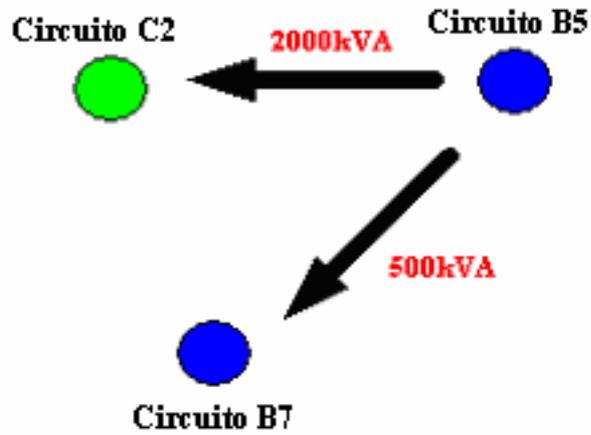


Figura VII.15 Estrategia (8)



Figura VII.16 Estrategia (3)

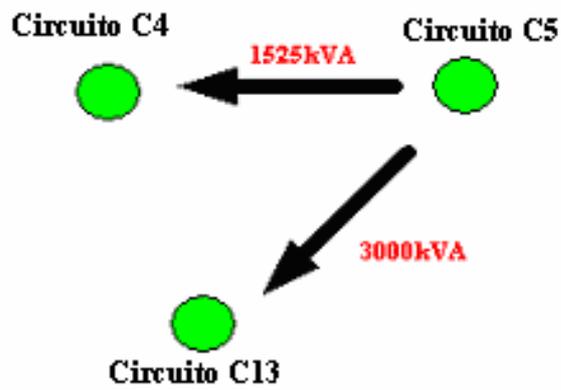


Figura VII.17 Estrategia (7)

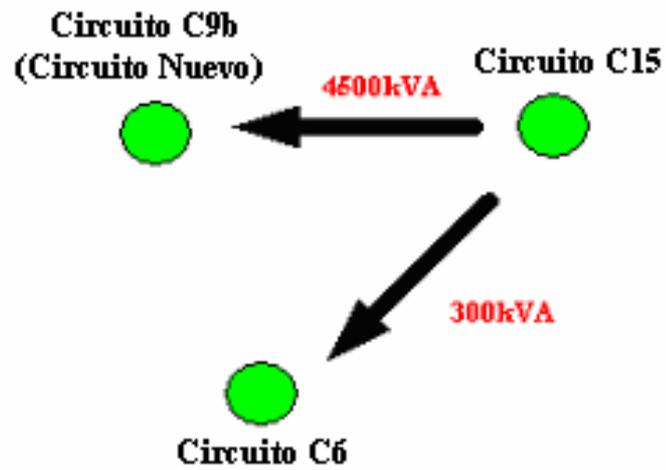


Figura VII.18 Estrategia (6)

VII.4 Análisis económico de las estrategias para solventar la situación actual de las subestaciones “B”12.47kV, “A”4.8kV y “C”12.47kV.

VII.4.1 Consideraciones y Limitaciones.

- Se calcularon y ordenaron todos y cada uno de los campos que solicitaba la hoja de calculo del programa EFIPRO.
- La información requerida fue recopilada de todos los flujos de carga obtenidos del programa ASP, antes de realizar alguna estrategia (diagnóstico actual de los circuitos) y después de realizar los cambios propuestos (condición futura). Es importante resaltar que muchas de estas variables son valores teóricos calculados por el programa de acuerdo a los datos de cada circuito.
- En el caso del factor de potencia, FMIK y TTIK los cálculos se realizaron de manera un poco diferente: en el caso del factor de potencia el sistema SCADA nos proporcionó el valor real de cada uno de los circuitos. En el caso del FMIK y TTIK obtuvimos un valor teórico que nos arrojó el programa ASP y también recibimos los datos de los años 2003-2004 suministrados por el CCO (Centro de Control de Operaciones de la Electricidad de Caracas) la cual nos permitió calcular estos valores después de realizar los cambios.
- Este programa posee una ventana donde se muestra algunas de las variables financieras relevantes para los cálculos que aquí se realizan, los valores actuales y los valores estimados para los siguientes años, estas variables son: la tarifa vigente, el precio del dólar, vida útil de los equipos, la tasa de descuento de la empresa que es de 14,93%, capital, precio promedio de la energía, energía total facturada, cargo por demanda, cargo por energía, etc.

- En este estudio estuvieron todos los circuitos involucrados en la estrategia.
- El programa EFIPRO sólo permitió evaluar un máximo de cinco circuitos a la vez, en el caso de superar el número de circuitos permitidos hay que trabajar dos grupos por separados y luego unirlos.
- El análisis de las evaluaciones económicas obtenidas por el programa fueron revisadas cuidadosamente por el Departamento de Planificación, y debieron ir de la mano con la evaluación técnica de los circuitos.

VII.4.2 Circuitos y variables a considerar.

Todas las variables necesarias para el cálculo fueron explicadas anteriormente, aquí se muestra una serie de tablas resumen con toda la información obtenida por el ASP y calculada en algunos casos. Asimismo se muestran los resultados arrojados por el programa EFIPRO con sus respectivos análisis.

Tabla VII.5: FMIK y TTIK de todos los circuitos involucrados en el estudio económico.

Circuitos	FMIK (antes)				TTIK (antes)				FMIK(después)				TTIK (después)			
	Períodos				Períodos				Períodos				Períodos			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV	I	II	III	IV
A3	2,19	0,00	5,27	0,84	0,32	0,00	7,47	2,22	2,19	0,00	5,28	0,84	0,32	0,00	7,47	2,22
A4	0,03	1,02	0,10	0,03	0,52	0,80	0,62	0,07	0,02	0,73	0,07	0,02	0,35	0,54	0,42	0,05
A7	0,02	0,02	2,29	0,12	0,06	0,06	1,16	0,56	0,01	0,01	1,83	0,09	0,04	0,04	0,91	0,44
A8	0,05	1,26	1,33	0,33	0,09	1,61	2,97	1,78	0,07	1,74	1,84	0,46	0,14	2,47	4,55	2,73
A10	0,68	1,04	2,37	0,56	0,96	0,76	2,83	0,43	0,64	0,98	2,24	0,53	0,97	0,76	2,85	0,43
B1	1,42	0,83	1,80	1,31	1,08	0,58	9,58	1,18	2,10	1,23	2,6	1,94	1,63	0,97	14,52	1,78
B3	0,00	0,02	2,12	0,00	0,00	0,09	2,88	0,00	0,00	0,02	2,39	0,00	0,00	0,10	3,35	0,00
B5	0,12	0,69	0,64	0,72	0,87	0,94	0,52	2,33	0,17	0,97	0,90	1,01	1,28	1,38	0,77	3,43
B9	0,00	0,31	0,28	0,47	0,00	0,80	0,23	2,95	0,00	0,56	0,51	0,85	0,00	1,50	0,43	5,52
B10	0,12	0,01	0,24	0,26	0,46	0,07	1,12	1,14	0,13	0,01	0,25	0,27	0,49	0,07	1,19	1,21
C1	0,20	0,98	1,79	0,00	1,25	0,82	1,17	0,00	0,70	0,34	0,63	0,00	0,37	0,24	0,35	0,00
C4	0,00	0,28	0,96	0,81	0,00	1,97	4,08	0,79	0,00	0,41	1,41	1,19	0,00	3,14	6,50	1,26
C5	1,95	0,15	1,26	1,10	3,70	0,33	2,30	1,59	1,95	0,15	1,26	1,10	3,77	0,34	2,35	1,62
C6	0,64	2,24	0,65	0,11	1,23	2,53	0,10	1,44	1,28	4,47	1,30	0,22	2,87	5,91	0,23	3,36
C8	0,00	0,21	0,62	0,76	0,00	0,99	1,41	1,21	0,00	0,19	0,57	0,70	0,00	0,91	1,29	1,11
C9	0,69	0,65	0,18	0,19	1,31	0,53	1,36	0,11	0,73	0,69	0,19	0,20	1,47	0,59	1,15	0,12
C10	0,00	0,26	0,81	0,54	0,00	1,16	0,58	4,38	0,00	0,57	1,79	1,19	0,00	2,88	1,44	2,86
C11	0,01	0,10	0,80	0,30	0,02	0,03	3,08	0,79	0,01	0,10	0,79	0,30	0,02	0,03	3,06	0,78
C12	0,73	0,15	1,36	0,70	0,69	0,24	2,99	0,72	0,85	0,17	1,57	0,81	0,82	0,29	3,57	0,86
C13	0,07	0,08	0,90	0,21	0,24	0,14	0,61	0,05	0,10	0,12	1,31	0,31	0,36	0,21	0,92	0,08
C15	0,45	0,00	0,82	0,09	1,80	0,00	2,12	0,06	0,55	0,00	1,01	0,11	2,64	0,00	3,11	0,09
C16	0,12	0,40	1,70	0,08	0,51	0,77	5,14	0,11	0,12	0,4	1,70	0,08	0,51	0,77	5,10	0,11

Estos valores están distribuidos en todo el año en cuatro períodos, de esta manera el CCO nos proporciona la información y fue así como se suministró la información al programa EFIPRO.

Tabla VII.6: Variables técnica-económicas antes de realizar algún cambio en los circuitos de las subestaciones “A” en 4.8kV, “B” en 12.47kV y “C” en 12.47kV.

Circuito	Demanda 1	Perdidas 1	Factor de Perdidas	Factor de Carga	f. p. Actual	Demanda máxima (67% C.E)	Perdidas Demanda máxima 1
C1	6622	51,20	34,55	52,16	0,91	3650	15,70
C4	3861	9,90	44,15	60,97	0,87	5200	18,00
C5	5700	33,60	45,00	61,70	0,89	4000	17,00
C6	3000	5,50	32,59	49,84	0,90	5200	16,40
C8	5070	29,00	40,33	57,69	0,87	3700	15,50
C9	6070	25,60	27,83	46,13	0,96	5000	16,40
C10	4000	8,30	36,26	54,81	0,96	5100	13,40
C11	5300	9,10	39,95	32,44	0,89	6250	12,60
C12	8000	38,20	32,79	50,74	0,96	6000	21,60
C13	4280	17,80	45,19	63,13	0,94	7600	31,30
C15	5300	39,00	35,91	53,68	0,92	3700	19,10
C16	5000	27,00	39,13	49,59	0,77	3650	14,40
A3	1620	7,20	55,59	71,72	0,91	2700	19,90
A4	2600	90,40	46,13	64,15	0,95	1500	45,00
A7	2400	60,70	56,02	73,54	0,96	2030	43,60
A8	1280	14,70	47,27	66,25	0,99	1530	20,80
A10	1800	67,80	43,13	64,13	0,99	1650	57,90
B1	2500	11,10	59,49	75,93	0,94	5250	48,70
B3	2600	7,30	41,13	79,74	0,93	5250	30,40
B5	6000	34,90	41,13	56,96	0,86	4850	22,80
B7	2300	3,40	49,48	65,15	0,94	5250	17,50
B9	3000	14,10	58,56	75,18	0,94	5250	42,90
B10	2900	9,40	46,17	66,08	0,93	4600	23,60

Tabla VII.7: Variables técnicas-económicas después de ejecutar los proyectos propuestos para la adecuación de los circuitos de las subestaciones “A” en 4.8kV, “B” en 12.47kV y “C” en 12.47kV.

Circuito	Densidad	Demanda 2	Pérdidas 2	Demanda máxima 2 (67% C.E)	Pérdidas Demanda máxima 2
C1	MAD	3312	13,60	3900	18,80
C4	MAD	4445	14,30	5250	20,00
C5	MAD	3574	15,00	5600	33,60
C6	MAD	3576	8,50	5200	18,30
C8	MAD	3900	15,00	4800	19,70
C9	MAD	3990	21,50	7000	31,90
C10	MAD	4310	9,20	5450	14,70
C11	MAD	2961	5,60	7700	19,00
C12	MAD	3263	10,90	9100	37,80
C13	MAD	5690	18,00	7700	33,00
C15	MAD	2631	8,20	3700	16,20
C16	MAD	4475	12,60	5250	31,10
A3	AD	2259	10,90	2900	18,00
A4	AD	1902	48,10	2047	56,60
A7	MAD	1438	22,30	2030	44,00
A8	AD	1462	19,90	1530	21,70
A10	AD	1410	39,80	2000	75,50
B1	MAD	3580	19,00	5250	48,90
B3	MAD	2800	9,10	5250	31,90
B5	MAD	4865	22,20	5300	26,40
B7	MAD	4406	18,50	6400	38,90
B9	MAD	3962	24,00	5400	44,50
B10	MAD	3155	11,80	4600	25,10

Después de haber obtenido estos datos se procedió a alimentar con esta información las hojas de control del programa EFIPRO. Cuando se ingresa al programa se pueden elegir dos opciones: revisar un proyecto anterior que se encuentre guardado o generar un proyecto nuevo.

Cuando se genera un proyecto nuevo el programa automáticamente le asigna un número a cada proyecto evaluado. La hoja de control es la hoja principal del programa y donde se le digitaliza toda la información necesaria.

Esta información fue la que se presentó en las tablas VII.5, VII.6 y VII.7, además de la región a la cual pertenece el proyecto, municipio, nombre del proyecto, diagnóstico, y estrategia a seguir. Después de haber guardado todos los datos se obtuvo un reporte del proyecto donde se especifica su rentabilidad, el monto aprobado, el valor presente neto, la tasa interna de retorno, el período en que se recupera la inversión y la relación beneficio costo.

Adicionalmente el programa muestra una gráfica donde se observan los flujos de dinero desde el año donde se realiza la inversión hasta el año donde se recupera, siempre y cuando este año este dentro de los diez años siguientes al año cero.

VII.4.3 Resultados obtenidos en la evaluación económica de cada proyecto.

En la tabla VII.1 se muestra, las estrategias de solución, en total resultaron nueve (9), de las cuales solo siete (7) fueron evaluadas económicamente. Esto fue porque en el caso de la primera estrategia se trató de una consulta de grupo de mantenimiento, que se analizó en su momento, para ese entonces se propuso una estrategia favorable, trabajo que ya fue realizado. La cuarta estrategia es un traspaso de cargas de un circuito a otro cerrando y abriendo dos interruptores de distribución, es un trabajo sencillo y puede ser realizado por el personal de mantenimiento de la región.

Los demás proyectos de detallan a continuación:

VII.4.3.1 Rentabilidad del proyecto # 2.

Este proyecto se concentra en la realización de un cambio de tensión al circuito A4, a pesar de que también se realizan traspasos en el mismo voltaje (4.8kV). Los transformadores que tienen la red de 4.8kV que se proponen conectar a la red de 12.47kV no poseen doble mando (la posibilidad de cambiarle la tensión de alimentación) entonces la estrategia incluye comprar los transformadores nuevos. El costo total de la inversión resultó de Bs. 249.052.963,16.

Si la inversión se realizara en estos momentos el proyecto no resultaría rentable, y se recuperaría la inversión después del año diez con un TIR de 5% y una relación beneficio / costo de 0.65 (ver el grafico VII.9). A raíz de ello se analizó lo que pasaría si la inversión se retrasa en varios años (esta opción que la tiene el programa, permitió retrasar la inversión hasta un máximo de dos años) y efectivamente resultó rentable con un TIR de 24%, una relación beneficio / costo de 1,05 y un período de recuperación de 7 años (ver grafico VII.10).

El problema en este proyecto radica en que se realizó la adecuación de un circuito y esto no va generar crecimiento, entonces al no conectar clientes nuevos en la red los circuitos no tienen ingresos adicionales que contribuyan con la inversión realizada.

Si estos circuitos siguen percibiendo ingresos en las mismas condiciones que se encuentran actualmente, dentro de dos años esos ingresos contribuirán con la inversión propuesta.

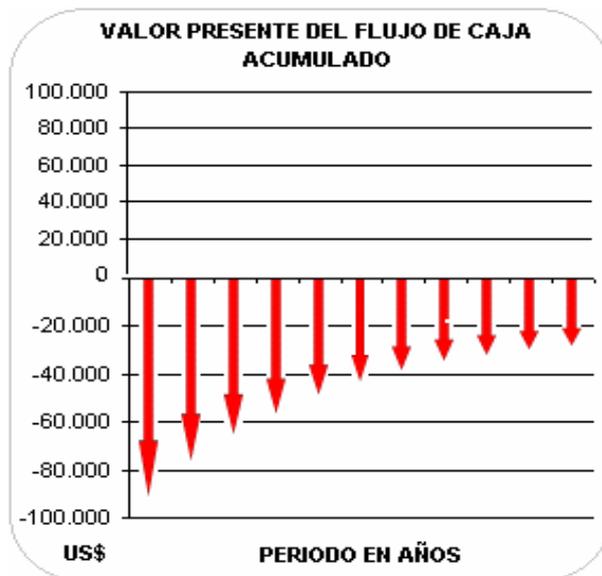


Grafico VII.9 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año cero.

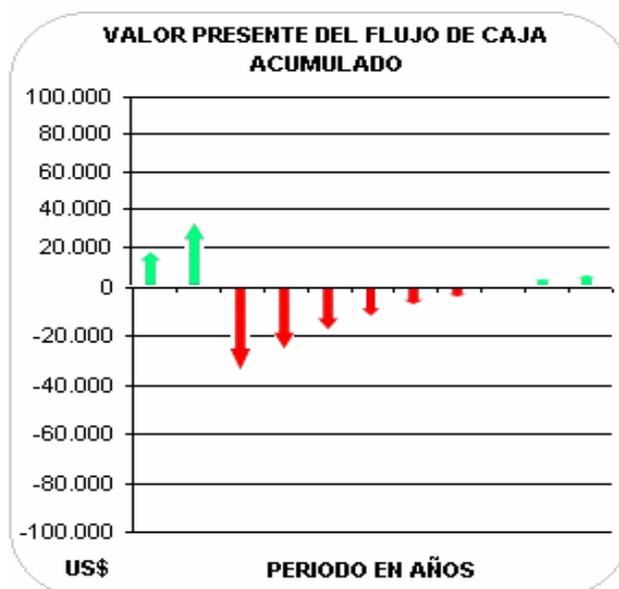


Grafico VII.10 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año dos.

VII.4.3.2 Rentabilidad del proyecto # 3.

Este proyecto también se trata de un cambio de tensión, aquí la inversión fue de Bs. 173.276.716 y se realizó el mismo ejercicio anterior, trasladando el dinero en el tiempo para estudiar su rentabilidad, de esa forma se obtuvo que el proyecto no es rentable realizarlo en este momento por lo que se obtiene un TIR de -8%, una relación beneficio / costo de 0,35 y un período de recuperación de 11 años (ver grafico VII.11). Al retrasar la inversión en dos años se obtuvo mejores resultados: un TIR de -4, un período de recuperación de 11 años y una relación de beneficio / costo de 0,68 (ver grafico VII.12). En este caso lo que sucede es que el circuito que absorbe el cambio de tensión va a tener el mismo crecimiento realizando o no la estrategia planteada, por lo que no interviene directamente la adecuación con la incorporación de nuevos clientes en la red por lo que será aun más rentable si se retrasa en el tiempo.

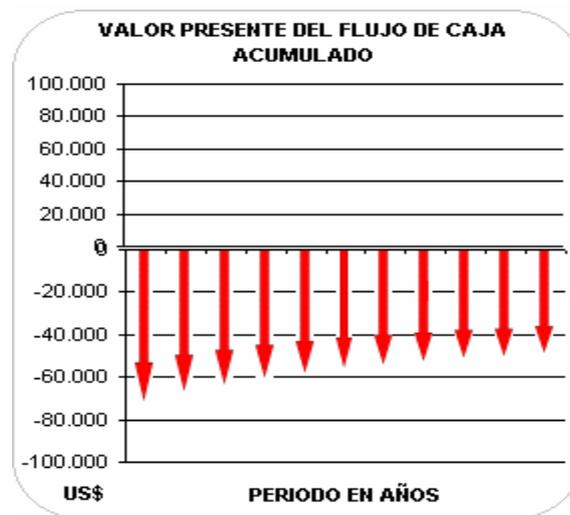


Grafico VII.11 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto ejecutado en el año cero

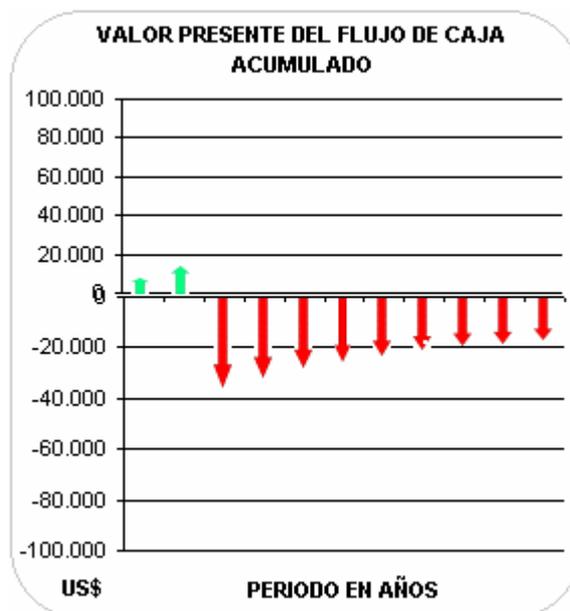


Gráfico VII.12 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año dos.

VII.4.3.3 Rentabilidad del proyecto # 5.

Este proyecto corresponde a mejorar las condiciones de la capacidad de diseño del circuito C8, la inversión requerida para este trabajo es de Bs. 84.015.662,45 Esta evaluación no resultó rentable. Si la inversión se realiza en estos momento se obtiene que el TIR de -3 , la relación beneficio / costo de 0,55 y se recupera la inversión en 11 años (ver gráfico VII.13). Realizando el ejercicio de mover la inversión en el tiempo se consiguió que si se realiza la inversión en dos años conseguimos mejorar las variables económicas, el TIR resultó en -2% , la relación beneficio / costo es de 0,76 y el período de recuperación es de 11 años (ver gráfico VII.14).

Esta adecuación tampoco conecta clientes nuevos a la red.



Grafico VII.13 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año cero.

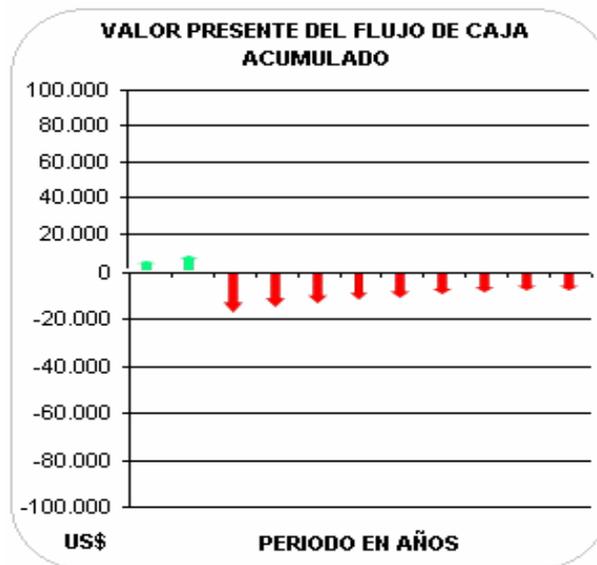


Grafico VII.14 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año dos.

VII.4.3.4 Rentabilidad del proyecto # 6.

Este proyecto se enfoca principalmente en correr un circuito nuevo, que ayude a bajar la sobrecarga del circuito C15 y conecte aproximadamente un 50% de la demanda estimada en la zona.

La inversión de este trabajo es de Bs. 527.869.570 y resultó totalmente rentable con un TIR de 21%, una relación beneficio costo de 1,20 y un período de recuperación de 5 años (ver grafico VII.15). En este caso no movimos la inversión en el tiempo ya que resultó positiva, la zona necesita de este circuito para la futura carga a mediano plazo y sería recomendable no seguir disminuyendo la vida útil de los equipos.

En este caso la rentabilidad la define la conexión de nuevos clientes en esta zona industrial, determinados por la estimación de la demanda.

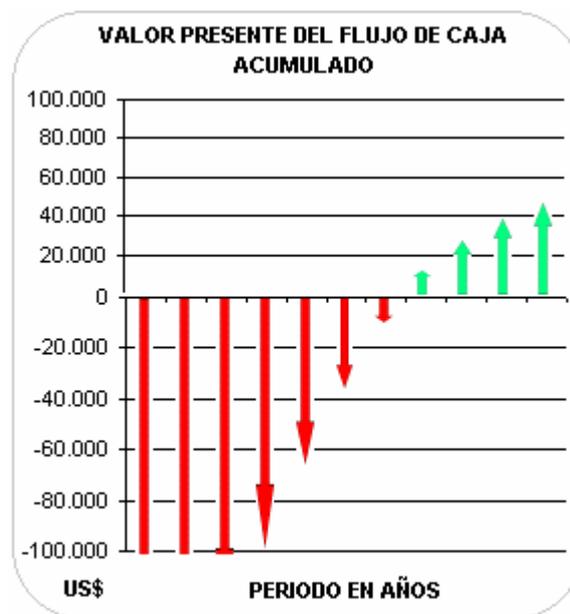


Grafico VII.15 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año cero.

VII.4.3.5 Rentabilidad del proyecto # 7.

Esta estrategia es para disminuirle la sobrecarga que presenta C5. Este circuito se encuentra en una zona industrial con varias parcelas a su alrededor en crecimiento, por lo que es necesario una adecuación para que pueda tomar mas carga. Este proyecto resultó bastante rentable, el costo de la inversión es de Bs. 85.201.159 y para el mismo se obtuvo el TIR de 38%, la relación beneficio/costo de 1,84 y se recupera la inversión en un período de 3 años (ver grafico VII.16). Aquí lo que podemos comentar es que la inversión es pequeña con relación a las ganancias que le facturaran los nuevos clientes que se conectaran en la zona.

Tampoco fue necesario retrasar la inversión en el tiempo, para obtener su rentabilidad.

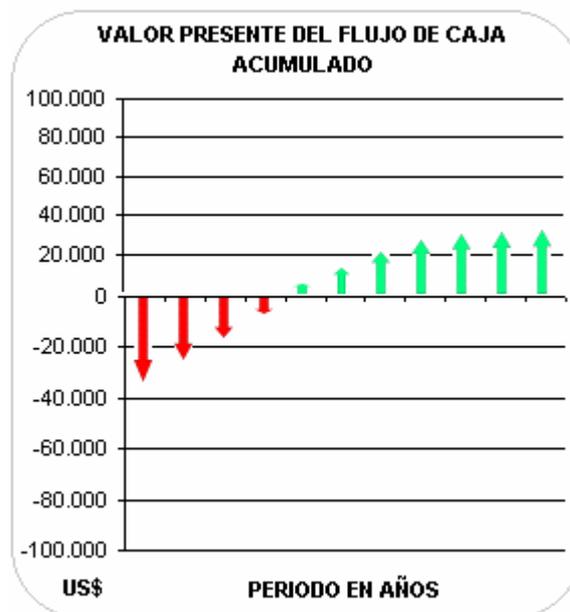


Grafico VII.16 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año cero.

VII.4.3.6 Rentabilidad del proyecto # 8

Con este proyecto afianzamos la zona industrial de Los Ruices, la sobrecarga de los circuitos de ese sector no permite conectar nuevas cargas. Actualmente se proyecta conectar un nuevo cliente (PFIZER) y se aprovechará parte de su inversión para terminar de correr un circuito nuevo que ayude a descargar el circuito B5 y asuma la demanda estimada para esa área.

La inversión a realizar será de Bs. 397.407.624 y resultó totalmente rentable con un TIR 28%, una relación beneficio / costo de 1,44 y un período de recuperación de 4 años (ver grafico VII.17). A pesar que se revisó el retraso de la inversión en el tiempo, no es recomendable atrasarla ya que resulta rentable ejecutarla actualmente.

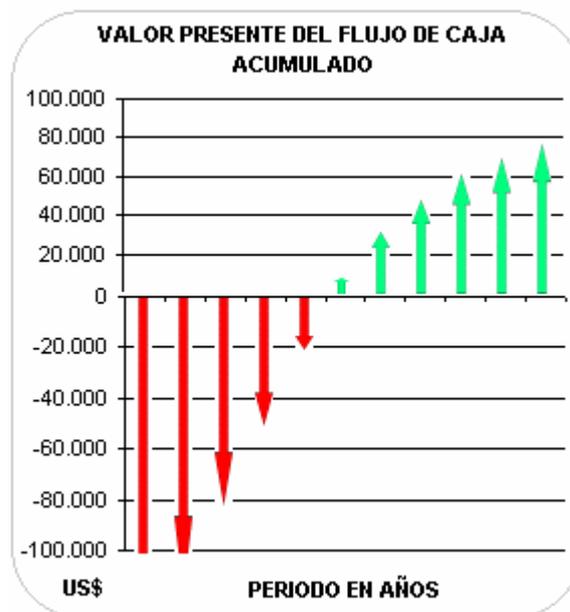


Grafico VII.17 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año cero.

VII.4.3.7 Rentabilidad del proyecto # 9

La zona industrial de Boleita cuenta actualmente con todos sus circuitos sobrecargados, pudiendo afirmarse que son los circuitos con mayor porcentaje de sobrecarga y para los cuales se estima un crecimiento adicional en la zona. Entonces se plantea como alternativa de solución un nuevo circuito en la zona que descargue a los circuitos existentes y que asuma la nueva carga estimada.

El estudio económico resultó no rentable con un TIR de 3% y una relación beneficio / costo de 0,61 y un período de recuperación de 9 años (ver el gráfico VII.18). En caso de atrasar la inversión en el tiempo a dos años la inversión resulta mas atractiva para la empresa, en este caso se obtuvo un TIR de 7%, una relación beneficio / costo de 0,86 y un período de recuperación de 8 años (ver gráfico VII.19).

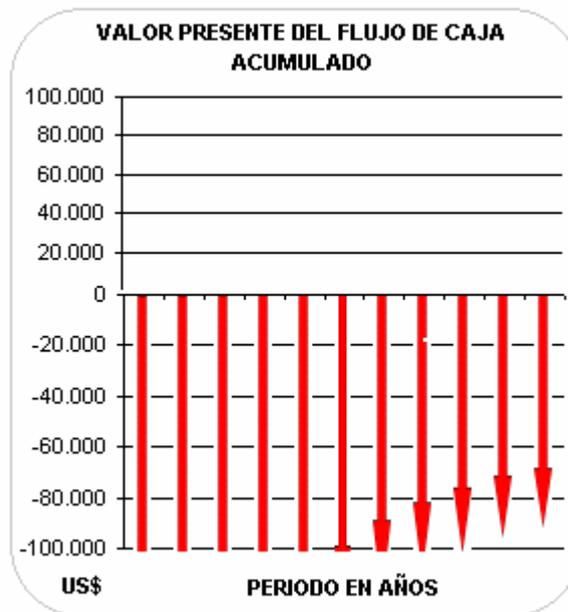


Gráfico VII.18 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año cero.

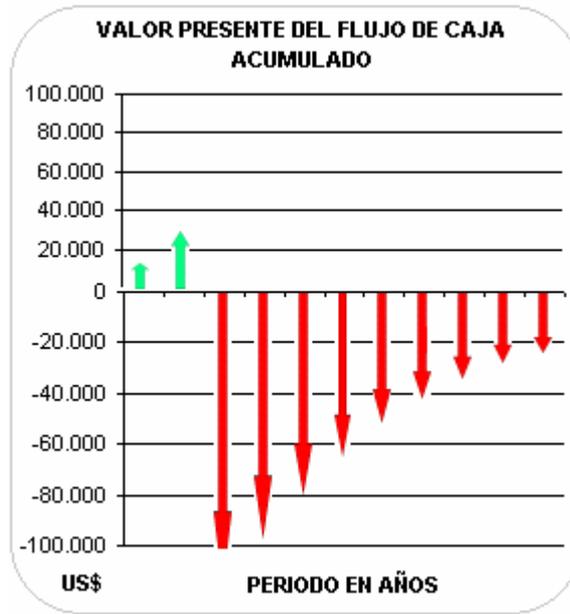


Grafico VII.19 Valor presente del flujo de caja acumulado. Proyecto realizado en el año dos.

CONCLUSIONES

En primer lugar merece destacar que con la realización de este trabajo se pudo alcanzar el objetivo general del trabajo, establecer una estrategia de planificación a dos subestaciones de 100MVA.

Aparte de lo anterior fue posible extender el alcance originalmente propuesto, a fin una tercera subestacion adicional, por cuanto ella tenia una influencia determinante en al definición del plan de mejoras a proponer. Con la realización del trabajo objeto de esta pasantía se pudo constatar lo imprescindible que resultó esta modificación del alcance original.

Para la definición del plan de mejoras de las subestaciones estudiadas, se alcanzaron todos lo objetivos específicos, entre los cuales se destacan: estimación de la demanda futura, para lo cual se obtuvieron tres índices de zonas representativas, y su correcta asignación entre los circuitos primarios de las subestaciones, simulación del comportamiento de los circuitos primarios con las nuevas cargas ante condiciones de operación normal y en emergencia, elaboración de las estrategias de solución a los problemas detectados y evaluación técnica-económica de ellas para establecer un orden jerárquico en cuanto a su posibilidad real de implantación.

A continuación se presenta un resumen de las principales conclusiones a las que se arribó con la realización del presente trabajo.

- ✓No se consiguieron circuitos con problemas de caídas de tensión, por encima de los valores limites que imponen los criterios de planificación.
- ✓En las condiciones actuales se verificó que las barras de las tres subestaciones están perfectamente balanceadas.

- ✓ Todo parece indicar que, bajo las hipótesis del trabajo, que los circuitos que se encuentran actualmente en la zona de estudio confrontaran problemas para suplir la demanda estimada a mediano plazo.
- ✓ A mediano plazo, si se desarrollan todas las parcelas y cargas concentradas estimadas para la zona estudiada, las tres subestaciones: “A” en 4.8kV, “B” en 12.47kV y “C” en 12.47kV, se encontraran próximas a llegar a su capacidad firme.
- ✓ Se prevé que en el mediano plazo, el balance de las cargas de las barras de las subestaciones dependerá del orden en que se conecten la futuras cargas en al zona.
- ✓ La subestación “C” posee dos salidas de circuitos, una subterránea que ya encuentra llegando a su capacidad máxima de tuberías ocupadas, y la otra aérea que, tiene el 90% de troncales sus troncales en muy mal estado y sobrecargados. Adicionalmente ambos circuitos poseen diferentes calibres de conductores en sus troncales.
- ✓ Se definieron 9 estrategias, logrando:
 1. Adecuar todos los circuitos con problemas en su condición de operación a futuro de: sobrecarga, interconexiones, y cambios de calibres en sus conductores.
 2. Definir tres (3) circuitos nuevos que puedan suplir parte de la demanda actual y la demanda futura estimada, tomando en cuenta todos los criterios de planificación considerados.
- ✓ De las siete estrategias realizadas, sólo cuatro de ellas resultaron rentables; sin embargo, las restantes no dejan de ser necesarias para la red, debido a que serian técnicamente importante tener presentes para proporcionar un servicio confiable y continuo al cliente.

- ✓En el caso de los circuitos nuevos propuestos la rentabilidad esta estrechamente relacionada a la posibilidad de conexión de nuevos clientes a la red; en el caso de las adecuaciones, es más provechoso para la empresa retrasar las inversiones en el tiempo.

- ✓Se detectó que el programa EFIPRO posee varias debilidades: cuando se estudia una estrategia sólo se pueden involucrar un máximo de cinco circuitos; en el caso de las variables como factor de potencia, factor de pérdidas y factor de carga, permanecen constantes antes y después que se realiza la estrategia.

- ✓Por cuanto solo se tienen registros hasta la fecha de los pocos valores del TTIK y FMIK (correspondientes a los años 2003 y 2004), haría falta un poco más de historia para realizar una mejor evolución de los proyectos que no son rentables.

- ✓Resultado del análisis de todas las propuestas consideradas se concluyó que unas de las completas, considerando los criterios de planificación empleados, es la número seis (6). (Mostrada en el Anexo 1)

RECOMENDACIONES

Una vez obtenidos los resultados de este trabajo y después de haber realizado un intercambio de opiniones con el Ingeniero tutor y algunos miembros del Equipo de Planificación de la Región Este, surgieron algunas las recomendaciones que presentaremos a continuación:

- ✓ Por cuanto en la actualidad a la subestación “A” le queda poca reserva. A pesar de las estrategias planteadas para descargarla, existirá un inminente crecimiento vegetativo de los consumidores en la zona que la acercaría a su capacidad firme a mediano plazo, por lo tanto, no es recomendable conectarle carga adicional. Aunado a lo anterior de continuarse sobrecargando la red, su readecuación será cada vez menos rentable.
- ✓ Según las proyecciones a mediano plazo, la subestación “B” llegará a su capacidad firme, por lo tanto, se recomienda realizar un seguimiento de la demanda para planificar las obras asociadas a la cuarta unidad de transformación.
- ✓ Existe actualmente un conjunto residencial llamado Parque Residencial del Este, que a la fecha cuenta con 1.750 kVA instalados, y para la cual se estimó una demanda al final del proyecto de más de 4.000 kVA. la cual, no podrá ser servida de la red actual, por lo que se propone evaluar una estrategia de expansión EDC-Cliente que resulte beneficiosa para ambas partes. Esta solución representada en un circuito nuevo, se propone derivarlo de la subestación “B”, ya que la subestación “C” no tendrá capacidad.
- ✓ Se reitera la necesidad de que a mediano plazo, en la medida en que se vayan conectando las nuevas cargas, será necesario ir revisando el balance de las barras de las Subestaciones “B” y “C”, a fin de proceder con su reasignación ante situaciones de desbalanceo severo. Este problema estará latente mientras todas las parcelas se desarrollan.

- ✓ Existe un parcelamiento levantado en la zona que corresponde a un posible proyecto de un hotel cinco estrellas según conversaciones en campo, para el que se recomienda, por su cercanía, conectarlo a la red 30kV. De no ser así, esta carga la podría asumir perfectamente la subestación “C”.
- ✓ Con respecto a la salida de la subestación “C”, es recomendable construir un puente por la actual salida aérea que permita el acondicionamiento de los circuitos mediante bancadas. Esta recomendación, más allá de resolver los problemas técnicos resolverá muchos problemas de seguridad en el futuro.
- ✓ Es importante que el Equipo de Planificación de la Región estén atentos para evitar sobrecargas en los circuitos de las subestaciones analizadas, con lo que se evitaría tener que realizar adecuaciones posteriores en la red que resultarían no rentables a corto plazo.
- ✓ Con miras a reforzar el proceso de evaluación económica de planificación de distribución es recomendable realizar una revisión detallada del programa EFIPRO. Cada estrategia planteada contiene flujos de dinero diferentes, inclusive en años deferentes, por lo que se propone evaluar los proyectos de manera particular, llegando a un equilibrio entre los datos más sensibles y el tiempo que se tomaría para el cálculo.
- ✓ .Sería interesante poder colocar todos los circuitos involucrados en el programa para realizar la evaluación económica macro de este estudio y así saber la rentabilidad real del mismo.
- ✓ Aprovechando este estudio, se recomienda profundizar las evaluaciones técnico-económicas ya consideradas por el EFIPRO, para realimentar detalles que podrían tener algunos proyectos que no son rentables con la actual simulación. Al respecto sería interesante poder colocar todos los circuitos involucrados en el programa y realizar una evaluación completa del estudio en cuestión y de esta forma conocer su rentabilidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1] C.A. La Electricidad de Caracas. *Norma de Diseño* (IID)p.(6 – 99). *Aplicación de Seccionamiento en Líneas Primarias de Distribución* Noviembre 1.999.
- [2] Naranjo, Alberto. *Instructivo para la Ejecución de los Planes a Corto y Mediano Plazo del Sistema Primario en la EDC*. Caracas, 2.003.
- [3] Lamb, Allan. *Planificación a Corto Plazo de los Circuitos de la S/E Coche en 4,8 kV.*,(tesis).Caracas: Universidad Simón Bolívar, Sartenejas, Febrero 2.003, p.15
- [4] Quintero, Carmen Victoria. *Estudio de Planificación a mediano plazo de una S/E de distribución de la C.A La Electricidad de Caracas. S/E Humboldt* ,(tesis).Caracas: Universidad Simón Bolívar, Sartenejas. Abril 2005. p.25
- [5] <http://www.geocities.com/WallStreet/District/7921/Planification.html>

BIBLIOGRAFÍA

Tesis

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, Sartenejas, Abril 2.004.

Espinosa, R.“Sistemas de Distribución”.(tesis) Limusa, México, 1.990

Khodr, H. M. Diseño Óptimo de Redes Eléctricas de Distribución Secundaria. Tesis de Doctorado, ISPJAE, Cuba, 1.996.

Carrasco Shirley. Estudio Técnico- Económico para la Construcción de la S/E Cantarrana 115/13.8kV de ELECENRO C.A. (tesis).—Caracas: Universidad Central de Venezuela. Mayo 2005.

Cruz Roberto. Evaluación técnico-Económica de las alternativas disponibles para la alimentación de una carga concentrada. Caso Centro Comercial. (tesis).— Maracay: Universidad Experimental Politécnica de la Fuerza Armada Nacional. Abril 2002.

Manual

Naranjo, Alberto. Guía de Comandos del Programa ASPV7A. Caracas, 2003.

Análisis de criterios, modelos y procedimientos para una metodología integral de planificación de sistemas eléctricos. Vol. II..CADAFE. Vicepresidencia de Planificación. Gerencia de planificación de sistemas eléctricos. 1984

Internet

<http://www.ecolink.com.ar/definicion/pib.shtml>

http://www.icc.es/pdf/full_icc_9/castella9.pdf

<http://www.monografias.com/trabajos11/sisco/sisco.shtml>

<http://www.ugto.mx/figh/memorias/14.htm>

<http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/dee/dee-1/dee-1.htm>

<http://www.economia.cl/economiafinal.nsf/>

<http://www.aulafacil.com/CursoMatematicasFinancieras/Finanza64.htm>

http://www.edc-ven.com.ve:2005/comite_info.asp

<http://www.edc-ven.com.ve>

GLOSARIO

Con la finalidad de facilitar la comprensión de términos utilizados durante el desarrollo del Estudio de Planificación a Mediano Plazo, se proceden a definir algunos conceptos asociados con el trabajo:

Archivos *.dat [4]: Son archivos que almacenan la información por circuito de los equipos, cargas, longitud de tramos, ductos ocupados en las bancadas y las interconexiones con circuitos vecinos. Se utilizan como archivos de entrada para los programas de simulación utilizados a lo largo del estudio (ver Anexo A).

Base Cartográfica de Caracas: Es un mapa de la ciudad de Caracas elaborado con una técnica denominada restitución aerofotogramétrica. La misma se realiza a partir de fotografías aéreas de escala de vuelo variable. Este proceso permite la sobreposición de datos sobre las imágenes [45, 47]. Junto con los datos de restitución y de edición, la base proporciona elementos de referencia, como por ejemplo vialidad (calles, avenidas, autopistas), números de cuadrícula, parcelas, solares, áreas verdes, etc.

Capacidad de Diseño [4]: Se define como las dos terceras partes ($\frac{2}{3}$) de la capacidad de emergencia del conductor.

Capacidad de Emergencia o de Sobrecarga [4]: Es la carga máxima que puede soportar un conductor sin sufrir daños irreversibles, al igual que en la capacidad nominal del troncal, ésta depende de otros factores como la cantidad de ductos ocupados en la bancada donde se encuentra el conductor, etc. Para conductores desnudos se asume que la capacidad de emergencia es igual a la capacidad nominal. La vida útil no se verá afectada si la operación en condición de emergencia o por sobrecarga se realiza por cortos períodos.

Capacidad Instalada de la Subestación: Es la sumatoria de las capacidades nominales de cada una de las unidades transformadoras ubicadas en la subestación.

Capacidad Nominal [4]: Se define como la carga máxima que puede soportar un conductor sin que se reduzca su vida útil; tomando en consideración el calibre, el material aislante (polietileno, papel plomo, goma neopreno, etc.) y el número de ductos ocupados por bancada.

El efecto térmico de los conductores que pasan por una misma bancada afecta la capacidad de los mismos, es decir, a mayor número de ductos ocupados, mayor temperatura y por ende menor capacidad de los conductores que ocupan la bancada. Para planificar es necesario estudiar el peor caso, aquel donde exista el mayor número de ductos ocupados dentro de una misma bancada por el troncal de cada circuito.

Capacidad Térmica de los Conductores [1]: Es la propiedad que tienen los conductores de operar en un régimen de carga continuo a una temperatura determinada sin que pierda sus propiedades físicas y vida útil. Depende de varios factores entre los cuales se menciona el tipo de conductor (aluminio o cobre), el material del aislante (polietileno, papel plomo, goma neopreno, etc.), el tipo de instalación (aérea o subterránea), etc.

Carga Concentrada [4]: Son aquellas cargas que están ubicadas físicamente 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 está constituido por una o más unidades de transformación y podrá estar destinado:

Al uso exclusivo de un solo suscriptor; como sucede en el caso de edificaciones institucionales, comerciales o industriales de administración única: hospitales, hoteles, institutos o empresas del estado, etc.

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

Carga Conectada [4]: Es la suma de todas las capacidades nominales de los equipos de transformación conectados a un circuito. Esta información viene adjunta al plano de operación de cada circuito.

Carga Distribuida [4]: Son aquellas cargas 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.

Circuito con Doble Copa: Son dos circuitos primarios que parten desde el mismo interruptor dentro de la subestación.

Circuito Expreso [4]: Son circuitos que alimentan exclusivamente una carga concentrada en un área determinada.

Conexión Modular de Seccionamiento (CMS) [1]: 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 más rápidamente que una conexión modular normal. Su operación debe hacerse sin tensión.

Crecimiento Vegetativo [3]: Es el crecimiento experimentado por la demanda de un circuito debido al incremento del consumo por parte de los suscriptores ya existentes.

Cuadrículas [1,3]: Son planos de escala 1:1.000 o 1:500, que abarcan 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.

Demanda Máxima [1]: Es el máximo valor de demanda registrado en un intervalo específico de tiempo.

Factor de Carga [3]: Se define como la relación entre la demanda promedio y la demanda máxima en un período de tiempo dado. Indica el grado de duración de la carga pico.

Factor de Pérdidas [4]: Es la relación entre el promedio y el pico de las pérdidas de potencia en un período de tiempo específico.

Factor de Utilización [1]: Es la relación entre la demanda máxima y la carga conectada de un circuito. Indica la fracción de la capacidad del sistema que se está utilizando durante el pico de la carga en el intervalo considerado, es decir, indica la utilización máxima del equipo o instalación.

Indicador de Falla [1]: Dispositivo que señala el paso de una corriente de cortocircuito.

Interconexión [1]: Punto de unión de dos circuitos de distribución.

MVA_{min}: Energía dejada de entregar ya sea a causa de falla, maniobra de operación o parada programada.

Nivel de Cortocircuito [1]: Se define como la corriente máxima que circularía por un punto de la red ante la peor condición de falla.

Planos de Operación [2]: Son planos que contienen información geográfica de las rutas de los circuitos primarios y de los equipos conectados a lo largo de estas rutas. Se resaltan los diferentes puntos de seccionamiento, puntos de transformación, puntos de interconexión con circuitos vecinos, el tipo y calibre los conductores y los puntos de compensación reactiva. Los planos están en escala 1:2.500 y presentan leyendas en las cuales se especifican los datos de cada uno de

los equipos conectados en el circuito: transformadores (T), protectores de distribución (PD), interruptores de distribución (ID).

Planos Macro [1]: Son planos que muestran las rutas de los circuitos de una subestación y que permiten identificar su ubicación en la cuadrícula. Al igual que en los planos de operación, se resaltan los puntos de seccionamiento, transformación e interconexión con otros circuitos. No se presentan las especificaciones en cuanto al calibre de los conductores, sólo se especifican si son tramos aéreos o subterráneos. Cada circuito es representado por un código de colores estandarizado.

Porcentaje de Caída de Tensión [1]: Se define como la diferencia porcentual de tensión entre un punto cualquiera del circuito y la barra de salida de la subestación.

Seccionador [1]: Equipo que puede ser operado bajo carga, con capacidad de cierre en condiciones de falla y que permite seccionar el circuito primario.

Seccionamiento [1]: Segmentación de un circuito de distribución.

Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) [2]: Siglas en inglés que significan Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Un SCADA es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo.

Ramal [1]: Derivación del troncal, con un calibre inferior a éste y que alimenta varias cargas.

Troncal [1]: Es la ruta con el conductor de mayor calibre que limita la capacidad de carga de un circuito.