

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A MEDIANO PLAZO DE S/E EN 12,47kV QUE INCLUYAN LA INCORPORACIÓN DE CARGAS ESPECIALES ASOCIADAS A LA SUSTITUCIÓN DE UNA S/E EN 4,8kV

Profesor Guía: Alexander Cepeda
Tutor Industrial: Ing. Andreina Silombria

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por el Br. Freddy J. Araujo N.
para optar al Título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2011

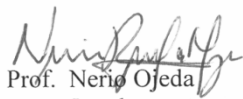
CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 27 de mayo de 2011

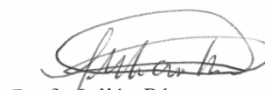
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Freddy J. Araujo N., titulado:

**“ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A MEDIANO PLAZO DE S/E EN 12,47 kV
QUE INCLUYAN LA INCORPORACIÓN DE CARGAS ESPECIALES
ASOCIADAS A LA SUSTITUCIÓN DE UNA S/E EN 4,8 kV”**

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


Prof. Nerio Ojeda
Jurado


Prof. Alexander Cepeda
Prof. Guía


Prof. Julián Pérez
Jurado

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis padres y hermana: Freddy, Ana y Glenda, y a mi novia Adriana Moreno.

AGRADECIMIENTOS

Primero que todo agradezco a Dios por haberme dado la vida.

Agradezco a mis Padres por haberme educado y apoyado en todo momento.

A la Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras, por brindarme todos los conocimientos que me han servido para la vida y para contribuir con el futuro de este País.

A la Escuela de Ingeniería Eléctrica por haberme formado como Ingeniero Electricista en Potencia, a un alto esfuerzo, y en especial a los profesores: William La Cruz, Raúl Arreaza, Rafael Rivero, Dan El Montoya, Freddy Brito, Simón Cesín, José Pérez, Antonio Clemente, Nerio Ojeda, Alexander Cepeda, Luis Prato, entre muchos otros, que gracias a sus grandes conocimientos impartidos y alta exigencia en sus clases, me han formado como un ingeniero competente para resolver problemas asociados a los sistemas eléctricos y contribuir con el desarrollo del País.

Al Profesor Crisanto Villalobos, por apoyarme siempre durante mi estadía en la Universidad y aconsejarme en reiteradas oportunidades sobre la verdadera práctica de la Ingeniería.

A la Unidad de Planificación de Distribución de la EDC, en especial a la Ing. Andreina Silombria por haberme permitido realizar mi TEG en dicho departamento y ayudarme siempre que lo necesité, de igual manera al Ing. Alexis Suárez, Ing. Aurymar Silva, Ing. Carla Rodrigues y al Ing. Moisés Marcano.

A mi novia hermosa Adriana, por siempre escucharme, apoyarme, corregirme y estar ahí en los momentos más difíciles.

Freddy J. Araujo N.

**ESTUDIO DE PLANIFICACIÓN A MEDIANO PLAZO DE S/E EN
12,47kV QUE INCLUYAN LA INCORPORACIÓN DE CARGAS
ESPECIALES ASOCIADAS A LA SUSTITUCIÓN DE UNA S/E EN
4,8kV**

**Prof. Guía: Alexander Cepeda. Tutor Industrial: Ing. Andreina Silombria.
Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica.
Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: C.A La Electricidad de
Caracas (EDC). 2011. 116h+anexos**

Palabras claves: Subestación (S/E); Circuitos Eléctricos; Cambio de Tensión;
Demanda Máxima; Capacidad Firme.

Resumen. Se plantea el cambio de tensión a 12,47kV de todos los circuitos alimentados en 4,8kV desde la S/E JMI. Dicha S/E está conformada por tres unidades de transformación las cuales presentan operatividad de más de 40 años y ocho (8) circuitos asociados, cuya demanda máxima registrada supera el criterio de capacidad firme normado por la empresa. Algunos circuitos presentan sobrecarga en el troncal o tramos asociados, por tanto se planea para un horizonte a mediano plazo (5 años) transferir todos los circuitos de la S/E JMI hacia las S/E vecinas en 12,47kV; para ello se evaluó la disponibilidad futura de las mismas en función del crecimiento pronosticado y las nuevas cargas a conectarse. La reconfiguración de los circuitos se llevó a cabo proyectando diversas rutas por calles y avenidas principales y mediante la interconexión con otros circuitos en 4,8kV. La adecuación de los circuitos para operar en 12,47kV desde el punto de vista de planificación depende principalmente del tipo de aislamiento de los conductores, tipo de transformadores, estructuras aéreas y corriente nominal de los interruptores asociados a los mismos. Luego de determinar los equipos que deben reemplazarse e instalarse de acuerdo a las simulaciones obtenidas, se estimaron los costos totales así como la viabilidad mediante indicadores financieros. En este caso la cuantificación de los beneficios al llevar a cabo este proyecto están muy por debajo de los costos totales; sin embargo este proyecto responde a una visión global del reemplazo de toda la red 30/4,8kV por 69/12,47kV.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
CONSTANCIA DE APROBACIÓN	III
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTOS	V
RESUMEN.....	VI
LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE TABLAS	XII
ACRÓNIMOS	XIV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA.....	3
1.2 ANTECEDENTES	7
1.2.1 Descripción del sistema de 30/4,8kV de la EDC	7
1.2.2 Diagnóstico del sistema	10
1.2.3 Propuestas de solución para el sistema de 30/4,8kV	12
1.3 JUSTIFICACIÓN	13
1.3.1 Análisis económico de las propuestas	14
CAPÍTULO II	
OBJETIVOS.....	15
2.1 OBJETIVO GENERAL	15
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	15

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO	16
3.1 CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA.....	16
3.1.1 Demanda eléctrica.....	16
3.1.2 Demanda máxima	16
3.1.3 Carga instalada.....	17
3.1.4 Factor de carga.....	17
3.1.5 Factor de demanda	18
3.1.6 Factor de utilización.....	19
3.1.7 Factor de diversidad	19
3.1.8 Factor de potencia	20
3.1.9 Factor de pérdidas	22
3.2 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA FUTURA	23
3.2.1 Medias móviles	24
3.2.2 Suavización exponencial simple	25
3.2.3 Suavización exponencial de Holt.....	27
3.2.4 Suavización exponencial de Winters	28
3.3 PRINCIPALES CRITERIOS DE DISEÑO UTILIZADOS EN LA UNIDAD DE PLANIFICACIÓN DE LA EDC	30
3.3.1 Criterio de capacidad de diseño de los conductores de distribución.....	30
3.3.2 Criterio de caída de tensión máxima.....	30
3.3.3 Criterio de capacidad firme de las S/Es	30
3.3.4 Criterio de pérdidas técnicas.....	31
3.3.5 Criterios de seccionamiento.....	32
3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS UTILIZADOS EN LA UNIDAD DE PLANIFICACIÓN DE LA EDC	37
3.4.1 ASP	37
3.4.2 PSS/ADEPT.....	39
3.4.3 EFIPRO	40

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA.....	41
4.1 DESCRIPCIÓN DE LAS ACTIVIDADES	41

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	44
5.1 CONDICIONES OPERACIONALES	44
5.1.1 S/E Propatria	45
5.1.2 S/E Juan Miranda	61
5.1.3 S/E Pineda.....	66
5.2 RECONFIGURACIÓN Y ADECUACIÓN DE LOS CIRCUITOS DE LA S/E JMI PARA OPERAR EN 12,47kV	72
5.2.1 Cambio de tensión del circuito JMI_A02.....	74
5.2.2 Cambio de tensión del circuito JMI_A03.....	80
5.2.3 Cambio de tensión del circuito JMI_A06.....	85
5.2.4 Cambio de tensión del circuito JMI_A07.....	91
5.2.5 Cambio de tensión de los circuitos JMI_A08 y JMI_A11	93
5.2.6 Cambio de tensión del circuito JMI_A09.....	96
5.2.7 Cambio de tensión del circuito JMI_A13.....	99

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS ECONÓMICO	103
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	105
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	107
BIBLIOGRAFÍA	109
GLOSARIO.....	110
ANEXOS	116

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1. Organigrama de la Vicepresidencia de Distribución	6
Figura 1.2. S/E 69/30kV.....	8
Figura 1.3 Ubicación geográfica de la S/E Catia 30kV (Fuente: Googlemaps).....	11
Figura 1.4 Diagrama unifilar de la S/E Catia 30kV.....	12
Figura 5. 1. Tensiones mínimas por circuito de la S/E PRO.....	52
Figura 5.2. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia del conductor más cargado por circuito de la S/E PRO.....	52
Figura 5.3. Porcentaje de pérdidas por circuito de la S/E PRO.....	53
Figura 5.4. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad nominal del conductor más cargado por circuito de la S/E PRO.....	53
Figura 5.5. Tensiones mínimas por circuito de la S/E PRO, escenario futuro.....	59
Figura 5.6. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia del conductor más cargado por circuito de la S/E PRO, escenario futuro	59
Figura 5.7. Porcentaje de pérdidas por circuito de la S/E PRO.....	60
Figura 5.8. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad nominal del conductor más cargado por circuito de la S/E PRO.....	60
Figura 5.9. Tensiones mínimas por circuito de la S/E JMI.....	63
Figura 5.10. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia del conductor más cargado por circuito de la S/E JMI	64
Figura 5.11. Porcentaje de pérdidas por circuito de la S/E JMI.....	64
Figura 5.12. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad nominal del conductor más cargado por circuito de la S/E JMI	65
Figura 5.13. Tensión mínima por circuito.....	68
Figura 5.14. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia del conductor más cargado por circuito de la S/E PND.....	69
Figura 5.15. Porcentaje de pérdidas por circuito	69

Figura 5.16. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad nominal del conductor más cagado por circuito de la S/E JMI	70
Figura 5.17. Ubicación geográfica de las S/Es involucradas	72
Figura 5.18. Red circuital de las S/Es involucradas	73
Figura 5.19. Estrategia 01 para llevar a cabo el cambio de tensión de la S/E JMI_A02	76
Figura 5.20. Traspaso de carga desde el circuito JMI_A02 a través de cierre y apertura de interruptores	78
Figura 5.21. Traspaso en proyecto de JMI_A03 hasta PRO_A01.....	81
Figura 5.22. Circuito definitivo como estrategia de cambio de tensión del circuito JMI_A03	84
Figura 5.23. Estrategia 01 de solución para cambiar de tensión al circuito JMI_A06	86
Figura 5.24. Maniobras a realizarse en los circuitos JMI_A06 y MRY_A14.....	88
Figura 5.25. Circuito definitivo como estrategia de cambio de tensión del circuito JMI_A06	90
Figura 5.26. Circuito definitivo como estrategia de cambio de tensión del circuito JMI_A07	92
Figura 5.27. Circuito definitivo como estrategia de cambio de tensión de los circuitos JMI_A08 y JMI_A11	95
Figura 5.28. Circuito definitivo correspondiente al cambio de tensión de JMI_A09.	97
Figura 5.29. Circuito definitivo para cambiar de tensión a JMI_A13	100

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. S/E de 69/30kV y las S/E asociadas de 30/4,8kV	9
Tabla 1.2. Costos de inversión totales estimados en equipamiento de las propuestas de solución para la S/E Catia	14
Tabla 3.1. Caída de tensión máxima permitida	30
Tabla 3.2. Segmentación de alimentadores subterráneos	33
Tabla 5.1. Características de las unidades de transformación de la S/E PRO.....	45
Tabla 5.2. Traspasos hacia S/E PRO	47
Tabla 5.3. Traspasos desde S/E PRO.....	47
Tabla 5.4. Traspasos de carga hacia y desde la S/E PRO	48
Tabla 5.5. Cargas nuevas a conectarse al sistema (concentradas).....	48
Tabla 5.6. Demanda estimada en un horizonte a mediano plazo	49
Tabla 5.7. Comparación entre el escenario actual y futuro.....	50
Tabla 5.8. Condición operacional actual de los circuitos de la S/E PRO	51
Tabla 5.9. Variación de la carga antes y después de llevar a cabo los proyectos.....	54
Tabla 5.10. Condición futura sin considerar el crecimiento vegetativo	55
Tabla 5.11. Crecimiento futuro de los circuitos de la S/E PRO.....	56
Tabla 5.12. Condición futura de los circuitos de la S/E PRO	57
Tabla 5.13. Condición futura de operación de los circuitos de la S/E PRO	58
Tabla 5.14. Características de las unidades de transformación de la S/E JMI.....	61
Tabla 5.15. Condición actual de operación de los circuitos de la S/E JMI.....	62
Tabla 5.16. Estimación futura de los circuitos de la S/E JMI	65
Tabla 5.17. Características de las unidades de transformación de la S/E PND	66
Tabla 5.18. Condición actual de operación de la S/E PND	67
Tabla 5.19. Crecimiento vegetativo de la S/E PND	71
Tabla 5.20. Circuitos involucrados en el cambio de tensión de JMI_A02	74
Tabla 5.21. Cambio de Tensión de JMI_A02, MRY_A04 y CDA_A07 (Estrategia 1)	77

Tabla 5.22. Cambio de Tensión de JMI_A02, MRY_A04 y CDA_A07 (Estrategia 2)	79
Tabla 5.23. Cambio de Tensión de JMI_A02, MRY_A04 y CDA_A07 definitivo ...	79
Tabla 5.24. Cambio de Tensión de JMI_A03 - GRT_A05 a PND (Estrategia 1).....	82
Tabla 5.25. Cambio de Tensión de JMI_A03 y GRT_A05 definitivo	83
Tabla 5.26. Cambio de Tensión de JMI_A06 a PRO_A03 (Estrategia 1)	87
Tabla 5.27. Cambio de Tensión de JMI_A06 a PRO_A03 (Estrategia 2)	89
Tabla 5.28. Cambio de Tensión de JMI_A07	92
Tabla 5.29. Carga definitiva a la cual podrá estar sometido el conductor troncal de la S/E PND.....	94
Tabla 5.30. Cambio de Tensión de JMI_A08 y JMI_A11 definitivo	96
Tabla 5.31. Cambio de Tensión de JMI_A09 - MRY_A05 a PND (Estrategia 1).....	98
Tabla 5.32. Cambio de Tensión de JMI_A09 - MRY_A05 a PND (Estrategia 2).....	98
Tabla 5. 33. Cambio de Tensión de JMI_A13	101
Tabla 6.1. Costos totales de cada proyecto de cambio de tensión.....	103

ACRÓNIMOS

EDC: Electricidad de Caracas

S/E: Subestación

JMI: Juan Miranda

PRO: Propatria

PND: Pineda

CDA: Cañada

GRT: Guarataro

MRY: Maury

SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition

LD: Línea aérea de Distribución

CD: Conductor subterráneo de Distribución

PD: Protector de Distribución

ID: Interruptor de Distribución

PLT: Polietileno

GN: Goma Neopreno

kcmil: Mil circular mil

SIMIP: Sistema Integrado de Mantenimiento de la Información de Planos de la Electricidad de Caracas

SIGRED: Sistema de Información Geográfica de la Red

EFIPRO: Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión

DM: Doble Mando

Pu: Por Unidad

CE: Capacidad de Emergencia

CN: Capacidad Nominal

TCI: Tasa de crecimiento interanual.

B/C: Relación Beneficio-Costo

CCO: Centro de Control de Operaciones

INTRODUCCIÓN

Según estudios realizados por FUNINDES-USB, el sistema de 30/4,8kV de la Electricidad de Caracas (EDC) presenta actualmente un alto nivel de obsolescencia en sus equipos y conductores, lo que trae como consecuencia la disminución de la confiabilidad de la red, que a su vez repercute en la calidad de servicio prestada a los usuarios. Esto unido a la creciente demanda que se ha venido registrando en los últimos años.

De acuerdo a dichos estudios toda la red de 30/4,8kV debe ser cambiada a 69/12,47kV, comenzando con las S/E que presentan mayor grado de criticidad. La S/E Catia de 30/4,8kV, la cual presenta dicho perfil en cuanto a la obsolescencia en el equipamiento que la constituye, tiene asociadas ocho (8) S/E en 4,8kV que son: Artigas, Bella Vista, Catia, Cañada, Guarataro, Juan Miranda, Maury y Pineda. El área de Planificación de Distribución de la Electricidad de Caracas es la encargada de realizar estos cambios, los cuales fueron concebidos como un macroproyecto dentro del cual cada subestación de 4,8kV representa un caso de estudio particular.

La subestación seleccionada para este trabajo es la S/E Juan Miranda (JMI), asociada a la Barra Catia. Esta S/E está conformada por ocho (8) circuitos que suministran energía eléctrica a parte del oeste de Caracas como lo son las zonas: Casalta 1,2 y 3, Propatria, La Silsa y Av. Morán, entre otras. Se tiene estimado que el inicio de los cambios de tensiones asociados a esta barra sea para el año 2012.

Con base a lo antes planteado, este Trabajo Especial de Grado busca presentar los estudios, consideraciones y soluciones (desde el punto de vista técnico-económico), para traspasar los circuitos de la S/E JMI en 4,8kV a las S/Es adyacentes con niveles de tensión superior (12,47kV). No obstante, estos estudios, consideraciones y soluciones abarcan un trasfondo teórico complejo, específicamente

algoritmos de cálculos basados en técnicas y métodos teóricos de flujo de potencia y cortocircuito con manipulación de datos y configuraciones circuitales que amerita la utilización de programas computacionales (utilizados por la EDC) para modelar y simular la respuesta de los circuitos ante las diferentes reconfiguraciones topológicas asociadas a la reconfiguración de la red, con base a las diferentes estrategias de traspaso de carga bajo estudio.

Este Trabajo está conformado por seis (6) capítulos:

Capítulo I: Antecedentes y Justificación del macroproyecto de cambio de tensión.

Capítulo II: Objetivo general y específicos.

Capítulo III: Bases teóricas que sustentan la solución del problema.

Capítulo IV: Metodología de trabajo.

Capítulo V: Simulación de las condiciones operacionales de las S/Es involucradas y análisis de las posibles estrategias de traspaso de carga desde los circuitos asociados a la S/E JMI hasta las S/Es adyacentes en 12,47kV.

Capítulo VI: Análisis de costos totales de cada estrategia de traspaso de carga y factibilidad económica de acuerdo a indicadores financieros actuales.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Descripción de la Empresa

Según las referencias [1] y [2], la Electricidad de Caracas fue fundada el día 27 de Noviembre de 1895 por el ingeniero Ricardo Zuloaga en una finca de su propiedad llamada “El Encantado”, en la cual construyó la primera estación hidroeléctrica del país en el curso del Río Guaire, cerca de Santa Lucía, y la misma transmitió electricidad a distancia hacia una ciudad de 72500 habitantes con una potencia de 420kW, generada por 2 plantas. En la actualidad la empresa cuenta con más de un millón de clientes y cuatro millones y medio de usuarios, y una capacidad nominal de operación de 2316MW.

La Electricidad de Caracas y sus empresas filiales: Luz Eléctrica de Venezuela (CALEV), La Electricidad de Guarenas y Guatire (ELEGGUA) y Luz Eléctrica del Yaracuy (CALEY), suministran energía eléctrica a la Ciudad de Caracas, incluyendo el estado Vargas, Guarenas, Guatire, Los Teques, el Municipio Tovar del estado Aragua y a la ciudad de San Felipe y sus alrededores en el Estado Yaracuy.

Para las distintas áreas de operación, la EDC y sus empresas filiales, utilizan diferentes niveles de tensión: Generación (11,5kV y 13,8kV), Transmisión (69kV y 230kV), Sub-Transmisión (30kV y 69kV) y Distribución (4,8kV; 8,3kV y 12,47kV).

A través de la Vicepresidencia de Distribución, La Electricidad de Caracas tiene el objetivo de brindar el servicio de distribución de energía eléctrica de la manera más confiable y óptima posible a todos sus usuarios. Actualmente la zona de mayor consumo que registra la empresa corresponde a la zona metropolitana de Caracas la cual se encuentra seccionada en tres grandes regiones: Región Centro con 26 subestaciones de distribución, Región Este con 29 subestaciones de distribución y la Región Oeste con 22 subestaciones de distribución. Para el caso de la zona Metropolitana de Caracas, cada división de la empresa asociada a las regiones descritas debe garantizar la ejecución de las siguientes actividades:

- Operación y mantenimiento de la red de distribución eléctrica.
- Mantenimiento del alumbrado público de las vías.
- Diseño y construcción de proyectos eléctricos para los clientes.
- Ejecución de los proyectos de adecuación.
- Expansión y mejora en la red y en el servicio prestado.
- Solución de averías y reclamos de servicio.
- Servicio completo del área comercial.

1.1.1 Objetivos de la Vicepresidencia de distribución de la empresa

La Electricidad de Caracas a través de su Vicepresidencia de distribución (ver figura 1.1) cumple con los objetivos siguientes: [1], [2]

- Auditar los procesos.
- Incrementar los ingresos.
- Garantizar una operación rentable bajo la nueva regulación y normativa interna.

- Lograr un alto grado de satisfacción en el cliente.
- Mejorar el desempeño mediante el uso de las mejores prácticas, la medición de resultados y la promoción de logros.
- Optimizar los activos.
- Optimizar los recursos financieros.
- Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Reducir los accidentes laborales tanto para el personal fijo como para contratistas y terceros.

1.1.2 Actividades y objetivos del equipo de planificación: [1], [2]

- Coordinar y consolidar los estudios de planificación a corto, mediano y largo plazo, realizados por cada una de las regiones y velar por su realización periódica.
- 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.
- Coordinar la actualización y unificación de la plataforma informática (Hardware y Software) requerida en todas las regiones para realizar los estudios de planificación.
- Mantener actualizados y unificados los procedimientos, métodos y criterios técnicos usados por cada región para realizar los estudios de Planificación de Distribución.
- Velar por un diseño que maximice la utilización del equipamiento y establezca una expansión ordenada y oportuna.
- Asignar prioridades en los proyectos especiales que involucren a todas las regiones y velar por su ejecución.

- Elaborar planes de trabajo periódicos, especificando: alcance, tiempo, recursos y costos, en conjunto con todas las regiones.
- Preparar anualmente el Plan de Adecuación y Expansión Consolidado del Sistema de Distribución.
- Preparar anualmente el Plan de Inversiones Consolidado del Sistema de Distribución.
- Detectar requerimientos de normalización de nuevas tecnologías, criterios y procedimientos compartidos por las regiones de distribución.
- Solicitar al Comité de Normalización la elaboración de normas, criterios y procedimientos que satisfagan las necesidades de la Planificación de Distribución.
- Detectar y solucionar necesidades de entrenamiento en el área de Planificación.

1.1.3 Organigrama de la Vicepresidencia de Distribución de la empresa

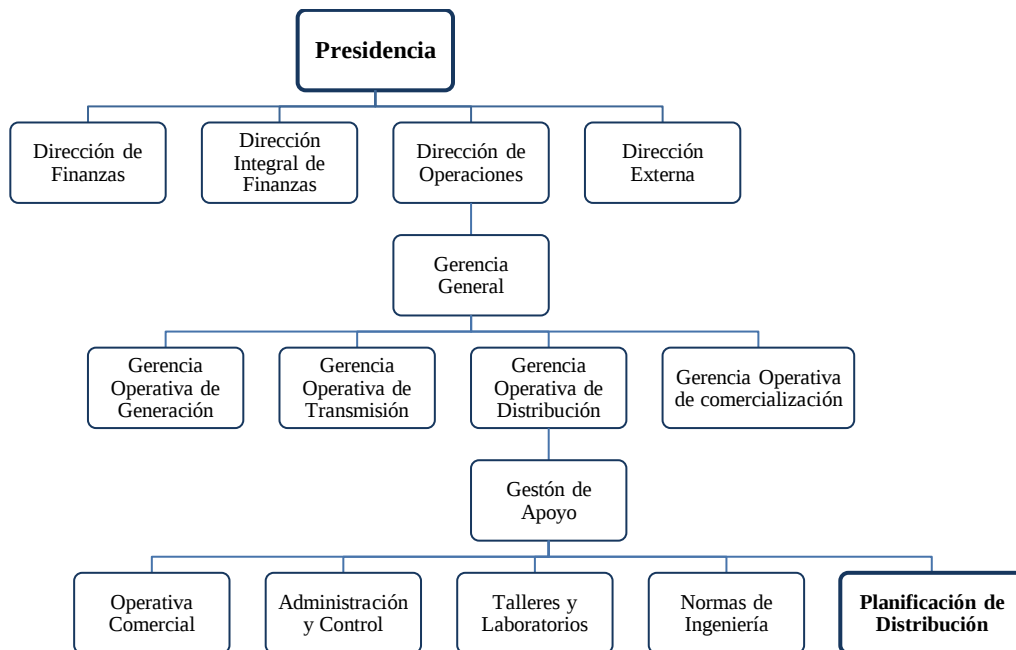


Figura 1.1. Organigrama de la Vicepresidencia de Distribución

1.2 Antecedentes

En el año 2008 la Unidad de Planificación de Distribución de la EDC, a través de la Fundación de Investigación y Desarrollo de la Universidad Simón Bolívar (FUNINDES-USB), presentó un estudio [3] del sistema 30/4,8kV de la EDC.

De acuerdo a las especificaciones técnicas y económicas presentadas en ese trabajo, se procede a describir entre otras cosas la ubicación, conformación y condiciones operacionales actuales, de dicho sistema de 30/4,8kV.

1.2.1 Descripción del sistema de 30/4,8kV de la EDC

El Sistema se encuentra ubicado en el Área Metropolitana de Caracas y la Región Vargas. Su demanda máxima es de aproximadamente 553 MW, para el período 2003-2007 según [3], que representa el 26,4% del total de la demanda servida por la EDC. Presenta las siguientes características:

- 8 S/E en 69/30kV y 45 S/E en 30/4,8kV.
- 501 km de conductores en 30kV (167 km de líneas aéreas y 334 km de cables subterráneos).
- 1369 km de conductores en 4,8kV (314 km de líneas aéreas y 1055 km de cables subterráneos).
- La carga servida está conectada, en su mayor parte, a la red de 4,8kV. Sin embargo, existen cargas concentradas conectadas a la red de 30kV.
- Muchos han estado funcionando por más de 50 años.
- La alimentación a nuevos clientes en 4,8kV representa costos elevados, ya que los niveles de criticidad en cuanto a la obsolescencia en el equipamiento

hacen vulnerable al sistema ante posibles fallas, las cuales tienen costos asociados además de las pérdidas técnicas. En la actualidad, existen una gran cantidad de cargas de magnitudes importantes previstas a futuro.

En la figura 1.2 se muestran cada una de las S/E que permiten la reducción del nivel de tensión de Subtransmisión 69kV al otro 30kV.

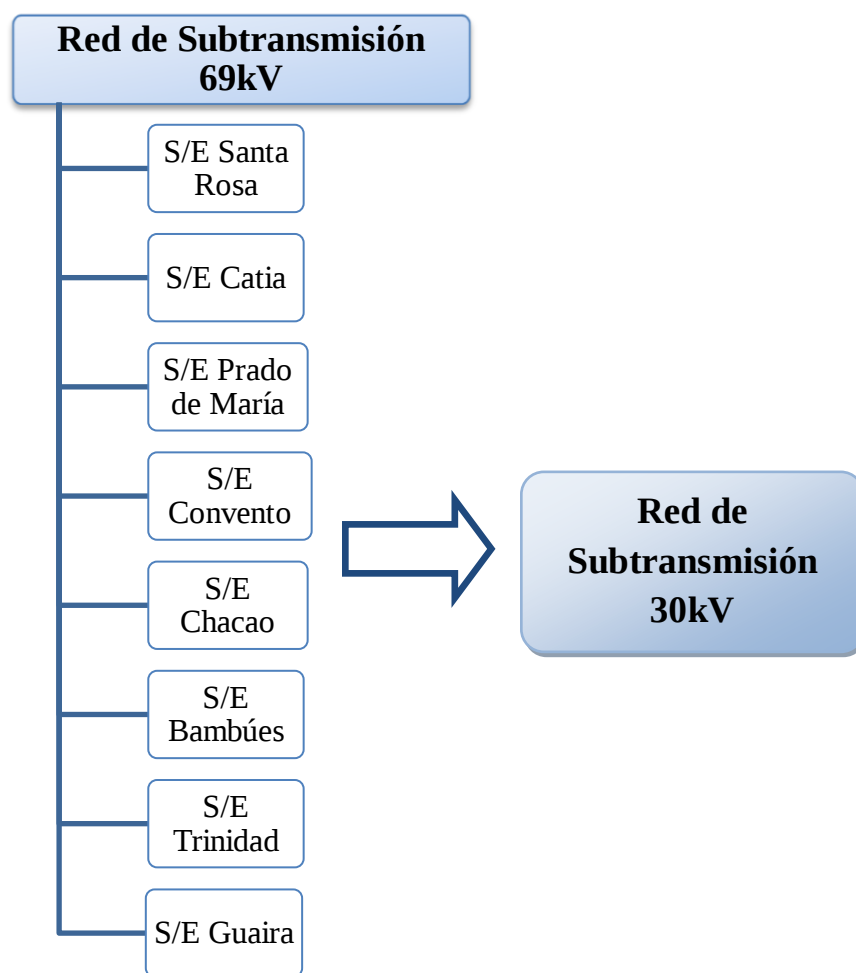


Figura 1.2. S/E 69/30kV

No obstante, la red de subtransmisión de 30kV abarca a otras S/E reductoras, las cuales definen los sistemas primarios en 4,8kV. En la tabla 1.1 se muestran las S/E que conforman la red primaria en 4,8kV.

Tabla 1.1. S/E de 69/30kV y las S/E asociadas de 30/4,8kV

S/E 69/30kV	S/E 30/4,8kV
Catia	Artigas
	Bella Vista
	Juan Miranda
	Guarataro
	Maury
	Cañada
	Pineda
	Catia
Bambúes	Caurimare
	Cafetal
Prado de María	Santa Mónica
	Chaguaramos
	Rincón
	Colinas de Sta. Mónica
	Escuela Militar
Chacao	Mercedes
	Rosal
	Ángeles
	Palos Grandes
	Altamira
Santa Rosa	Castán
	Avilanes
	Norte
	Santa Rosa
	Bello Monte
	San Agustín
	Caobos
	San Bernardino
	Sabana Grande
	Florida

Continuación de la tabla 1.1

	Colón
Trinidad	Prados del Este
	Trinidad
Convento	Los Ruices
	Dos Caminos
	Petare
	Boleíta
	Macaracuay
	Marques
Guaira	Guaira
	Casino
	Mare
	Marapa

1.2.2 Diagnóstico del sistema

De acuerdo a los siguientes parámetros, reflejados en el estudio antes mencionado, se definió el grado de criticidad del sistema de 30/4,8kV:

1. Violación del criterio de capacidad firme de las S/E involucradas.
2. Obsolescencia en el equipamiento: la vida útil de un transformador operando a media carga es de aproximadamente 35 años, según [3].
3. Cableado obsoleto: nivel 1: 0-40 años, nivel 2: 40-50 años, nivel 3: >50 años.
4. Interruptores de distribución aislados en 5kV.
5. Carga instalada en transformadores de distribución sin doble mando (ver glosario de términos).
6. Niveles de Cortocircuito: diferencia entre la capacidad de cortocircuito y el nivel de cortocircuito de la S/E.

Con base a los resultados obtenidos, la S/E Catia es la que presenta mayor número de problemas.

La S/E Catia de 30kV está alimentada desde la S/E Magallanes de 69kV y tiene ocho (8) S/E de distribución a 4,8kV: Artigas, Bella Vista, Catia, Cañada, Guarataro, Juan Miranda, Maury y Pineda, como se observa en la tabla 1.1, cuya ubicación geográfica se muestra en la figura 1.3 y el esquema eléctrico simplificado en la figura 1.4.



Figura 1.3 Ubicación geográfica de la S/E Catia 30kV (Fuente: Googlemaps)

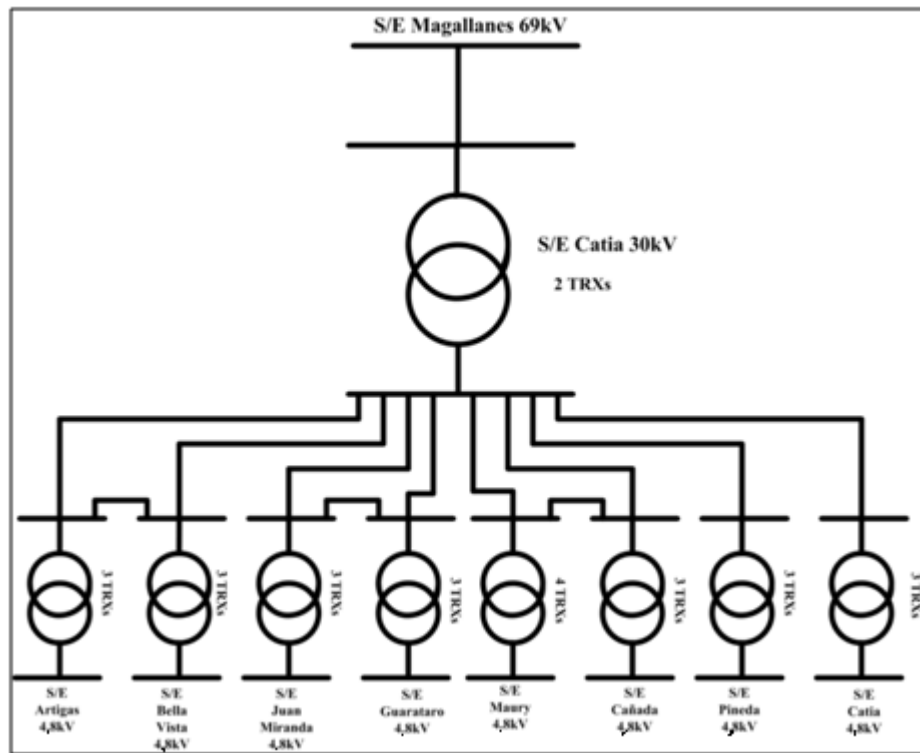


Figura 1.4 Diagrama unifilar de la S/E Catia 30kV

1.2.3 Propuestas de solución para el sistema de 30/4,8kV

Las propuestas de solución presentadas en [3] se enfocaron en mejorar el sistema eléctrico y resolver los problemas detectados en el sistema de 30/4,8kV. En principio se plantearon dos vías de solución:

1. Migración del sistema de 30/4,8kV a 69/12,47kV.
2. Conservar el sistema de 30/4,8kV, realizando una renovación del equipamiento.

1.3 Justificación

El estudio registrado en [3] se planteó como una forma de obtener una visión global del sistema de 30/4,8kV de la EDC, disponer de una base de datos consolidada, un diagnóstico general del sistema y presentar distintas opciones de solución para la problemática encontrada, así como realizar una evaluación económica de dichas opciones.

Dicho estudio permitió a la EDC, a través de la Unidad de Planificación de Distribución, disponer de una evaluación y valoración del sistema actual de 30/4,8kV y un análisis de las posibles opciones para sustituir dicho sistema. Adicionalmente se evaluaron las alternativas para mantener operativo el actual sistema de 30/4,8kV, renovando el equipamiento.

Mediante ese estudio se pudo determinar que la mejor opción es sustituir completamente la red de 30/4,8kV, para lo cual se priorizaron las barras de acuerdo a parámetros de obsolescencia y criticidad.

El objetivo principal fue la elaboración de propuestas de solución para el sistema de 30/4,8kV, a partir del diagnóstico del mismo, con miras a elevar la confiabilidad y calidad del servicio.

La barra seleccionada como proyecto piloto fue la barra Catia 30/4,8kV. Este sistema debe migrar a las tensiones superiores 69/12,47kV.

Previo al estudio realizado por el área de Planificación de Transmisión de la EDC, los esfuerzos en distribución estaban enfocados en mantener las subestaciones de 4,8kV dentro de su capacidad firme para lo cual se realizaban proyectos que

apuntaban a traspasos de carga parciales, con miras a eliminar progresivamente toda la red de 4,8kV.

1.3.1 Análisis económico de las propuestas

Se realizó un análisis de costos de las propuestas de solución y se obtuvo en líneas generales que mantener y renovar el sistema de 30/4,8kV resulta más costoso que la opción de sustituir y migrar a 12,47kV.

Para el caso de la S/E Catia, la cual es la que presenta mayor grado de criticidad, en la tabla 1.2 se muestran los costos de inversión asociados a cada propuesta.

Tabla 1.2. Costos de inversión totales estimados en equipamiento de las propuestas de solución para la S/E Catia

CASOS		IDENTIFICACIÓN DE LA PROPUESTA	COSTOS TOTALES	
			MMBs.	MMUS\$
Catia 30kV	S-1	Sustitución del sistema de 30/4,8kV	522,20	242,88
	M-1	Renovación del sistema de 30/4,8kV	540,12	251,22

CAPÍTULO II

OBJETIVOS

2.1 Objetivo general

Diseñar y reconfigurar la red de distribución de energía eléctrica de la S/E Juan Miranda (JMI) en 4,8kV mediante circuitos pertenecientes a S/E en 12,47kV y escoger la mejor solución técnico-económica.

2.2 Objetivos específicos

1. Reconocimiento del Sistema Eléctrico de Distribución (S/E en 4,8kV y 12,47kV) y recopilar información.
2. Realizar estimaciones de demanda de las S/E en 12,47kV y 4,8kV a mediano plazo (5 años).
3. Caracterizar los circuitos mediante simulaciones de flujo de carga (ASP).
4. Proponer soluciones integrales para lograr los traspasos de carga o cambios de tensión.
5. Realizar un estudio técnico-económico de las propuestas de traspaso y recomendar la más adecuada.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

3.1 Características de la carga

3.1.1 Demanda eléctrica

Se entiende por demanda eléctrica la carga medida en una instalación, circuito de distribución o sistema eléctrico, tomada en un valor medio o máximo en determinado intervalo de tiempo; considerando como carga lo que se mide en términos de potencia (aparente, activa o reactiva) o de intensidad de corriente. [4]

3.1.2 Demanda máxima

Para el óptimo diseño y planeación de un sistema es necesario determinar la demanda máxima a la cual estará sometido el mismo.

Para el caso de un suscriptor o consumidor la demanda definida en un intervalo de 24 horas presenta un comportamiento tendencial y estacional, en tal caso la demanda máxima vendrá dada por el valor más elevado en dicho intervalo.

Para el caso de un conjunto de cargas la demanda máxima será igual al valor más elevado que experimenta la demanda combinada del conjunto en un intervalo respectivo. En este caso también es denominada “demanda máxima coincidente”. [5]

3.1.3 Carga instalada

La carga conectada de una instalación, circuito de distribución o sistema eléctrico se define como la suma de los valores nominales de todas las cargas del consumidor, unidades de transformación que constituyen un circuito de distribución primario o las unidades de transformación del sistema bajo estudio (S/E, Red de distribución).

La carga conectada se puede expresar en unidades de Potencia activa, aparente o de corriente, según los requerimientos que amerite el estudio. [4]

3.1.4 Factor de carga

El factor de carga se define [4] como la relación entre demanda promedio en un periodo de tiempo y la demanda máxima de un sistema durante ese periodo. En la compañía de electricidad EDC este valor lo suministra el departamento encargado del sistema SCADA (supervisión, control y adquisición de datos).

$$FC = \frac{Dm}{Dms} \quad (1)$$

Donde:

FC: Factor de carga.

Dm: Demanda promedio del sistema en un periodo Δt .

Dms: Demanda máxima del sistema en un periodo Δt .

Esta relación permite estimar aproximadamente, de acuerdo a valores típicos, a qué tipo de carga se acerca el consumidor: residencial, comercial o industrial.

3.1.5 Factor de demanda

El factor de demanda se define como la relación entre la demanda máxima y la carga total conectada o instalada.

A partir de la carga conectada y valores típicos de factor de demanda se determinan las capacidades de las instalaciones eléctricas para un servicio particular; cabe señalar que es de suma importancia para estimar circuitos nuevos de distribución o expandir los ya existentes. [4]

$$FD = \frac{Dms}{P_{inst}} \quad (2)$$

Donde:

FD: Factor de demanda.

Dms: Demanda máxima coincidente del sistema.

P_{inst}: Carga instalada o conectada.

3.1.6 Factor de utilización

Se define como la relación entre la demanda máxima y la capacidad nominal del sistema.

Este factor indica el grado en el cual un sistema puede ser cargado durante el pico de máxima demanda respecto a su capacidad. La capacidad nominal está determinada usualmente por la capacidad térmica de los conductores, sin embargo también se considera las limitaciones por caída de tensión, el menor de ambos parámetros define dicha capacidad. [4], [5]

$$FU = \frac{Dms}{Cs} \quad (3)$$

Donde:

FU: Factor de utilización.

Dms: Demanda máxima coincidente del sistema.

Cs: Capacidad nominal del sistema.

3.1.7 Factor de diversidad

Se entiende por diversidad de la carga como la diferencia entre la suma de las demandas máximas individuales de dos o más consumidores o circuitos de distribución y la demanda máxima coincidente. [4]

El factor de diversidad se define como la relación entre la suma de las demandas máximas individuales de un grupo de cargas conectadas y la demanda máxima coincidente.

Mientras que el FD se encuentra en un rango numérico por debajo de 1 o 100%, el "*Fdiv*" es recíproco, es decir que es mayor o igual a 1 o 100%. También es muy común utilizar el inverso del factor de diversidad, denominado factor de coincidencia.

Este factor es una de los más importantes factores para la planeación y diseño de circuitos e instalaciones de distribución. [4], [5]

$$Fdiv = \frac{\sum_{i=1}^n Dmsi}{Dms} \geq 1 \quad (4)$$

Donde:

Fdiv: Factor de diversidad.

Dmsi: Demanda máxima individual 'i'.

Dms: Demanda máxima coincidente del sistema.

3.1.8 Factor de potencia

En principio el factor de potencia se define como la relación entre la potencia activa y la potencia aparente [4]. Es decir:

$$van = Vmax \cdot \cos(wt) \quad (5)$$

$$ian = Imax \cdot \cos(wt - \theta) \quad (6)$$

$$p = van \cdot ian \quad (7)$$

$$P = \frac{Vmax \cdot Imax}{2} \cdot \cos(\theta) \quad (8)$$

$$fp = \cos(\theta) = \frac{P}{|V| \cdot |I|} \quad (9)$$

Donde:

fp: Factor de potencia.

van: Tensión monofásica variable en el tiempo.

ian: Corriente monofásica variable en el tiempo.

p: Potencia instantánea.

P: Potencia promedio.

Vmax: Tensión máxima.

Imax: Corriente máxima.

|V|: Tensión rms.

|I|: Corriente rms.

Sin embargo para el análisis de sistemas eléctricos que involucren cargas distribuidas o grupo de cargas individuales esta definición generalmente no se utiliza, debido al cambio continuo que presenta la demanda eléctrica. No obstante es común, como se presenta en este trabajo, utilizar un valor de factor potencia promedio obtenido a partir de mediciones consecutivas, para una condición particular de la carga en un tiempo ‘ti’, en un intervalo determinado. En la compañía de electricidad EDC este valor lo suministra el departamento encargado del sistema SCADA (supervisión, control y adquisición de datos). [4], [6]

3.1.9 Factor de pérdidas

Según [4] el factor de pérdidas se define como la relación entre el valor medio y el valor máximo de la potencia disipada en pérdidas, en un intervalo determinado. En la compañía de electricidad EDC este valor lo suministra el departamento encargado del sistema SCADA (supervisión, control y adquisición de datos).

$$F_{perd} = \frac{P_m}{P_M} \quad (10)$$

Donde:

F_{perd}: Factor de pérdidas.

P_m: Valor medio de la potencia activa perdida en un intervalo Δt .

P_M: Valor máximo de la potencia activa disipada en el sistema durante un intervalo Δt .

3.2 Estimación de la demanda eléctrica futura

Uno de los problemas más complejos que se presentan al realizar un estudio de planificación, relacionado en este caso a un sistema de distribución eléctrica, es el de la estimación o pronóstico de la demanda eléctrica futura de un circuito. En principio uno de los parámetros de los cuales el ingeniero de planificación carece de dominio de predicción es precisamente la variación no lineal o fluctuación de la demanda de un conjunto de cargas no uniformemente distribuidas. Esta variación de la carga es la consecuencia de una serie de necesidades que presentan cada uno de los suscriptores (del tipo residencial, comercial o industrial) conectados al sistema secundario del sistema.

En este trabajo se abordarán cuatro técnicas de suavización de series cronológicas, cada una de las cuales requiere contar con datos históricos previos de la serie que se requiere predecir.

También cada método utiliza alguna forma de promedio ponderado de observaciones anteriores para suavizar los movimientos ascendentes o descendentes, es decir eliminar las fluctuaciones. Cabe destacar que, estas fluctuaciones o variaciones de los datos históricos pueden ser desviaciones de una curva determinada, la cual al ser parametrizada permite por extrapolación producir una previsión o una serie de previsiones. [7]

De acuerdo a [7], los métodos más comunes para la suavización de series cronológicas son los siguientes:

1. Medias móviles.
2. Suavización exponencial simple.
3. Suavización exponencial de Holt.

4. Suavización exponencial de Winters.

3.2.1 Medias móviles

De acuerdo a [7], es un método estadístico simple el cual se basa en promediar una serie de observaciones (t) centradas en un período de tiempo (n observaciones) definido por el planificador, el cual lo supone como el intervalo del ciclo. Válido para series de tiempo con comportamiento predominantemente tendencial.

Una expresión matemática para explicar este método es la siguiente:

$$Pn(t) = \frac{\sum_{i=1}^n Y(t - i + 1)}{n} \quad (11)$$

Donde:

t : Parámetro discreto que define el período en el cual se ubica una observación

$Y(t)$: Función a suavizar, representa el valor numérico de una observación en el periodo t

n : Número de observaciones que definen un ciclo

$Pn(t)$: Promedio de n observaciones

Una de las desventajas de este método es que recurre a la elección por parte del pronosticador de un ciclo dentro de los datos históricos o curva histórica, lo que implica que pueda incurrirse en un error apreciable en el caso de no existir ciclo alguno en los datos cronológicos.

Otra desventaja de los modelos de medias móviles es su incapacidad para predecir picos y valles, máximos y mínimos.

3.2.2 Suavización exponencial simple

Al igual que el método de medias móviles, el método de suavización exponencial simple utiliza valores previos de una serie cronológica para estimar los valores futuros de la misma.

No es apropiado cuando los datos presentan cierta estacionalidad o tendencia.

En la suavización exponencial, el valor de predicción para un periodo cualquiera es la media ponderada de todos los valores previos conocidos. Los pesos disminuyen geométricamente a medida que se retrocede en el tiempo. El peso asignado a la observación más reciente se obtiene multiplicando por " α " el valor observado, la siguiente observación por $(1 - \alpha)$ y así sucesivamente. Este parámetro se conoce con el nombre de constante de suavización. [7]

La expresión matemática que define este método es la siguiente:

$$F_{t+1} = \alpha \cdot X_t + (1 - \alpha)F_t \quad (12)$$

Donde:

F_{t+1} : Valor de previsión para el periodo

α : Constante de suavización ($0 < \alpha < 1$)

X_t : Valor real (en el periodo t)

F_t : Valor de previsión (valor suavizado) para el periodo t

Cabe recalcar que el valor de la constante de suavizado α se encuentra entre 0 y 1. Tomando en consideración que no tiene sentido desde el punto de vista de una suavizado exponencial tomar los valores extremos 0 y 1. Si se elige un valor de α cercano a la unidad entonces se ponderará notablemente a los valores recientes respecto a los antiguos al calcular los valores suavizados; si se elige α cercano a cero entonces los datos antiguos se ponderarán hasta ser comparables con los datos recientes. [7]

Suele utilizarse un indicador como criterio para asignar de manera óptima una constante de suavizado, este es la raíz del error cuadrático medio (RECM); un α que produzca una RECM menor que los demás en cuestión implicará menor error al desarrollar las previsiones correspondientes.

$$RECM = \sqrt{\frac{\sum_{i=2}^T (E_{t+1 \rightarrow t})^2}{T - 1}} \quad (13)$$

Donde:

$RECM$: Raíz del error cuadrático medio

T : Número máximo de periodos

$E_{t+1 \rightarrow t}$: Error entre el valor real y el valor pronosticado

La razón principal para utilizar el método de suavización simple es que este requiere una cantidad limitada de datos y es más simple que la mayoría de los modelos de previsión. Sus limitaciones, sin embargo, residen en que sus predicciones presentan un retardo con respecto a los datos reales y en que no es capaz de ajustar la tendencia o estacionalidad de los datos.

3.2.3 Suavización exponencial de Holt

El Método de suavización exponencial de dos parámetros de Holt es una ampliación de la suavización exponencial simple, el cual presenta la limitación de que cuando los datos de la serie cronológica presentan alguna tendencia da lugar a errores grandes cuyos valores pasan de positivos a negativos o viceversa; en cambio el método de Holt añade un factor de crecimiento (o factor de tendencia) a la ecuación de suavización como método de ajuste de la tendencia. Este modelo consta de tres ecuaciones y dos constantes de suavización: [7]

$$F_{t+1} = \alpha \cdot X_t + (1 - \alpha)(F_t + T_t) \quad (14)$$

$$T_{t+1} = \beta(F_{t+1} - F_t) + (1 - \beta) T_t \quad (15)$$

$$H_{t+m} = F_{t+1} + m \cdot T_{t+1} \quad (16)$$

Donde:

F_{t+1} : Valor suavizado para el periodo t+1

α : Constante de suavización para los datos ($0 < \alpha < 1$)

X_t : Valor real actual (en el periodo t)

F_t : Valor de previsión (suavizado) para el periodo t

T_{t+1} : Estimación de los valores de tendencia

β : Constante de suavización para la estimación de los valores de tendencia ($0 < \beta < 1$)

m : Número de periodos futuros que hay que pronosticar

H_{t+m} : Valor de previsión de Holt para el periodo t+m

Cabe señalar que si no se dispone de datos iniciales se puede considerar como primer valor de tendencia el número 0,00. El evaluar la RECM se puede constatar que este método implica un valor menor que el obtenido por el método de suavización exponencial simple; sin embargo, cuando mejor se aplica el método de suavización exponencial de Holt es cuando los datos presentan alguna tendencia lineal o escasa o nula estacionalidad. Un nombre alternativo que puede tomar este método podría ser el de suavización de la tendencia lineal. [7]

3.2.4 Suavización exponencial de Winters

Este método es una ampliación del método de suavización exponencial de Holt; en principio se emplea para series cronológicas que presentan al mismo tiempo tendencia y estacionalidad. Este método utiliza tres parámetros y cuatro ecuaciones:

$$F_t = \frac{\alpha \cdot X_t}{S_{t-p}} + (1 - \alpha)(F_{t-1} + T_{t-1}) \quad (17)$$

$$S_t = \frac{\beta \cdot X_t}{F_t} + (1 - \beta)S_{t-p} \quad (18)$$

$$T_t = \gamma(F_t - F_{t-1}) + (1 - \gamma) T_{t-1} \quad (19)$$

$$W_{t+m} = (F_t + m \cdot T_t)S_t \quad (20)$$

Donde:

F_t : Valor suavizado para el periodo t

α : Constante de suavización para los datos ($0 < \alpha < 1$)

X_t : Valor real actual (en el periodo t)

F_{t-1} : Experiencia media de la serie suavizada para el periodo t-1

T_{t+1} : Estimación de los valores de tendencia

S_t : Estimación de la estacionalidad

β : Constante de suavización para la estimación de estacionalidad

γ : Constante de suavización para la estimación de los valores de tendencia

m : Número de periodos en el periodo de avance de previsión

p : Número de periodos en el ciclo estacional

W_{t+m} : Previsión de Winters para m periodos futuros

De igual manera que los métodos anteriores, es necesario definir un criterio para la obtención óptima de los coeficientes α , β y γ ; el CDT o coeficiente de Desigualdad de Theil, una de las medidas de error de la predicción más utilizadas en los estudios econométricos, representa un compromiso entre las medidas absolutas y relativas del error de predicción. [7]

El CTD es adimensional, contiene una función cuadrática de pérdida para identificar los grandes errores de predicción, se encuentra en un rango entre 0 y 1; mayor proximidad a cero implica mejor capacidad predictiva del modelo, de lo contrario el método carece de dominio predictivo.

$$THEIL = \frac{\sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (Y'_t - Y_t)^2}{n}}}{\sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (Y'_t)^2}{n}} + \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (Y_t)^2}{n}}} \quad (21)$$

Donde:

$THEIL$: Coeficiente de Theil.

Y'_t : Valor de la variable pronosticada

Y_t : Valor de la variable observada

3.3 Principales criterios de diseño utilizados en la unidad de planificación de la EDC

3.3.1 Criterio de capacidad de diseño de los conductores de distribución

Todo circuito primario debe tener un porcentaje máximo de carga igual al 67% o dos tercios (2/3) de su Capacidad de Emergencia (ver glosario) ya que cualquier circuito en estado de falla debe ser respaldado por al menos dos circuitos adyacentes; en otras palabras todo circuito debe tener la capacidad para respaldar en un tercio (1/3) de su capacidad de emergencia a otro circuito adyacente fallado. [8]

3.3.2 Criterio de caída de tensión máxima

Los límites de tensión permitidos por caída de tensión, para circuitos primarios, tanto aéreos como subterráneos se muestran en la siguiente tabla (3.1). [8]

Tabla 3.1. Caída de tensión máxima permitida

Condición de operación	$\Delta V_{\text{máx}}$ (%)	Banda permitida (pu)
Normal	5	$0,95 < U < 1,05$
Emergencia	8	$0,92 < U < 1,08$

3.3.3 Criterio de capacidad firme de las S/E

Se define como capacidad máxima a la cual pueden ser cargadas las unidades de transformación que conforman una S/E, para garantizar la confiabilidad

en el suministro de energía eléctrica si por cualquier causa la unidad de mayor capacidad sale de operatividad. [1], [9]

Para unidades de transformación con tiempo de vida útil superior a los 40 años la sobrecarga no debe superar el 100% de su capacidad a ventilación forzada y, para el caso de unidades de transformación con tiempo de vida útil por debajo de los 40 años la sobrecarga puede llegar hasta 120% de su capacidad a ventilación forzada. [10], [11]

$$CF = k \cdot \left(\sum_{i=1}^n C_i - C_m \right) \quad (22)$$

Donde:

CF : Capacidad Firme

k : Coeficiente de sobrecarga igual a 1 si las unidades de transformación tienen una vida útil mayor a 40 años, sino es igual a 1,2.

C_i : Capacidad a ventilación forzada de la unidad “i” de la S/E.

C_m : Capacidad mayor de las unidades de la S/E.

n : Número de unidades de la S/E.

3.3.4 Criterio de pérdidas técnicas

Las pérdidas técnicas en un circuito primario no deben superar el 3% de la demanda máxima coincidente que presenta el mismo. [8]

3.3.5 Criterios de seccionamiento

En la operación de sistemas de distribución es necesario aislar tramos para la localización y reparación de fallas, y para la ejecución de trabajos programados de construcción o de mantenimiento. El grado de recuperación de un alimentador de distribución, dependerá de su conectividad (interconexión) y segmentación. [12]

Considerando los criterios de seccionamiento planteados en [12] se permitirá los siguientes resultados:

- La transferencia de carga entre alimentadores, en condiciones normales y de emergencia, buscando reducir las pérdidas.
- Liberar capacidad entre alimentadores para diferir inversiones.
- Localizar y aislar fallas para recuperar las partes sanas del alimentador y así reducir el tiempo de interrupción del servicio y los costos y penalizaciones asociados.

3.3.5.1 Seccionamiento en líneas subterráneas

3.3.5.1.1 Segmentación

- Se secciona el troncal con equipos rompe carga según la tabla 3.2.

Tabla 3.2. Segmentación de alimentadores subterráneos

Nivel de tensión (kV)	Demanda (kVA)	Carga instalada (kVA)
4,8	1450	3150
8,3	1700	4700
12,47	1150	2900

- Se secciona al inicio de un ramal con equipos rompe carga cuando la demanda será mayor a lo indicado en la tabla 3.2. En caso contrario se secciona con conexiones modulares de seccionamiento (CMS).
- Se utilizara dos seccionadores rompe carga en puntos de transformación iguales o mayores de 750kVA.
- Cada 400 metros en un troncal o ramal se coloca un CMS, eliminando los empalmes convencionales.
- En transiciones de cables subterráneos a aéreos se coloca un seccionador en la parte del tramo aéreo, y si esa transición es en un troncal o tramo desconectado el seccionador tiene que ser del tipo rompe carga.
- Para varios seccionamientos en el mismo nodo se utiliza un equipo rompe carga con igual número de vías de salidas que sea requerido para seccionar.
- En sótanos no se permite coincidencias de CMS a menos que se garantice una operación segura de los mismos.

3.3.5.1.2 Interconexión

- En interconexiones sólo se permite seccionadores de tipo rompe carga.
- Cada circuito tiene que cumplir con el criterio de diseño de capacidad de carga.

- Cada Copa (ver glosario) de un circuito debe ser tomada como un circuito independiente.
- No se recomienda colocar interconexiones cerca de la subestación.
- No se permite interconexión de dos alimentadores en el mismo seccionador.
- Una interconexión debe garantizar que la recuperación de la carga sea la máxima posible.

3.3.5.1.3 Indicadores de Falla (IF)

- Se debe colocar IF en los seccionadores que alimentan ramales o troncales.
- Los IF deben estar en lugares visibles y accesibles para el personal de la empresa.
- Cuando la Unidad de Operación de Distribución considere colocar un IF con señalización automática con el CCO, deberá realizarse una evaluación económica que considere el costo de penalizaciones establecidas en la Norma de Calidad del Servicio de distribución vigente.

3.3.5.1.4 Salida de Subestaciones

Cuando exista un circuito Doble Copa (ver glosario), es decir que dos alimentadores salgan del mismo interruptor de la subestación se instalará un interruptor cuatro vías preferiblemente dentro de la subestación con el fin de seccionar las dos copas del alimentador. Allí se deben instalar indicadores de falla que a la vez tengan comunicación con el CCO.

3.3.5.1.5 Alimentadores con secundarios mallados

- En alimentadores con secundarios mallados se debe instalar equipos de seccionamiento rompe carga que separen la zona mallada del resto del alimentador.
- Entre alimentadores que presten servicio a zonas malladas no se puede realizar interconexiones.

3.3.5.2 Seccionamiento en líneas aéreas

3.3.5.2.1 Segmentación

- En alimentadores urbanos se secciona el troncal cada 500kVA de carga instalada, o cada 250kVA de demanda, o cada un kilómetro. En alimentadores rurales se secciona cada 300kVA de carga instalada, o cada 150kVA de demanda, o cada dos kilómetros.
- Se secciona el troncal cada 25%, 50% y 75% de carga instalada con equipos rompe carga.
- Cuando un ramal tenga una carga instalada mayor a 300kVA o una longitud mayor a 500m, debe colocarse un seccionamiento al comienzo del mismo.
- En zonas rurales esto debe realizarse cuando la carga instalada sea mayor a 150kVA.
- Los puntos de transformación con capacidad instalada mayor o igual a 500kVA deben estar conectados al alimentador por dos o más seccionadores.

- En transiciones de cables subterráneos a aéreos se coloca un seccionador en la parte del tramo aéreo, y si esa transición es en un troncal o tramo desconectado el seccionador tiene que ser del tipo rompe carga.

3.3.5.2.2 Interconexión

- Para las interconexiones se utiliza equipos rompe carga.
- Cada alimentador debe cumplir con el Criterio de Capacidad de Carga.
- Una interconexión debe garantizar que la recuperación de la carga sea la máxima posible.

3.3.5.2.3 Salida de Subestaciones

- Salidas subterráneas: cuando exista un circuito doble copa, es decir que dos alimentadores salgan del mismo interruptor de la subestación se instalará un interruptor cuatro vías preferiblemente dentro de la subestación con el fin de seccionar las dos copas del alimentador. Allí se deben instalar indicadores de falla que a la vez tengan comunicación con el CCO.
- Salidas aéreas: cuando exista un circuito doble copa, es decir que dos alimentadores salgan del mismo interruptor de la subestación se instalará en el primer poste del alimentador un seccionador tipo rompe carga con indicadores de falla con conexión con el CCO.
- Los indicadores de falla tienen que ir en lugares visibles y accesibles al personal de la empresa.

3.3.5.2.4 Indicadores de Falla

- En los seccionadores ubicados cada 25%, 50% y 75% de carga instalada en el troncal, debe haber indicadores de falla con conexión al CCO.
- Los IF deben estar en lugares visibles y accesibles para el personal de la empresa.
- Cuando la Unidad de Operación de Distribución considere colocar un IF con señalización automática con el CCO, deberá realizarse una evaluación económica que considere el costo de penalizaciones establecidas en la Norma de Calidad del Servicio de Distribución vigente.

3.4 Descripción de los programas utilizados en la Unidad de Planificación de la EDC

3.4.1 ASP

El simulador de sistemas primarios de distribución (ASP) está orientado al ingeniero eléctrico de planificación y de proyectos de redes primarias de distribución. Las principales capacidades de dicha aplicación son: [13]

- Analizar y editar circuitos.
- Simulación del crecimiento de redes.
- Compensación capacitiva para mínima pérdida y corrección de bajo voltaje.
- Análisis de sensibilidad de parámetros.
- Simulación de interrupciones y recuperación con otros circuitos interconectados.

- Configuración de redes para mínima pérdida.

En principio el número máximo de nodos y/o tramos que puede manejar el programa a través de los archivos *.dat y su respectivo *.PRI es igual cinco mil (5000); se pueden manejar hasta 500 calibres diferentes de conductores y en un mismo caso hasta 200 circuitos primarios. [13]

El programa utiliza el factor de demanda del circuito bajo estudio para repartir uniformemente la demanda máxima total entre los kVA instalados totales, es decir, para asignar a cada una de las cargas instaladas un valor equitativo de demanda. [6]

Como datos importantes que arroja el programa tenemos los siguientes: [6], [1]

- Indica el nodo con menor tensión y su magnitud en p.u, es decir un indicativo de la caída de tensión en la ruta hasta el nodo respectivo. El programa señala en la parte inferior el nodo con la característica antes mencionada y con color rojo si su valor en pu es menor a 0,95 (criterio de diseño). También suministra un reporte del flujo de carga del circuito donde se detallan todas tensiones nodales y demás variables de interés.
- Ubica el tramo con mayor porcentaje de utilización respecto a su Capacidad de Emergencia (CE). En la parte inferior el programa señala con color verde aquellos tramos donde la demanda es mayor al sesenta y siete por ciento (67%) de la CE (criterio de diseño), con color en rojo aquellos tramos que superan la Capacidad Nominal (CN) e ilumina en azul aquellos tramos que superan el 100 por ciento de la CE. Para tramos subterráneos la CE es aproximadamente 120 por ciento de la Capacidad Nominal (CN) (ver glosario) mientras para los aéreos la CE es igual a CN.

- A partir de una base de datos interna proporcionada por el SCADA de distribución de la EDC muestra en pantalla el factor de potencia del circuito.
- Suministra un reporte donde se pueden observar las pérdidas totales en kVAr y kW tanto en valor numérico como en porcentaje (%) respecto a la demanda máxima del circuito.

3.4.2 PSS/ADEPT

Este programa permite crear gráficamente, editar y simular sistemas de potencia. El mismo utiliza como base los archivos de data del tipo *.dat que contienen la información de los circuitos a simular y a la vez los directorios asociados a construcciones y equipos. Las principales capacidades de dicha aplicación son: [1]

- Crear y modificar gráficamente nodos y lazos que representan la conectividad y los componentes de un circuito eléctrico de potencia.
- Permite hacer cálculos de diferencia de tensión y corrientes de circuitos primarios utilizando varias fuentes y un número ilimitado de nodos.
- Despliega los resultados del flujo de carga y análisis de falla sobre el circuito gráfico bajo estudio.
- Suministra en reportes los resultados del flujo de carga.
- Define y actualiza uno o varios componentes de la data del sistema, modificando sus propiedades.

3.4.3 EFIPRO

Esta herramienta traduce las variables eléctricas a dinero con la finalidad de estimar los flujos de efectivo en un periodo de tiempo definido, mediante los cuales permite calcular el valor presente neto de la inversión, estimar la relación Beneficio Costo (B/C) y la tasa interna de retorno, para evaluar si la realización de un proyecto es viable económicamente o no; considerando que en muchas estrategias es necesario adecuar la red de distribución para cumplir con las normas de diseño de la empresa y en ese caso sino existe una cuantificación monetaria de los beneficios en comparación a los costos totales los resultados serán desfavorables económicamente. [6]

CAPÍTULO IV

METODOLOGÍA

4.1 Descripción de las actividades

Para cumplir con los objetivos planteados, se procedió a realizar una serie de actividades consecutivas en la EDC, específicamente en la Unidad de Planificación de Distribución, sede Santa Rosa, Caracas. A continuación se presenta cada una de las actividades representativas:

1. Familiarización con la compañía La Electricidad de Caracas C.A (EDC) y en especial la Unidad de Planificación de Distribución.
2. Familiarización con el Sistema Eléctrico de Distribución y reconocimiento de áreas geográficas asociadas a la barra Catia de 30kV: En esta etapa se revisaron los conceptos técnicos asociados a las subestaciones de distribución y los antecedentes del proyecto, se determinó por proximidad geográfica, a través de los planos Macro, las S/Es de 12,47kV a las cuales es posible traspasar carga instalada asociada a la S/E Juan Miranda de 4,8kV y finalmente, se revisaron tanto los planos de operación de la S/E Juan Miranda como de los circuitos de las S/Es de 12,47kV.
3. Revisión de proyectos de traspasos existentes asociados a la S/Es en 12,47kV y 4,8kV: en esta etapa se procedió a revisar detalladamente, por medio de planos operacionales de circuitos, los traspasos ya proyectados por la Unidad de Planificación de Distribución asociados a las S/E Propatria

(12,47kV), la cual es la única en la zona geográfica donde se desarrolla el proyecto (según especificaciones de dicho departamento) con proyectos a ejecutarse en un horizonte a corto plazo.

4. Caracterización de las condiciones operativas actuales y futuras de la S/E de 4,8kV y las S/Es de 12,47kV: en esta etapa se procedió a caracterizar las condiciones operativas de las S/Es representativas respecto al criterio de capacidad firme normado por la empresa, considerando tanto los traspasos asociados a los proyectos a ejecutarse en un horizonte a corto plazo como la demanda pronosticada para el año 2014 (horizonte mediano plazo) mediante el método estadístico de suavización exponencial de Winters según especificaciones.
5. Familiarización con la aplicación ASP (Análisis de Sistemas Primarios) y revisión de normas de diseño de EDC: en esta etapa se simuló mediante un software diseñado en la empresa denominado “Análisis de Sistemas Primarios (ASP)” las condiciones operacionales actuales y futuras de los circuitos asociados a las S/Es representativas.
6. Establecimiento de las posibles rutas de interconexión entre circuitos de 4,8kV y 12,47kV: mediante la interfaz gráfica SIGRED, a través del programa Microstation, se procedió a establecer las rutas para migrar los circuitos asociados a la S/E Juan Miranda a las S/Es en 12,47kV disponibles según las condiciones futuras caracterizadas.
7. Caracterización y reconfiguración de los circuitos de 4,8kV y 12,47kV mediante flujo de cargas con ASP: en esta etapa se simularon a través del ASP las condiciones operacionales futuras, para un horizonte a mediano plazo (5años), de los nuevos circuitos proyectados de la S/E Juan Miranda y se consideró el análisis de traspasos entre circuitos aplicando las normas de

diseño (Capacidad de Diseño, Sobrecarga, Seccionamiento, Interconexiones, Pérdidas y Caída de tensión) y mediante posibles maniobras de cierre y apertura de interruptores, para que estén en capacidad de recibir los traspasos.

8. Dibujo en planos de los traspasos (conexiones y reemplazo de elementos asociados a 4,8kV): a través de la herramienta de dibujo Microstation se procedió a dibujar la nueva configuración de los circuitos en 4,8kV e indicar los equipos a reemplazarse para operar a la tensión futura 12,47kV.
9. Elaboración de presupuestos estimados de inversiones asociadas a cada estrategia de traspaso: finalmente por medio de tabuladores económicos vigentes suministrados por la Unidad de Planificación de Distribución de la EDC se procedió a estimar el costo total asociado a cada estrategia de cambio de tensión a 12,47kV y a establecer la rentabilidad económica de cada proyecto.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 Condiciones operacionales

Según la disposición geográfica que presenta la S/E JMI, los circuitos asociados a la misma, para la cual se planea el cambio de tensión de 4,8kV a 12,47kV, pueden migrar hacia dos posibles S/E de destino, estas son: la S/E Propatria (PRO) (69/12,47) y la S/E Pineda (PND), esta última opera actualmente a 4,8kV pero es considerada como S/E futura en 12,47kV, ya que se adecuará a dicha tensión sin cambiar su ubicación geográfica actual (según especificaciones de la Unidad de Planificación de Distribución de la EDC). Por tanto se procederá a realizar un análisis cuantitativo tanto de la demanda máxima coincidente medida desde cada una de estas S/E, así como la demanda máxima coincidente medida desde el origen de cada circuito asociado a las mismas.

Los datos fueron descargados a través del portal web de la EDC, el cual permite el acceso a los datos históricos o serie cronológica suministrada por el sistema SCADA del sistema de distribución de la EDC.

5.1.1 S/E Propatria

5.1.1.2 Condición actual de operación

La S/E PRO, ubicada en la región oeste de Caracas y asociada a la S/E de subtransmisión Magallanes (69kV); cuenta con tres unidades de transformación instaladas, las cuales se describen en la tabla 5.1. En las figuras A.1.5 y A.1.6 del Anexo N° 1 se muestra el esquema unifilar de dicha S/E, suministrado por el departamento que opera el sistema SCADA de la EDC.

Tabla 5.1. Características de las unidades de transformación de la S/E PRO

Unid.	Relación de Transformación	Capacidad Nominal	Capacidad a Ventilación Forzada	Conexión	Impedancia Z_{cc} @ 15MVA
I	67/12,47	15/20/25 MVA	28 MVA	Δ -Y	7,55%
II	67/12,47	15/20/25 MVA	28 MVA	Δ -Y	7,53%
III	67/12,47	15/20/25 MVA	28 MVA	Δ -Y	7,64%

La S/E PRO puede ser expandida para trabajar con cuatro unidades de transformación [3], por lo cual se procederá a determinar las condiciones operacionales futuras tomando en cuenta la incorporación de cargas y el crecimiento vegetativo de la misma.

Actualmente la demanda máxima que presenta ésta S/E es de aproximadamente 45 MVA, tomado a partir de una serie de datos cronológicos descargados a través de dicho portal online de la EDC, para el periodo 08/2009-08/2010. Según se muestra en la tabla 5.1 cada una de las tres unidades de transformación de la S/E PRO pueden operar a una capacidad a ventilación forzada

de 28MVA. Por lo cual la capacidad firme de esta S/E, considerando que estos transformadores poseen una vida de operación menor a los 40 años, es:

$$CF_{PRO-0} = 1,2 \left(\sum_{i=1}^3 C_{VFi} - C_{VFmáx} \right) = 67,2MVA$$

El cálculo de la capacidad firme de esta S/E evidencia que, respecto a la demanda máxima coincidente actual, la misma se encuentra operando dentro de los criterios de diseño y operación de la EDC, es decir la demanda medida no supera la capacidad firme; sin embargo es importante recalcar que debe considerarse: el Crecimiento Vegetativo (ver glosario), los traspasos desde circuitos externos y las nuevas cargas a conectarse a la S/E PRO; luego de considerar esos escenarios se planteará la necesidad de expandir (de ser necesario) las unidades de transformación hasta cuatro unidades específicamente.

5.1.1.3 Traspasos en proyectos, próximos a ejecutarse, asociados a la S/E PRO

A continuación se muestran en las tablas 5.2 y 5.3 cada uno de los traspasos de carga hacia o desde la S/E PRO suministrados en planos por la Unidad de Planificación de Distribución, los cuales corresponden a proyectos a realizarse en un horizonte a corto plazo.

Tabla 5.2. Traspasos hacia S/E PRO

S/E	Circuito inicial	Circuito final	Carga a transferir	
			Carga Inst. [kVA]	Demanda [kVA]
Artigas	ART_A10	PRO_A05	3950	2765
Maury	MRY_A07	PRO_A02	4115	2634
	MRY_A09	PRO_A02	5150	2900
	MRY_A06	PRO_A04	4419	2784
	MRY_A01	PRO_B02	4485	2800
Cañada	CDA_A13	PRO_A06	2850	1700
		PRO_A08	5262	3667
Juan Miranda	JMI_A03	PRO_A01	2317	2000
	JMI_A11	PRO_A05	1500	711
Catia	CAT_A05	PRO_B01	4220	2900
	CAT_A02	PRO_B02	5410	1800
Total [MVA]			43678	26661

Tabla 5.3. Traspasos desde S/E PRO

Circuito inicial	Circuito final	Carga Inst. [kVA]	Demanda [kVA]
PRO_A04	PRO_A08	1250	412
PRO_B01	PRO_B02	750	488
PRO_B01	YAG_B06	2100	1413

Cabe destacar que fue necesario revisar exhaustivamente cada uno de los planos donde se contemplan las estrategias para traspasar carga instalada de un circuito a otro. Esto con miras a determinar qué circuitos asociados a la S/E PRO van a tener disponibilidad para absorber parte de la carga instalada de la S/E JMI, y también evaluar en el escenario futuro de la S/E PRO qué porcentaje de utilización respecto al criterio de diseño de capacidad firme va a registrar la misma.

A continuación se muestran dos tablas resumen (5.4 y 5.5) con los valores de la demanda máxima coincidente que presentan los trasposos de carga instalada hacia S/E PRO, así como también las cargas concentradas a conectarse en un horizonte a mediano plazo.

Tabla 5. 4. Traspasos de carga hacia y desde la S/E PRO

S/E de origen	Demanda a transferir [MVA]
Artigas	2,765
Maury	11,118
Cañada	5,367
Juan Miranda	2,711
Catia	4,7
Yaguara	-1,413
Total	25,248

Tabla 5.5. Cargas nuevas a conectarse al sistema (concentradas)

Nombre	Demanda [MVA]
Camino de los Indios	10
Núcleo Fabricio Ojeda	1,6
Total	11,6

En la tabla 5.6 se muestra la demanda estimada en un horizonte a mediano plazo (5años) de la S/E PRO, considerando tanto las cargas concentradas a conectarse como los trasposos a ejecutarse en el escenario futuro. Es importante recalcar que la demanda futura estimada, la cual representa el crecimiento vegetativo de la S/E (considerando que durante los años en cuestión la carga instalada no ha variado), fue obtenida de acuerdo al método estadístico de suavización exponencial de Winters (SCC), el cual se explica con detalle en el Capítulo III; no obstante sobre esta

estimación se añadió en un primer escenario las cargas a conectarse (CC) y en otro escenario tanto los trasposos a ejecutarse como dichas cargas a conectarse (CCT).

Tabla 5.6. Demanda estimada en un horizonte a mediano plazo

Años	2009	2010	2011	2012	2013	2014
SCC (Winters) [MVA]	51,9	53,5	54,4	55,4	56,4	57,4
CC [MVA]	63,5	65,1	66	67	68	69
S/E CCT [MVA]	88,748	90,348	91,248	92,248	93,248	94,248

Al visualizar la demanda futura en la tabla anterior, considerando los escenarios de incorporación de cargas nuevas y trasposos, puede evidenciarse que es necesaria la expansión de la S/E PRO añadiendo una unidad de transformación adicional, ya que el valor de máxima demanda futura (94,248MVA) excede considerablemente la capacidad firme definida con tres unidades (67,2MVA).

Considerando cuatro unidades de transformación, con capacidad a ventilación forzada de 28MVA cada una, la capacidad firme que se tendrá a será:

$$CF_{PRO-1} = 1,2 \left(\sum_{i=1}^4 C_{VFi} - C_{VFmáx} \right) = 100,8MVA$$

Este valor de potencia aparente que representa la capacidad firme futura de la S/E PRO es superior a la demanda máxima futura para un horizonte a mediano plazo (5 años máximos), por lo que en ese periodo se garantiza que el criterio de diseño y operación de capacidad firme no es violado siempre y cuando se incorpore la cuarta unidad de transformación.

Tabla 5.7. Comparación entre el escenario actual y futuro

Escenario	Demanda máxima [MVA]	Capacidad firme [MVA]
Actual (año 2010)	45	67,2
Futuro (Mediano Plazo)	94,248	100,8

5.1.1.4 Condición actual de los circuitos asociados a la S/E PRO

La S/E PRO tiene asociado 13 circuitos de distribución operando a 12,47kV, como se observa en la figura 5.1, de los cuales solo 12 están operativos. La red circuital conformada por estos 12 circuitos surte energía eléctrica a los sectores del oeste de Caracas, específicamente: El Amparo, Los Flores de Catia, La Morán, Casalta I, II y III y La Silsa.

Para determinar las condiciones de operación actual de estos circuitos se procedió primero que todo a descargar la data por circuito del portal de telemedidas históricas del sistema SCADA, disponible en el portal web interno mencionado, y tomando como demanda actual la demanda máxima coincidente del último año hasta la actualidad.

Cada circuito se simuló mediante el software, propio de la EDC, Análisis de Sistemas Primarios (ASP) considerando la demanda actual medida, y de tal modo realizar un diagnostico de cada circuito respecto a las normas de diseño y operación que permite la EDC para el óptimo funcionamiento de los circuitos.

A continuación se presenta la simulación de las condiciones operacionales de cada circuito, tabla 5.8, con los factores más representativos del mismo.

Tabla 5.8. Condición operacional actual de los circuitos de la S/E PRO

Circuito	Carga Inst. [kVA]	Demanda [kVA]	Vmin [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
PRO_A01	8925,5	3500	0,998	47	37		0,39	0,79	0,56	0,34	3,7	0,11
PRO_A02/A	16082,5	2394	0,992	72	57		0,35	0,9	0,53	0,32	2,1	0,09
PRO_A02/B		3275									12,5	0,38
PRO_A03/A	4553,5	3590	0,998	51	15		0,98	0,9	0,63	0,43	5,5	0,15
PRO_A03/B		910									0,15	0,016
PRO_A04/A	8375	4300	0,994	58	45		0,51	0,87	0,63	0,45	13,9	0,32
PRO_A05/A	5050	3200	0,997	43	33		0,63	0,86	0,37	0,17	6,3	0,2
PRO_A06/A	8002,5	3361	0,991	45	35		0,41	0,89	0,74	0,56	15,2	0,45
PRO_A07	6700	3700	0,996	78	63		0,55	0,88	0,44	0,36	6,9	0,19
PRO_A08/A	3552,5	2000	0,999	27	21		0,56	0,77	0,52	0,36	1	0,05
PRO_B01	6442,5	4800	0,953	92	73	CD12663_1	0,74	0,89	0,56	0,33	107,2	2,23
PRO_B02	6450,5	2100	0,983	42	42		0,32	0,96	0,64	0,42	77	3,67
PRO_B04	6520	5300	0,947	101	81	CD1267_1	0,81	0,95	0,59	0,37	152	2,87
PRO_B05	9040	5900	0,98	80	62		0,65	0,95	0,59	0,37	69,9	1,18

Se indica con color verde (73% y 81%) la superación de la capacidad de diseño (67%), con color rojo la superación de la capacidad nominal de los conductores, fuera del rango permitido de caída de tensión y exceso del porcentaje máximo permitido de pérdidas en el circuito (101%, 0,947 y 3,67% respectivamente).

Puede observarse que actualmente, de acuerdo a la simulación, solamente dos circuitos presentan condiciones fuera de los márgenes permitidos por la empresa, estos son el circuito PRO_B01 (excede el 67% del porcentaje de utilización permitido del conductor subterráneo CD12663_1) y el PRO_B04 (excede tanto el 67% del porcentaje de utilización permitido del conductor subterráneo CD1267_1 como su capacidad nominal y la tensión mínima está fuera del rango ($\pm 5\%$) permitido).

En las siguientes gráficas (fig. 5.1, 5.2, 5.3 y 5.4) se ilustra las condiciones operacionales actuales:

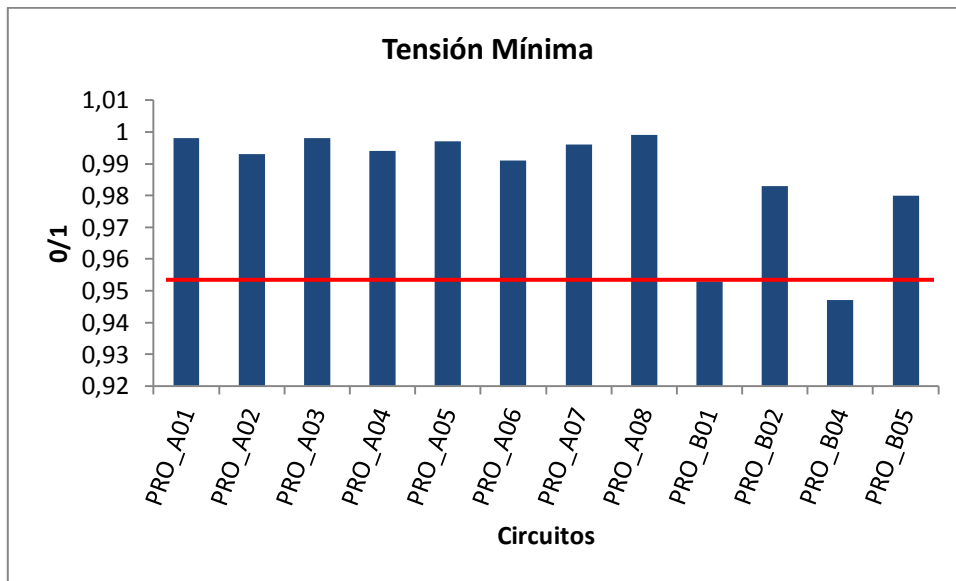


Figura 5. 1. Tensiones mínimas por circuito de la S/E PRO

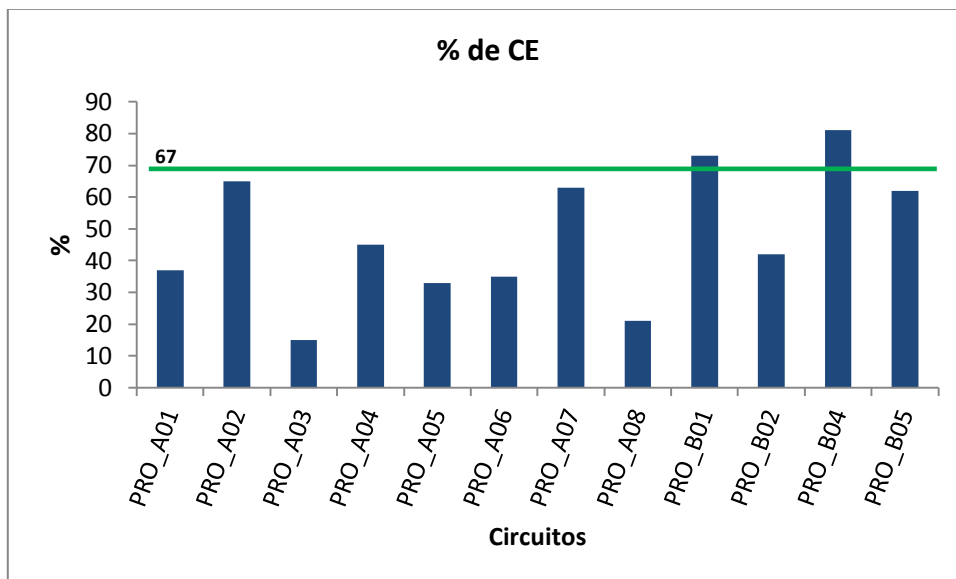


Figura 5.2. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia del conductor más cagado por circuito de la S/E PRO

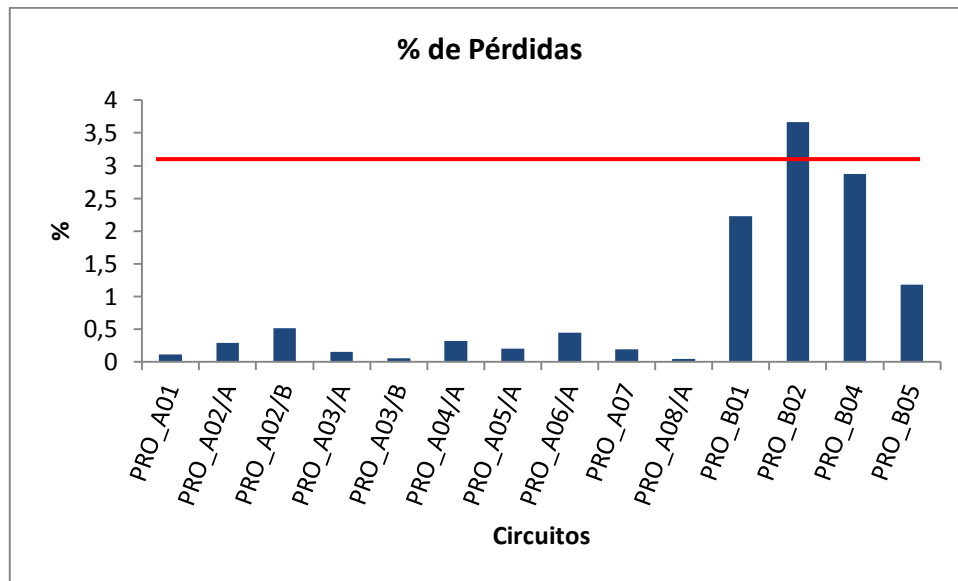


Figura 5.3. Porcentaje de pérdidas por circuito de la S/E PRO

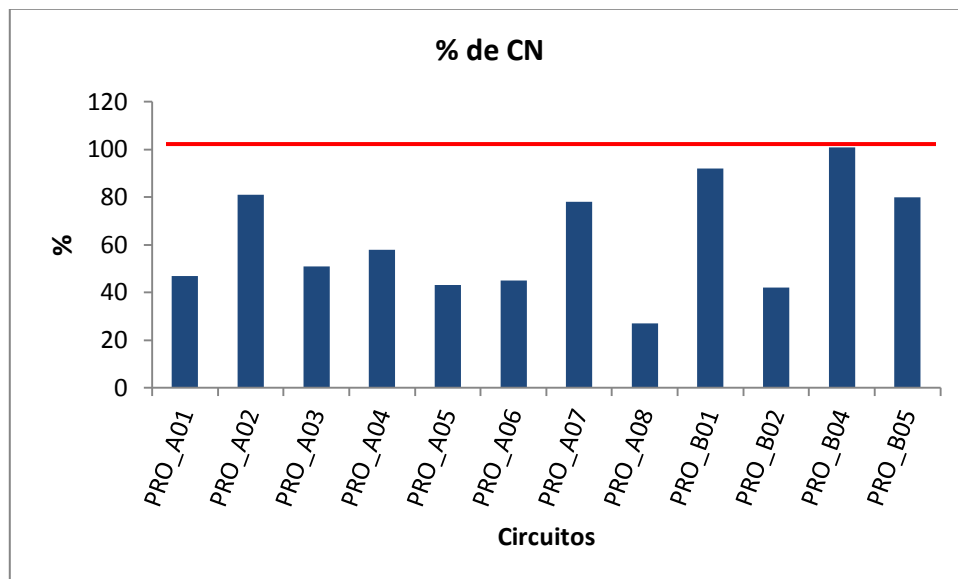


Figura 5.4. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad nominal del conductor más cargado por circuito de la S/E PRO

5.1.1.5 Condición futura de los circuitos asociados a la S/E PRO

En principio se considerarán dos escenarios de operación, uno correspondiente a los traspasos de carga desde S/E adyacentes y otro considerando tanto dichos traspasos como el crecimiento vegetativo que presenta cada circuito de acuerdo a la estimación realizada con el método estadístico de suavización exponencial de Winters.

5.1.1.5.1 Escenario 1: traspasos de cargas que involucran a los circuitos de la S/E PRO

Considerando cada uno de los traspasos de carga, externos e internos a la S/E PRO, se presenta la tabla 5.9 resumen.

Tabla 5.9. Variación de la carga antes y después de llevar a cabo los proyectos

Circuito	Carga Inst. actual [kVA]	Carga Inst. futura [kVA]	Demanda actual [kVA]	Demanda futura [kVA]
PRO_A01	8925,5	11242,5	3500	5500
PRO_A02/A	16082,5	25347,5	2394	11203
PRO_A02/B			3275	
PRO_A03/A	4553,5	4553,5	3590	4500
PRO_A03/B			910	
PRO_A04/A	8375	11544	4300	6672
PRO_A05/A	5050	10500	3200	6676
PRO_A06/A	8002,5	10852,5	3361	5061
PRO_A07	6700	6700	3700	3700
PRO_A08/A	3552,5	10064,5	2000	6079

Continuación de la tabla 5.9

PRO_B01	6442,5	7812,5	4800	5799
PRO_B02	6450,5	17095,5	2100	7188
PRO_B04	6520	6520	5300	5300
PRO_B05	9040	9040	5900	5900

Para este caso se procedió a simular cada circuito de la S/E PRO interconectando en el nodo correspondiente los traspasos de carga provenientes de los circuitos asociados a S/Es involucradas, mostradas en las tablas 5.2 y 5.3. En la tabla 5.10 se muestran las simulaciones correspondientes por medio del software ASP.

Tabla 5.10. Condición futura sin considerar el crecimiento vegetativo

Circuito	Carga Inst. [kVA]	Demanda [kVA]	Vmin [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
PRO_A01	11242,5	5500	0,996	74	57		0,5	0,79	0,56	0,34	10,6	0,19
PRO_A02/B	25347,5	8877	0,983	165	131	CD15689_1	0,44	0,9	0,53	0,32	83	0,94
PRO_A02/A		2326									2	0,09
PRO_A03/A	4553,5	3590	0,998	51	42		0,98	0,9	0,63	0,43	5,5	0,15
PRO_A03/B		910									0,15	0,06
PRO_A04/A	11544	6672	0,992	99	79	CD7430_1	0,64	0,87	0,63	0,45	30,1	0,45
PRO_A05/A	10500	6676	0,992	90	70	CD7434_2	0,64	0,86	0,37	0,17	32,8	0,49
PRO_A06/A	10852,5	5061	0,983	82	66		0,47	0,89	0,74	0,56	50,5	0,99
PRO_A07	6700	3700	0,996	78	63		0,56	0,88	0,44	0,36	6,9	0,19
PRO_A08/A	10064,5	6079	0,987	82	64		0,60	0,77	0,52	0,36	39	0,64
PRO_B01	7812,5	5799	0,98	78	61		0,86	0,89	0,56	0,33	50,4	0,87
PRO_B02	17095,5	7188	0,96	97	75	CD15577_1	0,42	0,96	0,64	0,42	187,9	2,51
PRO_B04	6520	5300	0,947	101	81	CD1267_1	0,81	0,95	0,59	0,37	152	2,87
PRO_B05	9040	5900	0,98	80	62		0,65	0,95	0,59	0,37	69,9	1,18

Se indica con color verde (79, 70,75, 81%) la superación de la capacidad de diseño (67%), con color rojo los valores sobre la capacidad nominal de los conductores (165, 101%), fuera del rango permitido de caída de tensión (0,947) y

exceso del porcentaje máximo permitido de pérdidas en el circuito (3%), y con color azul los valores sobre la capacidad de emergencia (131%).

5.1.1.5.2 Escenario 2: crecimiento vegetativo de los circuitos asociados a la S/E PRO

De acuerdo al método de suavización exponencial de Winters, se procedió a estimar el crecimiento vegetativo que presentan cada uno de los circuitos de la S/E PRO. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.11.

Tabla 5.11. Crecimiento futuro de los circuitos de la S/E PRO

Circuitos/Años	2010	2011	2012	2013	2014	%TCI
PRO_A01	3639	3639	3639	3639	3639	0,00
PRO_A02	6379	6379	6379	6379	6379	0,00
PRO_A03	6216	6216	6216	6216	6216	0,00
PRO_A04	4299	4299	4299	4299	4299	0,00
PRO_A05	3926	4057	4188	4319	4450	2,54
PRO_A06	7992	7992	7992	7992	7992	0,00
PRO_A07	4094	4094	4094	4094	4094	0,00
PRO_A08	-	-	-	-	-	-
PRO_B01	5554	5658	5762	5865	5969	1,45
PRO_B02	2143	2143	2143	2143	2143	0,00
PRO_B04	5883	5883	5883	5883	5883	0,00
PRO_B05	6442	6442	6442	6442	6442	0,00

Como se observa en la tabla 5.11 solamente los circuitos PRO_A05 y PRO_B01 presentan un crecimiento apreciable, y en cuanto al PRO_A08 no se dispone de una data histórica por tanto se asume con una demanda de futura igual a la demanda actual. Tal como se observa en el diagrama unifilar los circuitos PRO_A06

y PRO_B02 alimentan mediante una compacta a los circuitos JMI_A13 (S/E Juan Miranda) y CDA_A13 (S/E Cañada) respectivamente. Para obtener el escenario futuro considerando tanto los traspasos como el crecimiento vegetativo se procedió a tomar como demanda propia del circuito, es decir sin traspasos, los valores estimados para el año 2014. En la tabla 5.12 se muestra la demanda futura.

Tabla 5.12. Condición futura de los circuitos de la S/E PRO

Circuito	Carga Inst. actual [kVA]	Carga Inst. futura [kVA]	Demanda actual [kVA]	Demanda futura [kVA]
PRO_A01	8925,5	11242,5	3500	5639
PRO_A02/A	16082,5	25347,5	2394	11913
PRO_A02/B			3275	
PRO_A03/A	4553,5	4553,5	3590	6216
PRO_A03/B			910	
PRO_A04/A	8375	11544	4300	6672
PRO_A05/A	5050	10500	3200	7926
PRO_A06/A	8002,5	10852,5	3361	5061
PRO_A07	6700	6700	3700	4094
PRO_A08/A	3552,5	10064,5	2000	6079
PRO_B01	6442,5	7812,5	4800	6968
PRO_B02	6450,5	17095,5	2100	7231
PRO_B04	6520	6520	5300	5883
PRO_B05	9040	9040	5900	6442

Con esta simulación se evidencia qué circuitos de la S/E bajo estudio estarán fuera de los criterios de diseño y operación de la EDC y de tal modo descartarlos como posibles estrategias para migrar algún circuito de la S/E JMI.

En la siguiente tabla (5.13) se muestran los resultados de las simulaciones obtenidos por medio del software ASP.

Tabla 5.13. Condición futura de operación de los circuitos de la S/E PRO

Circuito	Carga Inst. [kVA]	Demanda [kVA]	Vmin [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
PRO_A01	11242,5	5639	0,996	76	59		0,5	0,79	0,56	0,34	11,1	0,2
PRO_A02/B	25347,5	9257	0,982	172	137	CD15689_1	0,46	0,9	0,53	0,32	90,1	0,97
PRO_A02/A		2657									2,5	0,09
PRO_A03/A	4553,5	5123	0,997	72	58		1,36	0,9	0,63	0,43	11,2	0,21
PRO_A03/B		1093									0,7	0,06
PRO_A04/A	11544	6672	0,992	99	79	CD7430_1	0,6	0,87	0,63	0,45	30,1	0,45
PRO_A05/A	10500	7926	0,991	110	87	CD7434_2	0,75	0,86	0,37	0,17	43,9	0,55
PRO_A06/A	10852,5	5061	0,983	82	66		0,47	0,89	0,74	0,56	50,5	0,99
PRO_A07	6700	4094	0,996	78	63		0,61	0,88	0,44	0,36	8,7	0,21
PRO_A08/A	10064,5	6079	0,987	82	64		0,8	0,77	0,52	0,36	39	0,64
PRO_B01	7812,5	6968	0,97	94	73	CD12628_1	0,89	0,89	0,56	0,33	81,4	1,17
PRO_B02	17095,5	7231	0,96	98	76	CD15577_1	0,42	0,96	0,64	0,42	197,2	2,73
PRO_B04	6520	5883	0,941	112	90	CD1267_1	0,81	0,95	0,59	0,37	186,6	3,17
PRO_B05	9040	6442	0,978	87	67	CD14850_1	0,65	0,95	0,59	0,37	83,2	1,29

De acuerdo a los resultados presentados en la tabla anterior, los circuitos que exceden uno de los criterios de diseño y operación de la EDC se van a descartar como posible estrategia. No obstante se evidencia que los circuitos que presentan mayor flexibilidad respecto al criterio de diseño del 67% de utilización de la capacidad de emergencia son el PRO_A01 y PRO_A03, por tanto se verificará la factibilidad geográfica de migrar algún circuito de la S/E JMI o parte del mismo, hacia estos dos circuitos nombrados provenientes a la S/E PRO o hacia los que no presentan carga conectada como el PRO_B03.

En las siguientes gráficas (fig. 5.5, 5.6, 5.7, 5.8) se aprecia los resultados de dicho escenario.

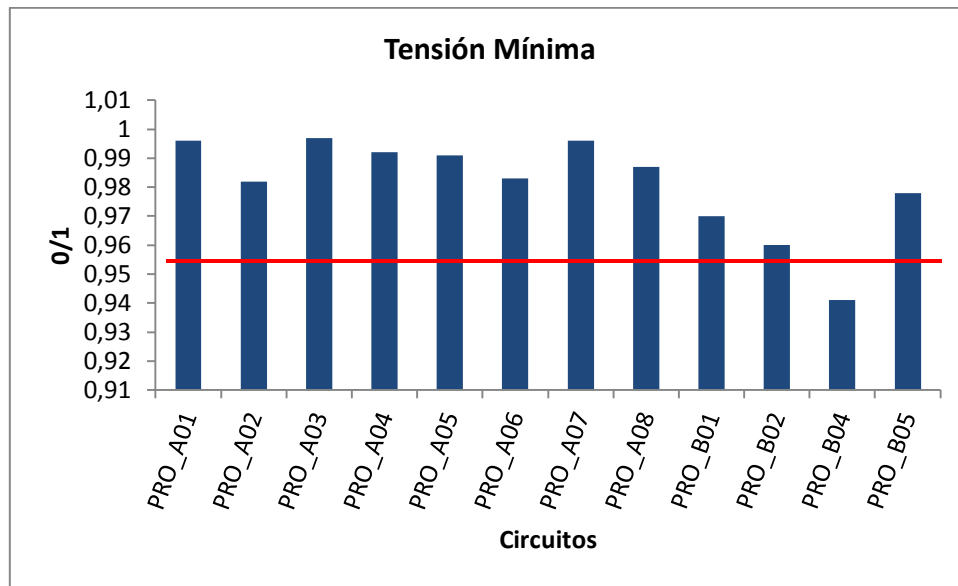


Figura 5.5. Tensiones mínimas por circuito de la S/E PRO, escenario futuro

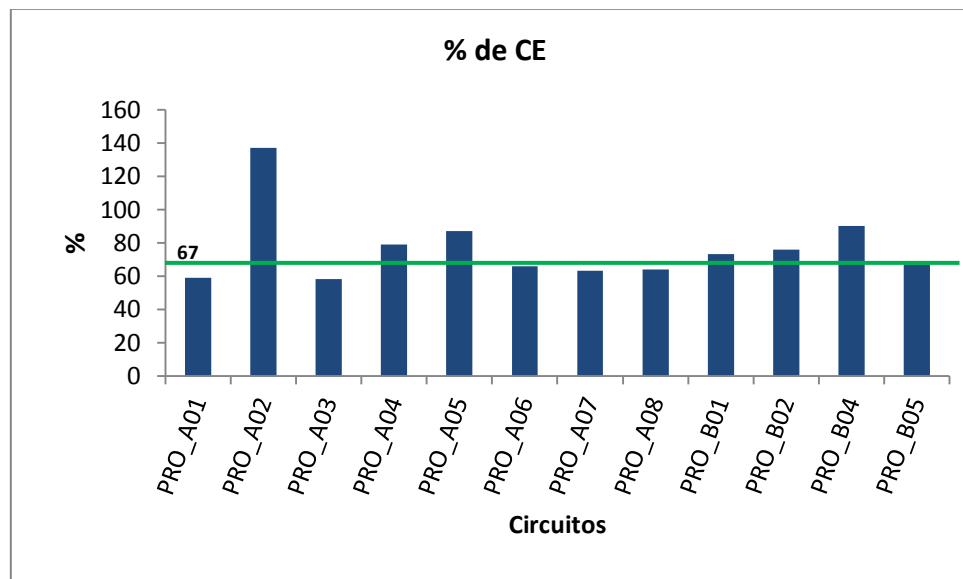


Figura 5.6. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia del conductor más cagado por circuito de la S/E PRO, escenario futuro

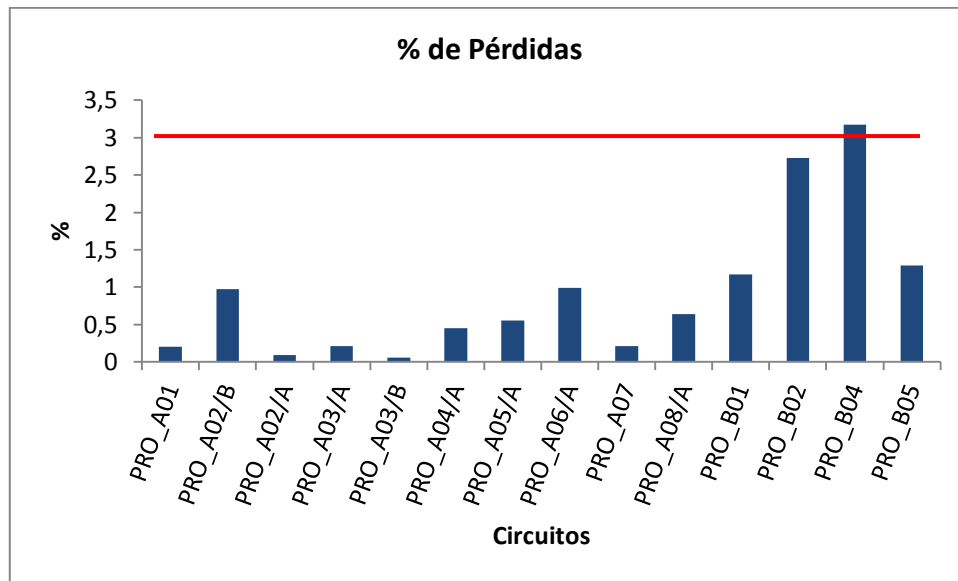


Figura 5.7. Porcentaje de pérdidas por circuito de la S/E PRO

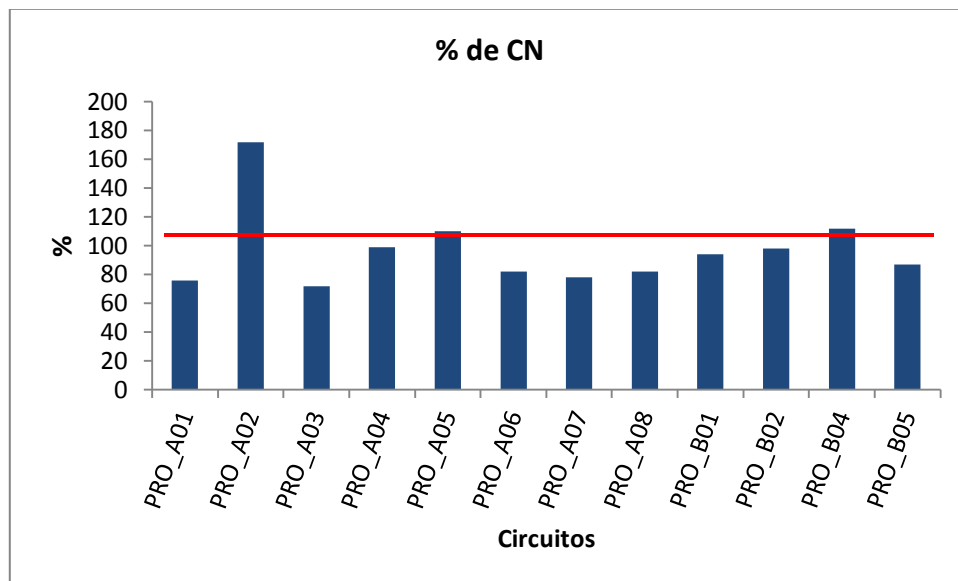


Figura 5.8. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad nominal del conductor más cargado por circuito de la S/E PRO

5.1.2 S/E Juan Miranda

5.1.2.1 Condición actual de operación

La S/E JMI, ubicada en el región oeste de Caracas y asociada a la S/E de subtransmisión Catia (30kV), y esta a su vez asociada a la S/E Magallanes (69kV); cuenta con tres unidades de transformación instaladas, cuyas características se presentan en la tabla 5.14. En las figuras A.1.3 y A.1.4 del Anexo N° 1 se muestra el esquema unifilar de dicha S/E, suministrado por el departamento que opera el sistema SCADA de la EDC.

Tabla 5.14. Características de las unidades de transformación de la S/E JMI

Unid.	Relación de Transformación	Capacidad Nominal	Capacidad a Ventilación Forzada	Conexión	Impedancia Zcc
I	28,8 / 4,8 kV	5 MVA	6,25 MVA	Δ - Δ	7,63%
II	28,8 / 4,8 kV	5 MVA	6,25 MVA	Δ - Δ	6,74%
III	28,8 / 4,8 kV	5 / 6,25 MVA	7 MVA	Δ - Δ	8,04%

Actualmente la demanda máxima que presenta esta S/E es aproximadamente 16,4 MVA, tomado a partir de una serie de datos cronológicos descargados a través de dicho portal online de la EDC, para el periodo 08/2009-08/2010. Según se muestra en la tabla 5.14 cada una de las tres unidades de transformación de la S/E JMI pueden operar a una capacidad ventilación forzada de 6,25MVA. En cuanto a la capacidad firme de esta S/E, en la Unidad de Planificación de distribución la han fijado en un valor igual 13,3MVA ya que las mismas poseen una antigüedad mayor a 40 años y otras consideraciones no especificadas. Por lo tanto dado que la demanda máxima coincidente de la S/E JMI es mayor que 13,3MVA se evidencia que actualmente la

misma no cumple con el criterio de capacidad firme que establece como norma la EDC.

5.1.2.2 Condición actual de los circuitos asociados a la S/E JMI

La S/E JMI tiene asociado 12 circuitos de Distribución operando en 4,8kV, de los cuales solo 8 están operativos, tal como se observa en la figura 5.6. La red circuital conformada por estos 8 circuitos surte de energía eléctrica al sector sur de Propatria perteneciente a la Parroquia Sucre del oeste de Caracas, específicamente: La Morán, Casalta II y La Silsa.

Para determinar las condiciones de operación actual de estos circuitos se procedió primero que todo a descargar la data por circuito del portal de telemedidas históricas del sistema SCADA, disponible en el portal web interno mencionado, y tomando como demanda actual la demanda máxima coincidente del último año hasta la actualidad.

En la tabla 5.15 se muestran los resultados de las simulaciones de las condiciones actuales, por medio del software ASP.

Tabla 5.15. Condición actual de operación de los circuitos de la S/E JMI

Circuito	Carga Inst. [kVA]	Demanda [kVA]	Vmin [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A02	4862,5	2200	0,978	95	79	CD2709_1	0,45	0,89	0,5	0,27	28,7	1,31
JMI_A03	4417,5	3000	0,965	145	121	LD2719_3	0,67	0,96	0,63	0,41	56,1	1,87
JMI_A06	6652,5	2300	0,98	78	64		0,35	0,9	0,64	0,45	22,7	0,99
JMI_A07	4090	2700	0,974	95	73	CD2736_1	0,67	0,95	0,54	0,32	40,5	1,5
JMI_A08	4200	2000	0,97	99	79	CD2743_1	0,48	0,88	0,6	0,38	33,7	1,67

Continuación de la tabla 5.15

JMI_A09	4825	2100	0,921	105	84	CD5722_1	0,43	0,95	0,56	0,33	110,2	5,25
JMI_A11	5119,5	2700	0,98	120	108	CD2723_1	0,53	0,9	0,64	0,44	25,5	0,94
JMI_A13/A	8887,5	2232	0,965	107	59	LD2702_1	0,41	0,9	0,6	0,4	39,1	1,75
JMI_A13/B		1479									15,7	1,06

Puede observarse que actualmente, de acuerdo a la simulación, solamente un circuito presenta condiciones de operación aceptables respecto a los criterios de operación y funcionamiento que permite la EDC, este es el JMI_A06. Lo que evidencia el estado de criticidad de la S/E bajo estudio.

En las siguientes gráficas (fig. 5.9, 5.10, 5.11, 5.12) se ilustra las condiciones actuales.

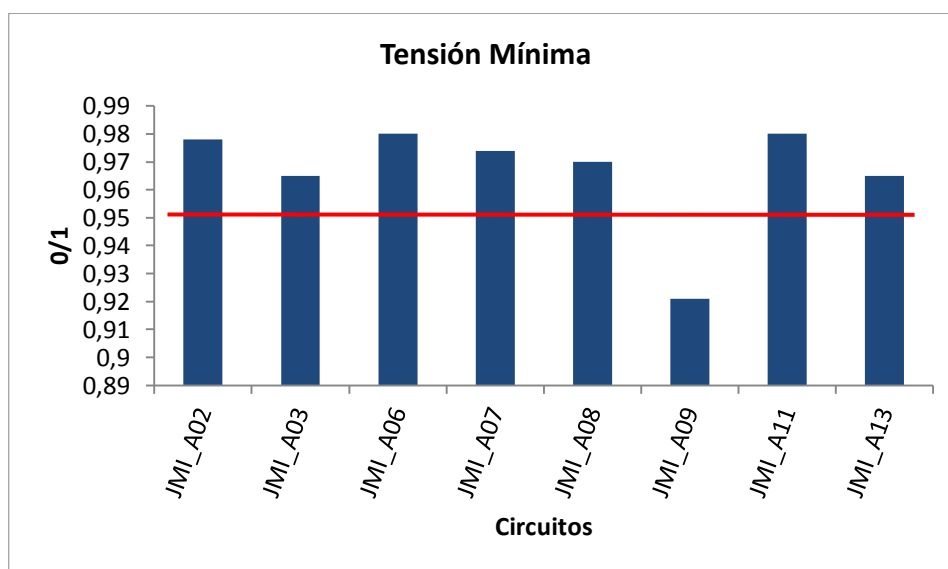


Figura 5.9. Tensiones mínimas por circuito de la S/E JMI

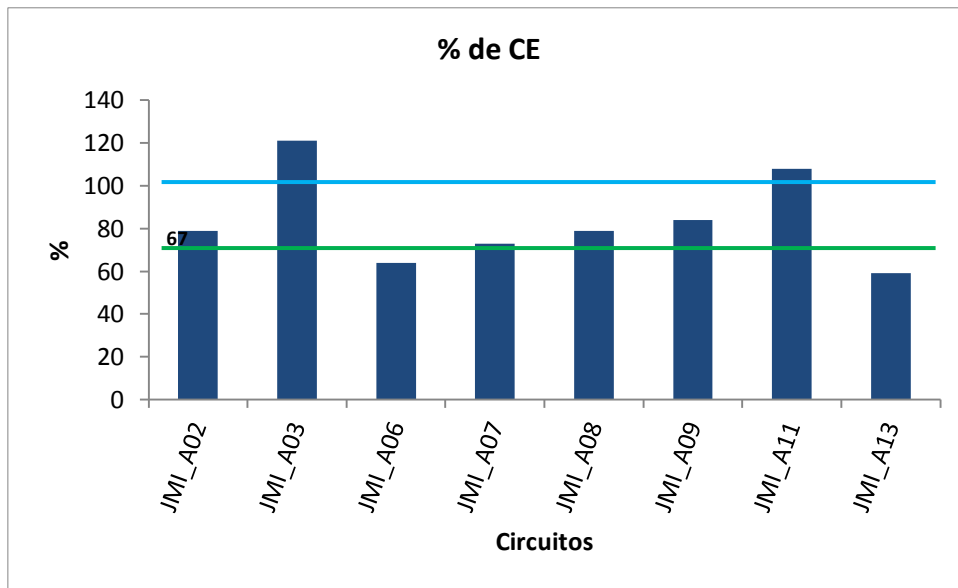


Figura 5.10. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia del conductor más cagado por circuito de la S/E JMI

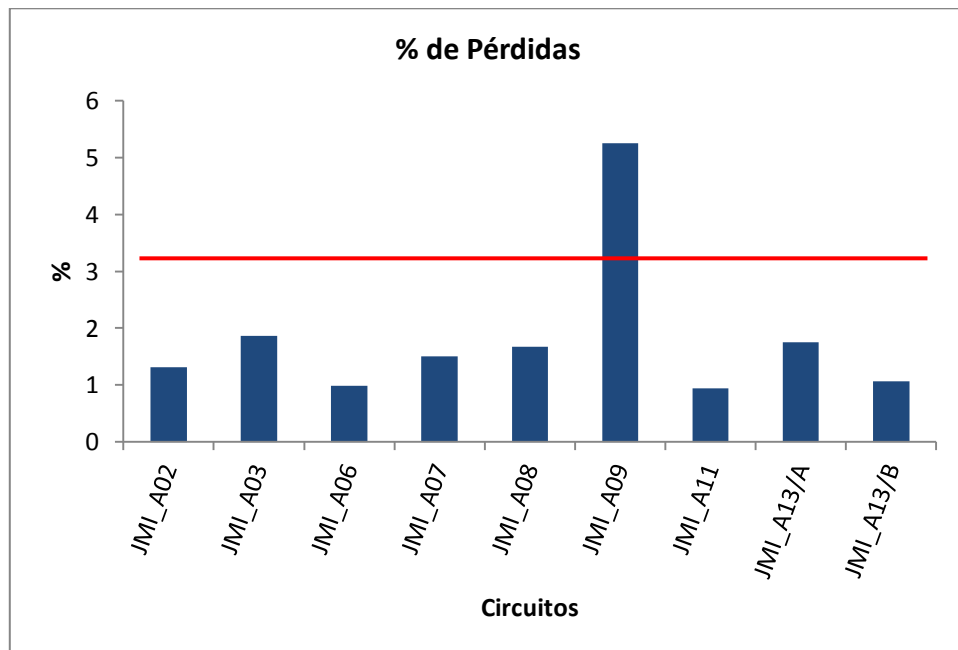


Figura 5.11. Porcentaje de pérdidas por circuito de la S/E JMI

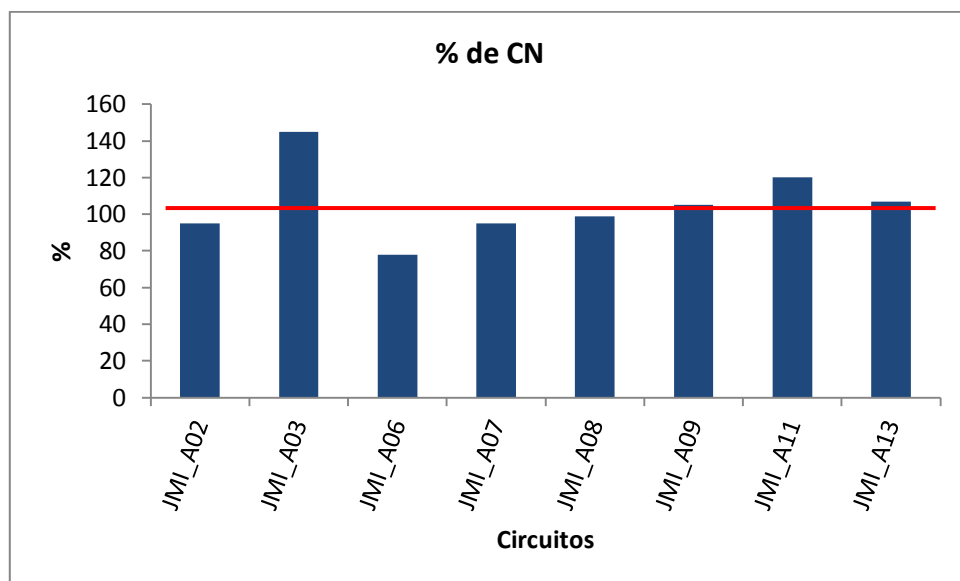


Figura 5.12. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad nominal del conductor más cargado por circuito de la S/E JMI

5.1.2.3 Estimación futura de la demanda de los circuitos de la S/E JMI

De acuerdo al método de suavización exponencial de Winters, se procedió a estimar el crecimiento vegetativo que presentan cada uno de los circuitos de la S/E JMI. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.16.

Tabla 5.16. Estimación futura de los circuitos de la S/E JMI

Circuitos/Años	2010	2011	2012	2013	2014	%TCI
JMI_A02	2660	2660	2660	2660	2660	0,00
JMI_A03	3362	3497	3632	3767	3903	3,03
JMI_A06	2362	2362	2362	2362	2362	0,00
JMI_A07	2932	3032	3132	3232	3333	2,60
JMI_A08	2134	2134	2134	2134	2134	0,00
JMI_A09	2299	2395	2491	2588	2684	3,15
JMI_A11	2878	2960	3042	3124	3206	2,18

El circuito JMI_A13, como se indicó en la sección de S/E PRO, está alimentado por medio de una compacta (ver glosario) a través de una copa del circuito PRO_A06, por lo cual la estimación futura de este circuito corresponde a una parte del pronóstico de PRO_A06.

Estas estimaciones futuras se tomarán en cuenta en las estrategias para cambiar de tensión a cada uno de los circuitos de la S/E JMI.

5.1.3 S/E Pineda

5.1.3.1 Condición actual de operación

La S/E PND, ubicada en el región centro de Caracas y asociada a la S/E de subtransmisión Catia (30kV), y esta a su vez asociada a la S/E Magallanes (69kV); cuenta con tres unidades de transformación instaladas las cuales se especifican en la tabla 5.17. En las figuras A.1.1 y A.1.2 del Anexo N° 1 se muestra el esquema unifilar de dicha S/E, suministrado por el departamento que opera el sistema SCADA de la EDC.

Tabla 5.17. Características de las unidades de transformación de la S/E PND

Unid.	Relación de Transformación	Capacidad Nominal	Capacidad a Ventilación Forzada	Conexión	Impedancia Z_{cc} @ 15MVA
I	28,8 / 4,8 kV	7,5 MVA	9,37 MVA	Δ - Δ	7,92%
II	28,8 / 4,8 kV	7,5 MVA	9,37 MVA	Δ - Δ	7,92%
III	28,8 / 4,8 kV	7,5 MVA	10,5 MVA	Δ - Δ	7,89%

Actualmente la demanda máxima de la S/E PND es aproximadamente 17 MVA, tomado a partir de una serie de datos cronológicos descargados a través de dicho portal online de la EDC, para el periodo 08/2009-08/2010. Considerando que esta S/E tiene una antigüedad mayor a 40 años la capacidad firme de la misma fue determinada con la siguiente expresión:

$$CF_{PND} = 1 \left(\sum_{i=1}^3 C_{VF} - C_{VFm\acute{a}x} \right) = 18,8MVA$$

5.1.3.2 Condición actual de los circuitos asociados a la S/E PND

La S/E PND tiene asociado 14 circuitos de Distribución operando en 4,8kV, de los cuales solo 11 están operativos. La red circuital conformada por estos 12 circuitos surte de energía eléctrica a parte de la región centro de Caracas, específicamente: Miraflores, Av. Baralt, La Pastora, Mecedores.

En la tabla 5.18 se muestran los resultados de la simulación, obtenidas por medio del software ASP.

Tabla 5. 18. Condición actual de operación de la S/E PND

Circuito	Carga Inst. [kVA]	Demanda [kVA]	Vmin [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
PND_A01	4953	3400	0,95	237	190	CD8914_2	0,68	0,89	0,69	0,49	81,9	2,41
PND_A02/A	4275	679	0,994	43	35		0,36	0,88	0,59	0,39	2,6	0,33
PND_A02/B		868									1,7	0,19
PND_A03	5305	2350	0,996	94	78	CD2829_1	0,44	0,86	0,53	0,29	6,1	0,26
PND_A04	3652,5	1500	0,994	60	50		0,41	0,89	0,63	0,43	5	0,33
PND_A05	2100	600	0,998	29	23		0,29	0,87	0,63	0,45	0,8	0,13
PND_A07/A	4590	1665	0,984	93	75	LD12085_1	0,6	0,91	0,66	0,45	10,2	0,61

Continuación de la tabla 5.18

PND_A07/B		1035									11,4	1,1
PND_A08	2252,5	1730	0,991	69	58		0,86	0,88	0,45	0,25	11,6	0,67
PND_A09	2055	1050	0,995	38	31		0,51	0,9	0,45	0,25	3,3	0,31
PND_A10	5827,5	2300	0,951	120	100	7110_19-20	0,39	0,99	0,64	0,43	123,1	5,35
PND_A13	2600	450	0,998	16	14		0,17	0,86	0,65	0,45	0,5	0,11
PND_A14	4353,5	2180	0,978	108	86	CD3026_3	0,5	0,84	0,67	0,48	32,6	1,5

Se indica con color verde la superación de la capacidad de diseño (75, 78, 86%), con color rojo la superación de la capacidad nominal de los conductores (108, 120, 237%), fuera del rango permitido de caída de tensión o exceso del porcentaje máximo permitido de pérdidas en el circuito (3%) y con el color azul la superación de la capacidad de emergencia (100, 190%).

En las siguientes gráficas (fig. 5.13, 5.14, 5.15, 5.16) se ilustran las condiciones actuales:

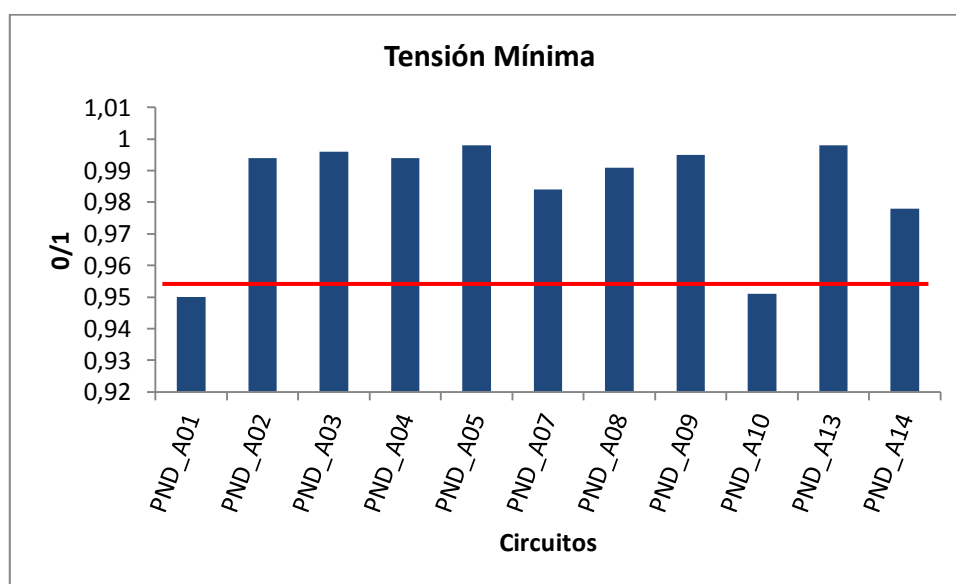


Figura 5.13. Tensión mínima por circuito

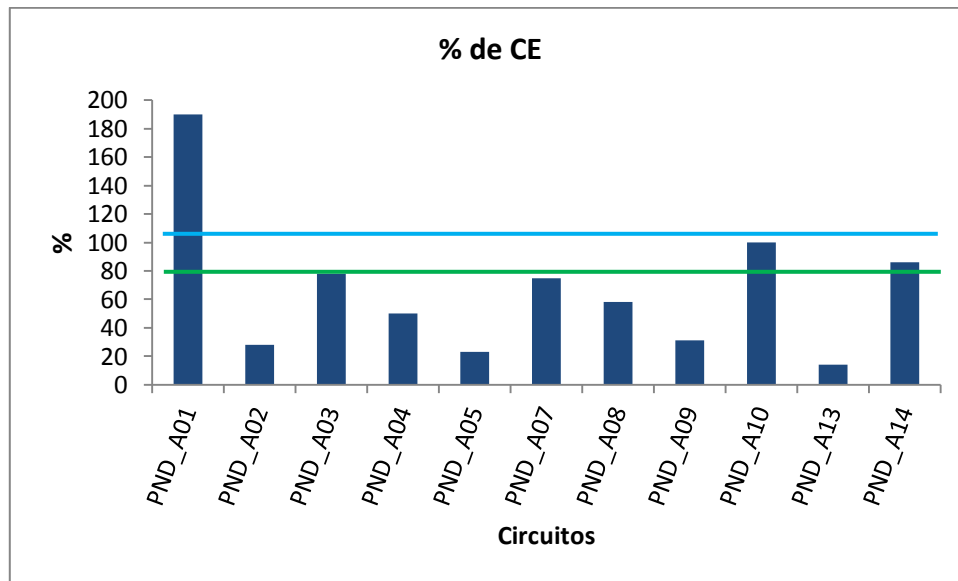


Figura 5.14. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia del conductor más cagado por circuito de la S/E PND

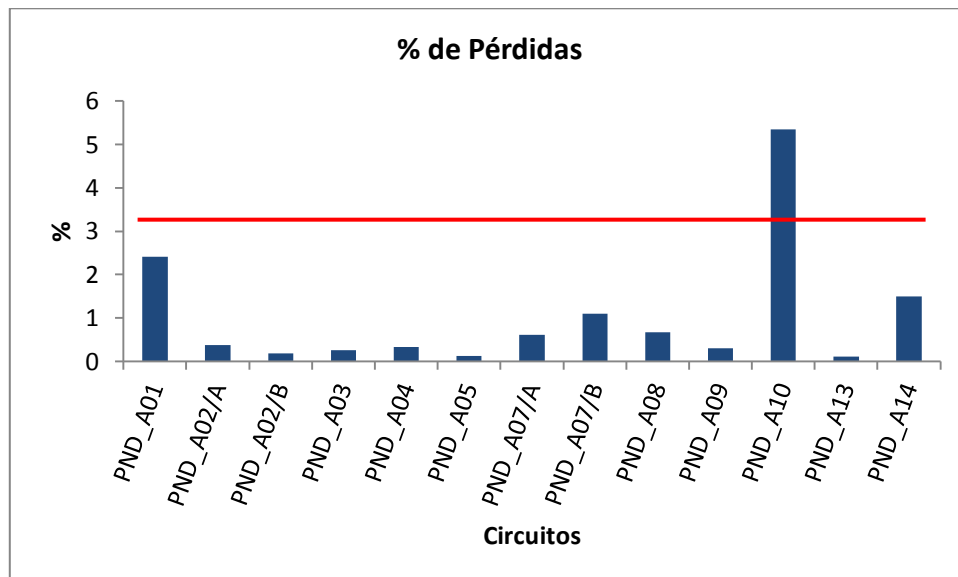


Figura 5.15. Porcentaje de pérdidas por circuito

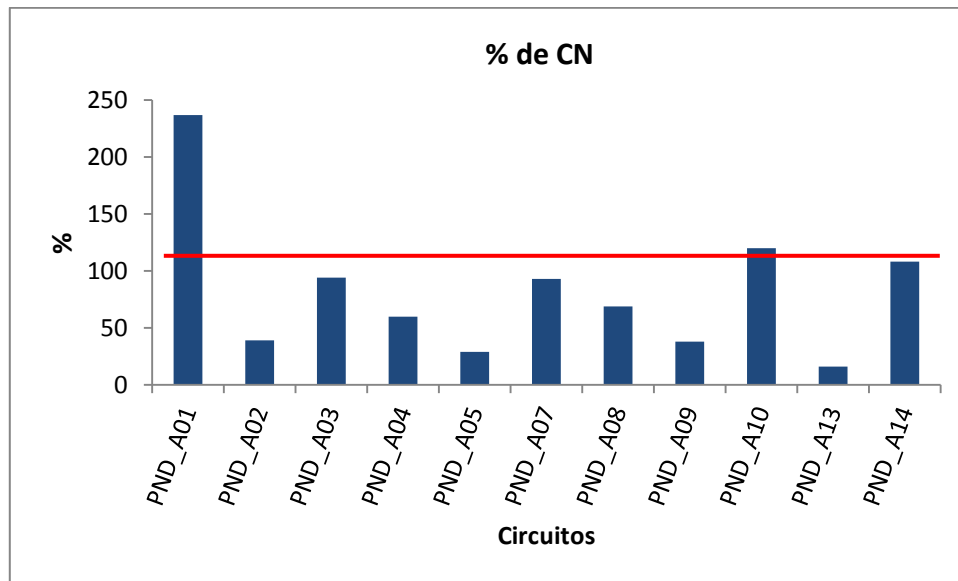


Figura 5.16. Porcentaje de utilización respecto a la capacidad nominal del conductor más cagado por circuito de la S/E JMI

5.1.3.2 Estimación futura de la demanda de los circuitos de la S/E PND

De acuerdo al método de suavización exponencial de Winters, se procedió a estimar el crecimiento vegetativo que presentan cada uno de los circuitos de la S/E PND. Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.19.

Tabla 5.19. Crecimiento vegetativo de la S/E PND

Circuitos/Años	2010	2011	2012	2013	2014	%TCI
PND_A01	3564	3564	3564	3564	3564	0,00
PND_A02	1453	1453	1453	1453	1453	0,00
PND_A03	2348	2348	2348	2348	2348	0,00
PND_A04	1763	1763	1763	1763	1763	0,00
PND_A05	674	674	674	674	674	0,00
PND_A07	3045	3045	3045	3045	3045	0,00
PND_A08	1734	1769	1804	1839	1874	1,57
PND_A09	1157	1157	1157	1157	1157	0,00
PND_A10	2441	2441	2441	2441	2441	0,00
PND_A13	1458	1458	1458	1458	1458	0,00
PND_A14	2200	2200	2200	2200	2200	0,00

Se observa que el único circuito que presenta un crecimiento vegetativo apreciable es el PND_A08.

Una consideración importante de esta S/E es que la misma será expandida a 4 unidades de transformación y será ajustada para operar en 12,47kV. Esta S/E mantendrá su disposición geográfica circuitos al ser cambiada de 30/4,8 a 69/12,47.

5.2 Reconfiguración y adecuación de los circuitos de la S/E JMI para operar en 12,47kV

En esta sección se procede a reconfigurar los circuitos de la S/E JMI por cercanía geográfica, a través de calles y avenidas principalmente. Las simulaciones se realizaron a la tensión futura 12,47kV.

En las figuras 5.17 y 5.18 se presenta la disposición geográfica de las posibles S/E que permitirán interconectar cada circuito de la S/E JMI con la S/Es PRO o PND; estas figuras fueron obtenidas por medio de la interfaz gráfica SIGRED y el programa Microstation.



Figura 5.17. Ubicación geográfica de las S/Es involucradas

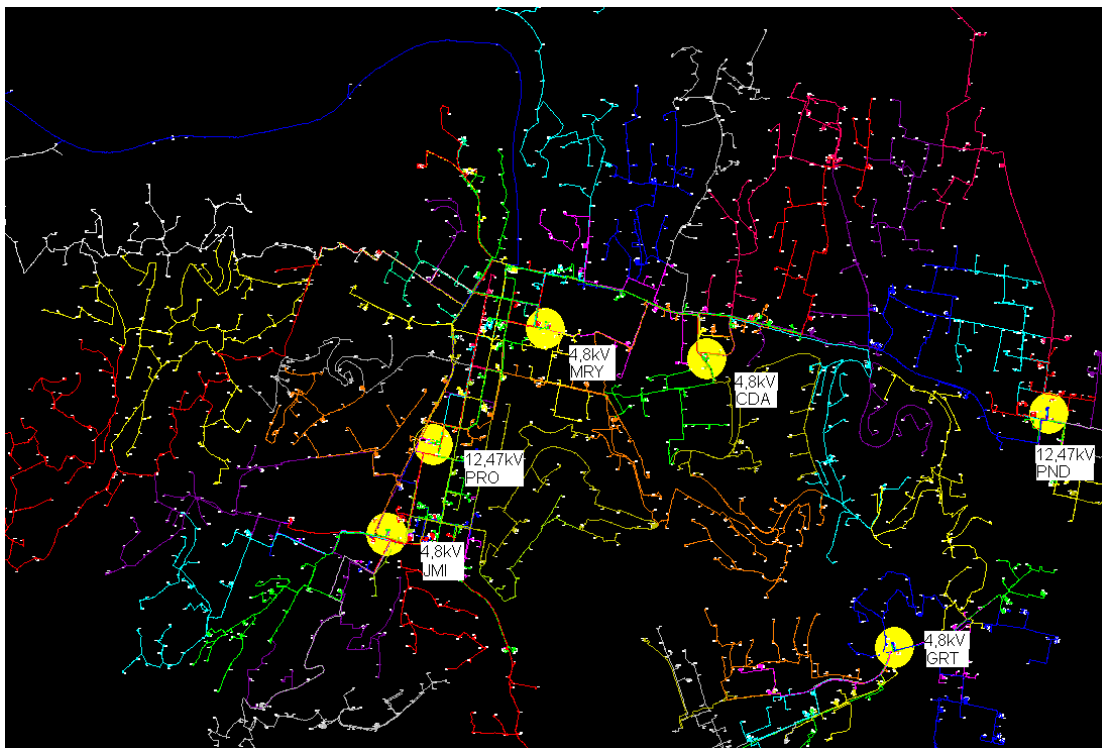


Figura 5.18. Red circuital de las S/Es involucradas

Según especificaciones de la Unidad de Planificación de Distribución de la EDC, para llevar a cabo el cambio de tensión de cada circuito de la S/E JMI deben reemplazarse todos los conductores que no cumplan con los criterios de diseño de la empresa. De acuerdo a las estrategias de solución en 12,47kV a presentarse en las subsecciones siguientes, deben reemplazarse los conductores con aislamiento del tipo PLT-5kV (PLT5) o GN, los transformadores que no podrán operar al nivel de tensión futura (sin Doble Mando), las estructuras de líneas de distribución aérea por estructuras acordes al nivel de tensión futura, los interruptores con corriente nominal inferior a 600A y los posibles cuellos de botella. En el anexo N° 4 se presentan cada uno de los equipos a retirarse e instalarse correspondientemente.

A continuación se presentan cada una de las estrategias de solución para el caso S/E JMI.

5.2.1 Cambio de tensión del circuito JMI_A02

5.2.1.1 Estrategia 01

De acuerdo a su disposición geográfica en la región oeste de Caracas, se planea interconectarlo con dos circuitos ubicados en el trayecto principal que une a la S/E PND con JMI_A02, como se mencionó en la sección anterior la S/E PND conservará su disposición geográfica y será adecuada para operar en 12,47kV (actualmente opera en 4,8kV); este trayecto corresponde principalmente a la Av. Sucre de la Parroquia Catia, donde se constata la existencia de bancadas por el SIGRED, dichos circuitos son: MRY_A04 y CDA_A07.

En principio al combinar estos tres circuitos, se tendrá que la demanda máxima a la cual pudiera estar sometido el conductor principal desde un circuito nuevo de la S/E PND será la suma de las demandas máximas individuales, considerando los traspasos que ya han sido proyectados por la Unidad de Planificación de la EDC para estos circuitos en particular. Según el método de suavización exponencial de Winters, dichas demandas pronosticadas para el año 2014 se presentan en la tabla 5.20:

Tabla 5.20. Circuitos involucrados en el cambio de tensión de JMI_A02

Circuito	Demanda, año 2014	Traspaso (TCI=0%)	Total [kVA]
JMI_A02	2660 kVA		2660
MRY_A04	1726 kVA		1726
CDA_A07	2331 kVA	675 kVA (1050kVA Inst.)	3006
Definitivo			7392

En la tabla 5.20 se observa que la demanda máxima será de 7392kVA, lo que trae como consecuencia que no sea factible directamente esta combinación ya que el calibre troncal de un circuito puede ser máximo de 500kcmil, por criterios propios de la EDC, el cual en 12,47kV según la norma (I):7 de la EDC su capacidad de emergencia es 9356kVA (6 ductos ocupados y FC de 0,75), es decir 6237,33kVA considerando el criterio del 67% (2/3) de carga respecto a la capacidad de emergencia (ver Anexo N°02, figura A2.1). En la tabla 5.21 se muestra la simulación realizada en el software ASP, interconectando correspondientemente estos tres circuitos.

En la siguiente figura (5.18) se muestra la estrategia de cambio de tensión, donde se indica con color rojo el conductor nuevo a instalarse, de calibre 500kcmil y aislamiento PLT, 15kV (500PLT15), el cual permitirá la interconexión los tres circuitos nombrados:

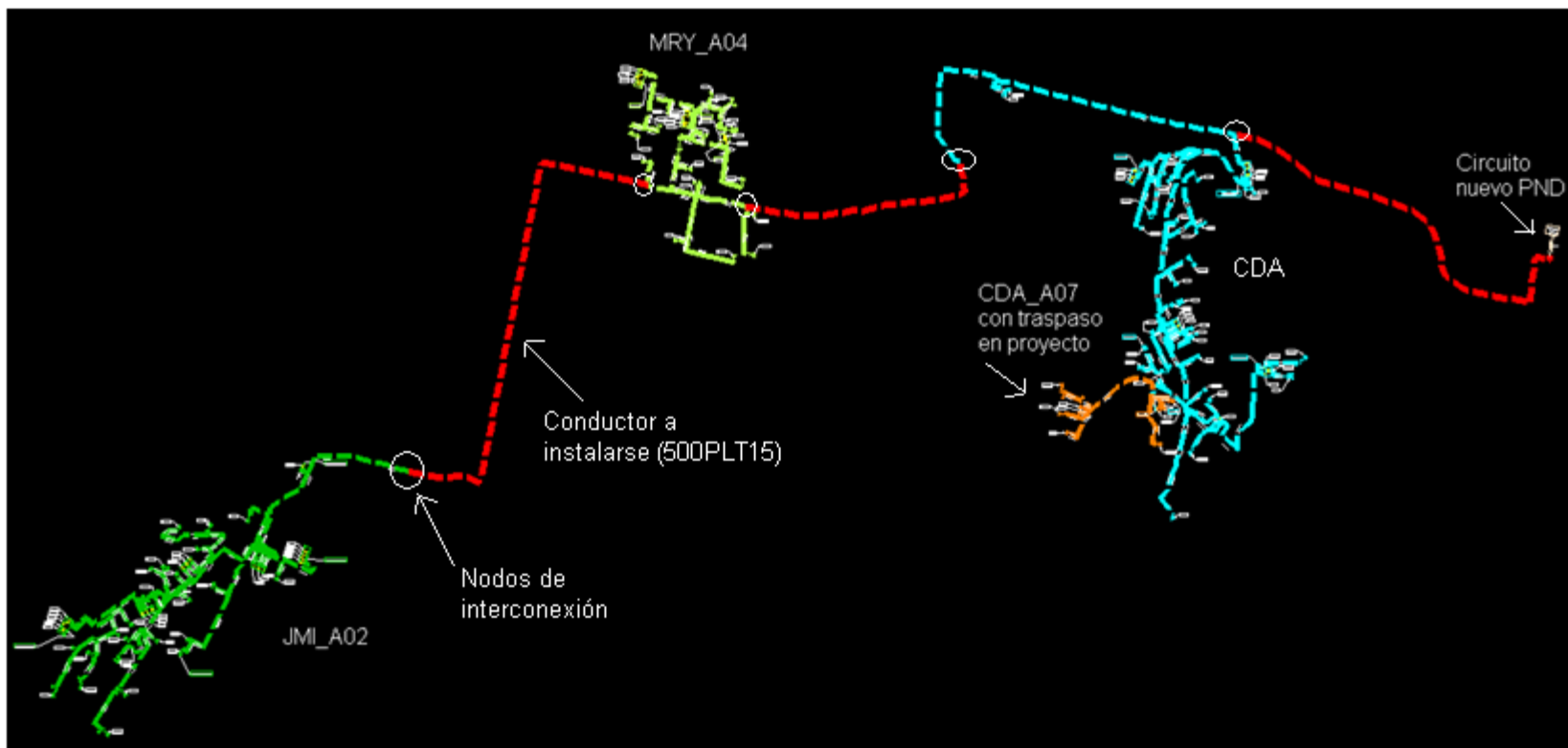


Figura 5.19. Estrategia 01 para llevar a cabo el cambio de tensión de la S/E JMI_A02

Tabla 5.21. Cambio de Tensión de JMI_A02, MRY_A04 y CDA_A07 (Estrategia 1)

Circuitos combinados	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	V _{mín} [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A02-MRY_A04-CDA_A07 a PND	12807 (2700+4194,5+4862,5+1050)	7392	0,971	100	77	Copa 500PLT15	0,57	0,89	0,71	0,53	127	1,72
				96	76	CD2354_3 4/0GN15						
				219	178	CD9903_4 6PLT15						
				82	82	LD9903_4 1/0ALPLT						
				77	77	LD2667_1 1/0ALPLT						
				150	120	CD2667_4 2PLT15						

Puede observarse que seis conductores presentan un porcentaje de utilización mayor a los exigidos por la norma, bien sea por el criterio de capacidad de diseño (76, 77, 82%), exceso de la capacidad nominal (100, 150, 219%) o por estar fuera de la capacidad de emergencia de conductor correspondiente (120, 178%).

5.2.1.2 Estrategia 02

Como estrategia secundaria para minimizar la demanda que experimentaría la copa del circuito nuevo de la S/E PND sugerido en la sección anterior (Circuito JMI_A02-MRY_A04-CDA_A07), se plantea sobre dicha combinación el traspaso de carga desde JMI_A02 a JMI_A07, donde este último circuito se analizará más adelante.

Dicho traspaso de carga se proyecta con el cierre de la cuchilla ID31215 y la desincorporación del conductor subterráneo CD2709_5 (250PLT15) ubicado en JMI_A02 (a través de la apertura de la cuchilla ID7585), lo cual implica un traspaso de carga instalada de 2950kVA, con una demanda máxima aproximada de 1500kVA, calculados a partir del producto de dicha carga instalada y el Factor de Demanda actual del circuito JMI_A02 (igual a 0,45).

En la figura 5.20 se presenta dicha estrategia para minimizar demanda neta en el conductor principal de PND.

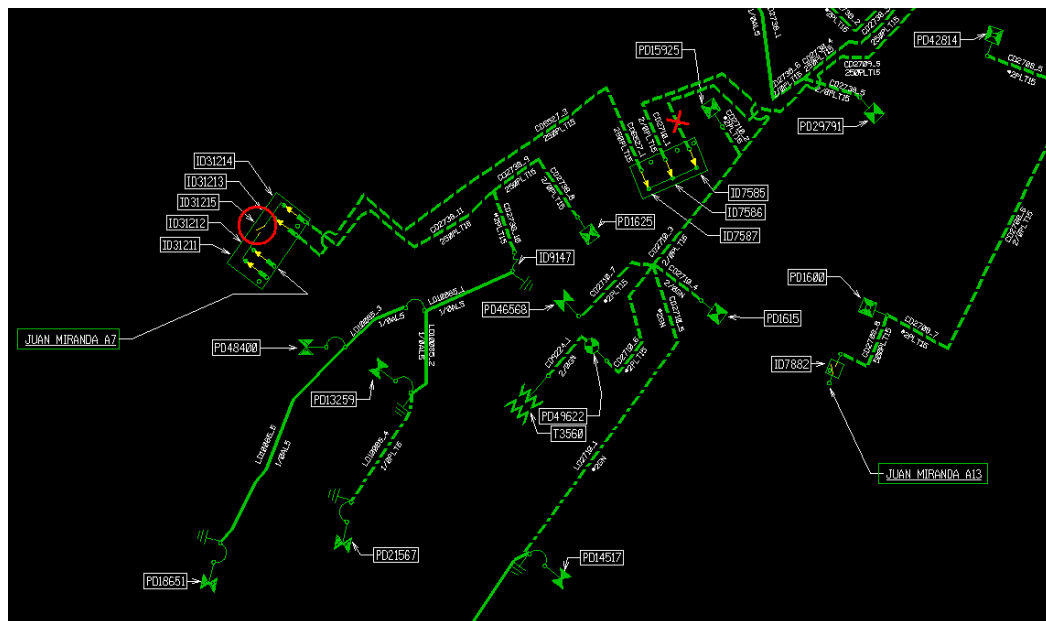


Figura 5.20. Traspaso de carga desde el circuito JMI_A02 a través de cierre y apertura de interruptores

Eliminando dicha carga instalada del conjunto: Circuito JMI_A02-MRY_A04-CDA_A07, la demanda neta de la combinación de circuitos será 7392kVA menos 1500kVA, es decir, 5892kVA de demanda máxima.

En la tabla 5.22 se presenta el resultado de dicha simulación.

Tabla 5.22. Cambio de Tensión de JMI_A02, MRY_A04 y CDA_A07 (Estrategia 2)

Circuitos combinados	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	Vmín [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A02- MRY_A04- CDA_A07 a PND	9857 (2700+4194,5+ 4862,5+1050- 2950)	5892	0,984	77	60	Copa 500PLT15	0,59	0,89	0,71	0,53	57,8	0,98
				126	102	CD9903_4 6PLT15						

De acuerdo a los resultados obtenidos por medio del software ASP, al cambiar el calibre del conductor afectado CD9903_4 (#6PLT15) hasta cumplir con el criterio del 67% de la capacidad de emergencia, los resultados obtenidos se muestran en la tabla 5.23.

Tabla 5.23. Cambio de Tensión de JMI_A02, MRY_A04 y CDA_A07 definitivo

Circuitos combinados	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	Vmín [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A02- MRY_A04- CDA_A07 a PND	9857 (2700+4194,5+ 4862,5+1050- 2950)	5892	0,984	77	60	Copa 500PLT15	0,59	0,89	0,71	0,53	60,7	1,03
				82	66	CD2667_4 2PLT15						
				63	51	CD9903_4 2/0PLT15						

5.2.2 Cambio de tensión del circuito JMI_A03

5.2.2.1 Estrategia 01

Para este circuito se procedió a proyectar una ruta nueva también desde la S/E PND (12,47kV) que abarcara los circuitos GRT_A05, asociado a la S/E Guarataro, y JMI_A03, esto gracias a la disposición geográfica que presentan los mismos. Tomando en consideración que parte de la carga instalada en JMI_A03 será traspasada a PRO_A01 (proyecto existente) específicamente 2317kVA instalados (2000kVA de demanda), tal como se indica en la sección (5.1.2) de condición actual y futura, tabla 5.2.

En la figura 5.20 se muestra la carga traspasada, dibujado por medio del software Microstation, a partir de la descripción suministrada en planos físicos por la Unidad de Planificación de distribución de la EDC.



Figura 5.21. Traspaso en proyecto de JMI_A03 hasta PRO_A01

Según el método de suavización exponencial de Winters, la demanda tendencial para el año 2014 del circuito GRT_A05 es de 4043kVA, mientras que para JMI_A03 (TCI=3%) es de aproximadamente: [4]

$$Dms_{JMI_A03} = 3903kVA - 2000 \cdot (1 + 0.03)^5 kVA \cong 1600kVA$$

Por tanto la demanda neta de la combinación de ambos circuitos será:

$$Dms_{JMI_A03-GRT_A05} = 4043kVA + 1600kVA \cong 5643kVA.$$

Simulando esta condición de operación en el software ASP, se muestra en la tabla 5.24 los resultados.

Tabla 5.24. Cambio de Tensión de JMI_A03 - GRT_A05 a PND (Estrategia 1)

Circuitos combinados	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	V _{mín} [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A03-GRT_A05 a PND	8442,5 (2000+6442,5)	5643	0,983	108	86	CD2552_7 250PLT15	0,67	0,96	0,63	0,41	46,4	0,82
				93	74	CD2552_5 250PLT15						
				90	72	CD2552_3 250PLT15						
				84	67	CD2552_1 250PLT15						

Puede observarse que 4 tramos de conductores son excedidos en cuanto al porcentaje de utilización de la capacidad de emergencia que indica la norma de capacidad de carga en circuitos de distribución (67%), específicamente tramos pertenecientes a GRT_A05, por lo cual es necesario aumentar el calibre de los mismos a 500kcmil (al calibre inmediato superior), a continuación se muestran los resultados de la simulación para este caso, tabla 5.25.

Tabla 5.25. Cambio de Tensión de JMI_A03 y GRT_A05 definitivo

Circuitos combinados	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	Vmín [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A03- GRT_A05 a PND	8442,5 (2000+6442,5)	5643	0,983	76	59	CD2552_7 500PLT15	0,67	0,96	0,63	0,41	41,5	0,74

Tal como se esperaba al aumentar el calibre de los tramos la capacidad aumentó, obteniéndose como peor caso el 59%CE; sin embargo otro aspecto a considerar en la reconfiguración de estos circuitos son los cuellos de botellas producidos al cambiar la posición geográfica de la fuente de alimentación, en este caso la S/E PND, si bien el sistema presenta un margen de flexibilidad con el cual puede operar y prestar un servicio de calidad es importante eliminar la disparidad de los calibres de los tramos. Mediante el software Microstation en la figura 5.2.1 puede observarse la configuración definitiva del circuito JMI_A03.

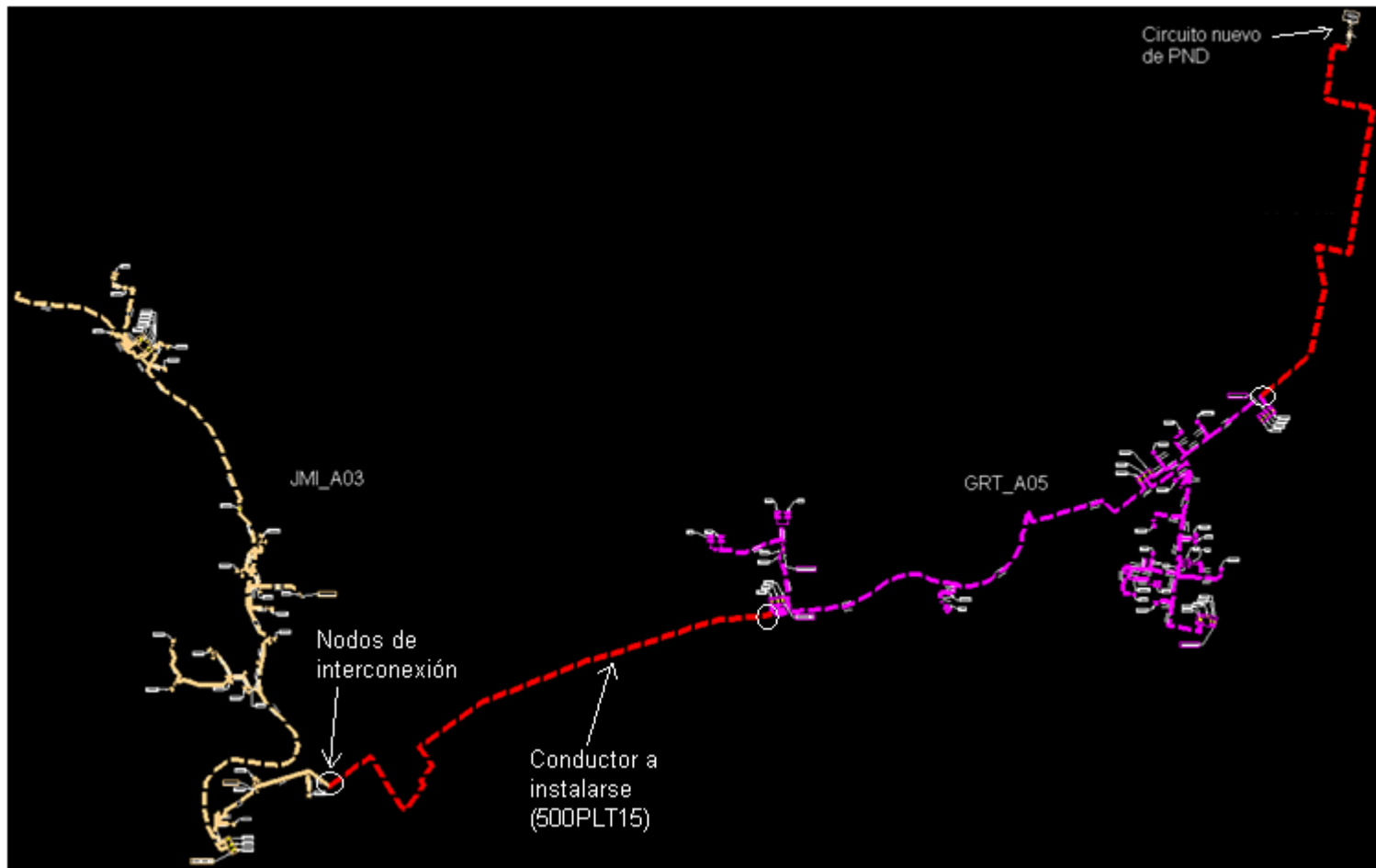


Figura 5.22. Circuito definitivo como estrategia de cambio de tensión del circuito JMI_A03

5.2.3 Cambio de tensión del circuito JMI_A06

5.2.3.1 Estrategia 01

Por cercanía geográfica se procedió a traspasar toda la carga instalada de JMI_A06 hacia PRO_A03, y también por la flexibilidad que presenta respecto al criterio del 67%, tal como menciona en la sección V.1.1.5.2 de este capítulo, por tanto interconectando los tramos CD2731_3 (500PLT15) y CD6541_1 (250PLT15) respectivamente, tomando en cuenta que este circuito presenta como peor condición un porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia del tramo CD7407_2 de 42%CE. En la figura 5.23 siguiente, desde Microstation, se muestra la interconexión.

- 1.) JMI_A06 se introduce en PRO_A03 como carga concentrada en el nodo correspondiente a la conexión en el tramo CD6541_1 de PRO_A03, y así medir la capacidad del troncal y tramos afectados.
- 2.) Para hallar posibles caídas de tensión fuera de los márgenes normados ($\pm 95\%$ pu) y porcentaje de pérdidas respecto a la demanda neta del circuito también fuera de los límites normados (3%), en JMI_A06, se procedió a simular por separado dicho circuito con tensión fuente igual a la tensión en el nodo de conexión obtenido por carga concentrada. Esto con motivo a las diferencias entre los FD de ambos circuitos, con los cuales el programa ASP distribuye la carga total asociada entre cada una de las unidades de transformación ubicadas en los extremos del sistema primario, lo cual implica una aproximación menos exacta en la simulación.

En la tabla 5.26 se presentan los resultados de la simulación en 12,47kV por medio del software ASP.

Tabla 5.26. Cambio de Tensión de JMI_A06 a PRO_A03 (Estrategia 1)

Circuito	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	Vmín [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
PRO_A03/A con JMI_A06	11206	8578	0,992	101	78	CD7407_1	0,76	0,9	0,64	0,45	27	0,36
PRO_A3/B											0,7	0,06

5.2.3.1 Estrategia 02

En vista de que en el tramo troncal CD7407_1 se excede tanto su capacidad nominal como el porcentaje de utilización respecto a la capacidad de emergencia permitido (67%), se procedió a transferir carga instalada de JMI_A06 a otros circuitos adyacentes, en este caso al circuito MRY_A14 con carga instalada 4250kVA y demanda actual de 2750kVA, medida a partir de una serie de datos cronológicos del sistema SCADA descargados a través del portal interno de la EDC, en el periodo 08/2009-08/2010; para ello se planea el cierre de la cuchilla ID30885 (en interruptor subterráneo de tres vías) y apertura del interruptor subterráneo (dos vías) ID7812 como se muestra en la figura 5.24, lo que implica la transferencia de carga instalada de 2250kVA desde JMI_A06 hasta MRY_A14, quedando en JMI_A06 el resto, es decir 4402,5kVA de carga instalada.

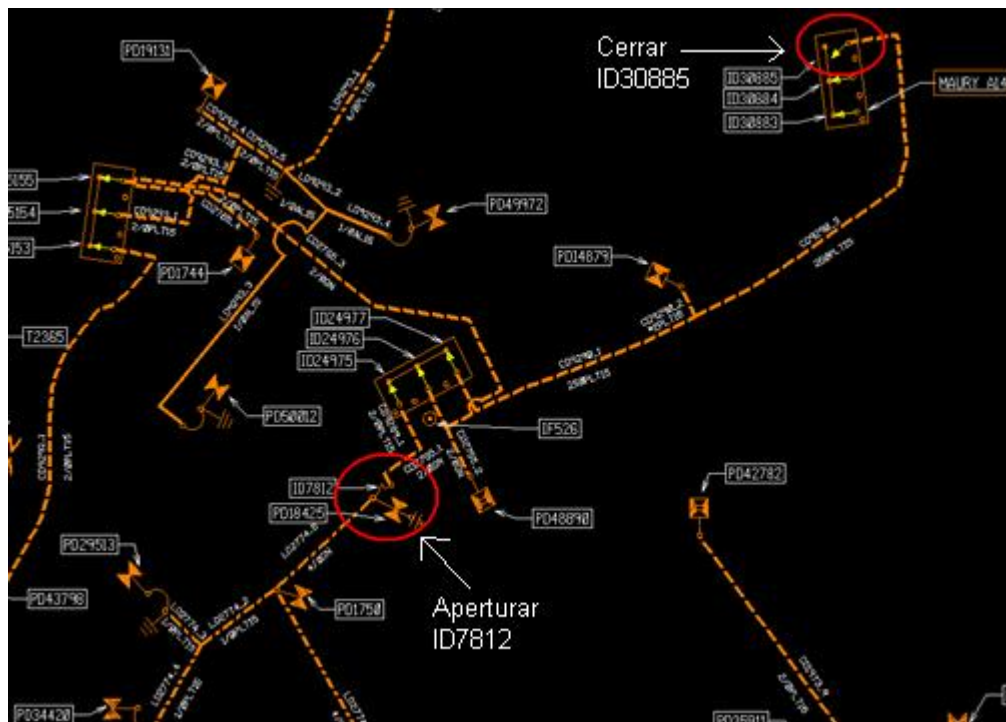


Figura 5.24. Maniobras a realizarse en los circuitos JMI_A06 y MRY_A14

Para estimar la demanda que presenta la carga resultante en el circuito JMI_A06 se tomó en consideración el factor de demanda actual de dicho circuito (igual a 0,35), dando como resultado 1540kVA de demanda y 4402,5kVA de carga instalada. Por lo cual la demanda máxima de la combinación es 7756kVA (8956kVA).

De igual manera que el caso anterior se procedió a simular esta condición por medio del software ASP, en la tabla 5.27 se muestra los resultados de la simulación correspondiente.

Tabla 5. 27. Cambio de Tensión de JMI_A06 a PRO_A03 (Estrategia 2)

Circuito	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	Vmín [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
PRO_A03/A con JMI_A06	8956	7756	0,997	83	64	CD7407_1	0,73	0,9	0,64	0,45	16,3	0,21
PRO_A3/B											0,7	0,06

En la siguiente figura (5.25) se muestra el circuito definitivo.

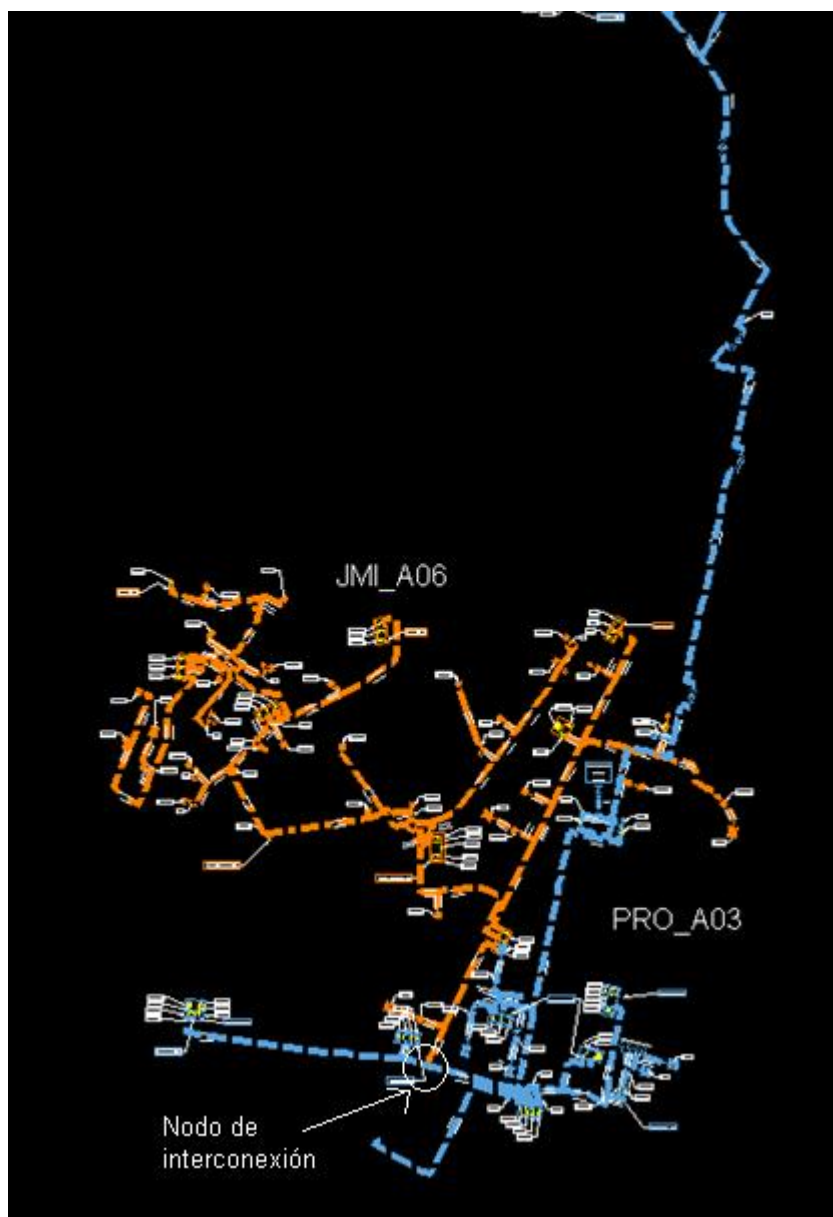


Figura 5.25. Circuito definitivo como estrategia de cambio de tensión del circuito JMI_A06

5.2.4 Cambio de tensión del circuito JMI_A07

5.2.4.1 Estrategia 01

Como primera estrategia de cambio de tensión del circuito JMI_A07 se pretende migrarlo hacia un circuito completamente disponible de la S/E Propatria (PRO_B03), tomando en consideración que por tal motivo se procedió a incluir 2950kVA en carga instalada y 1500kVA (TCI=0%) de demanda proveniente del circuito JMI_A02; por tanto la demanda máxima estimada corresponde a la suma de 3333kVA de JMI_A07 y 1500kVA provenientes de JMI_A02, es decir 4833kVA.

Cabe destacar que traspaso proveniente de JMI_A02 se simuló, de acuerdo a la poca extensión geográfica que ocupan las cargas involucradas, como carga concentrada en el nodo correspondiente del circuito JMI_A07. El nuevo conductor proyectado desde PRO_B03 será de calibre 500PLT15 (556m).

En la siguiente figura (5.26) se presenta dicho escenario.

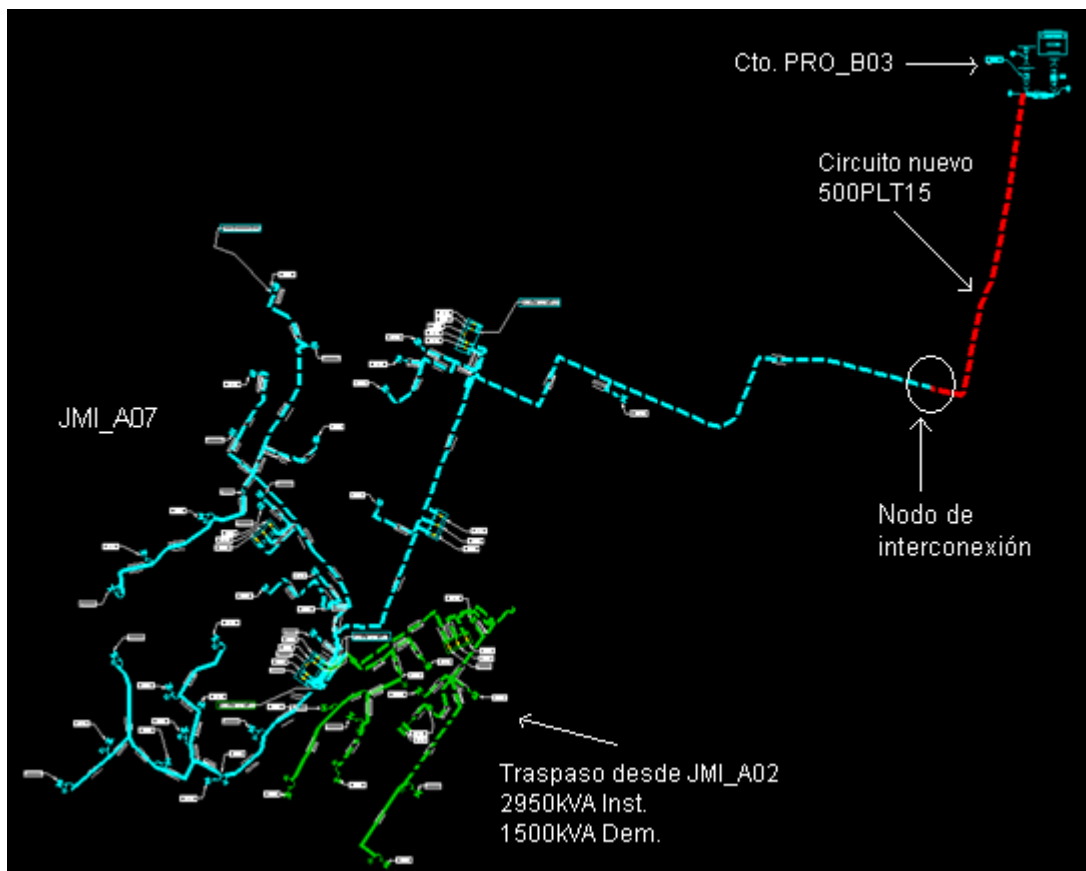


Figura 5.26. Circuito definitivo como estrategia de cambio de tensión del circuito JMI_A07

La simulación en el software ASP arrojó los siguientes resultados (tabla 5.28).

Tabla 5.28. Cambio de Tensión de JMI_A07

Circuito	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	V _{mín} [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A07-PRO_B03	7040 (4090+2950)	4833	0,991	67	52	Troncal 500PLT15	0,68	0,95	0,54	0,32	29,3	0,6

Puede notarse que este circuito una vez adecuado para trabajar a la tensión de 12,47kV, considerando el traspaso de carga desde JMI_A02, no presentará problemas en cuanto al cumplimiento de los rangos permitidos de caída de tensión, pérdidas y porcentaje de utilización respecto a la capacidad del sistema.

5.2.5 Cambio de tensión de los circuitos JMI_A08 y JMI_A11

5.2.5.1 Estrategia 01

Para planear el cambio de tensión de los circuitos JMI_A08 y JMI_A11 se procedió combinar ambos circuitos, por motivos de cercanía geográfica en la región bajo estudio, y de tal manera proyectar así un circuito nuevo desde la S/E PND que contemple los mismos.

En principio se proyectó dicho circuito a través de las Avenidas Sucre y Segunda y la Calle Real de los Flores, por donde se muestra la existencia de bancadas, todas ubicadas en la Parroquia Catia de la Región Oeste de Caracas.

Para interconectar ambos circuitos entre sí, tomando en consideración la existencia de un proyecto de adecuación de JMI_A11 el cual implica el traspaso de 1500kVA instalados y 711kVA de demanda hacia el circuito PRO_A05, tal como se indica en la sección de condición actual y futura de este capítulo, tabla 5.2; se procedió a interconectar parte del troncal principal de JMI_A08 con la parte del conductor CD2723_11 de JMI_A11 que no es traspasado hacia PRO_A05.

En la siguiente tabla (5.29) se muestra la carga y la demanda futura a considerar, tomando en cuenta que el circuito JMI_A11 posee una tasa de crecimiento

interanual (suponiendo el crecimiento exponencial neto) de 2,18%, el traspaso correspondiente puede estimarse con un crecimiento exponencial a esta tasa determinada.

Tabla 5.29. Carga definitiva a la cual podrá estar sometido el conductor troncal de la S/E PND

Circuito	Carga conectada	Demanda (2014)	Traspaso (TCI=2,18%)	Total [kVA]
JMI_A08	4200kVA	2134kVA		2134
JMI_A11	5119,5kVA	3206kVA	Inst.: 1500kVA Dem.: $711 \cdot \left(1 + \frac{2,18}{100}\right)^5 kVA$	2414
Definitivo				4548

Cabe señalar que las interconexiones de emergencia entre ambos circuitos no se modificarán.

En la figura 5.26 puede mostrarse la estrategia correspondiente.

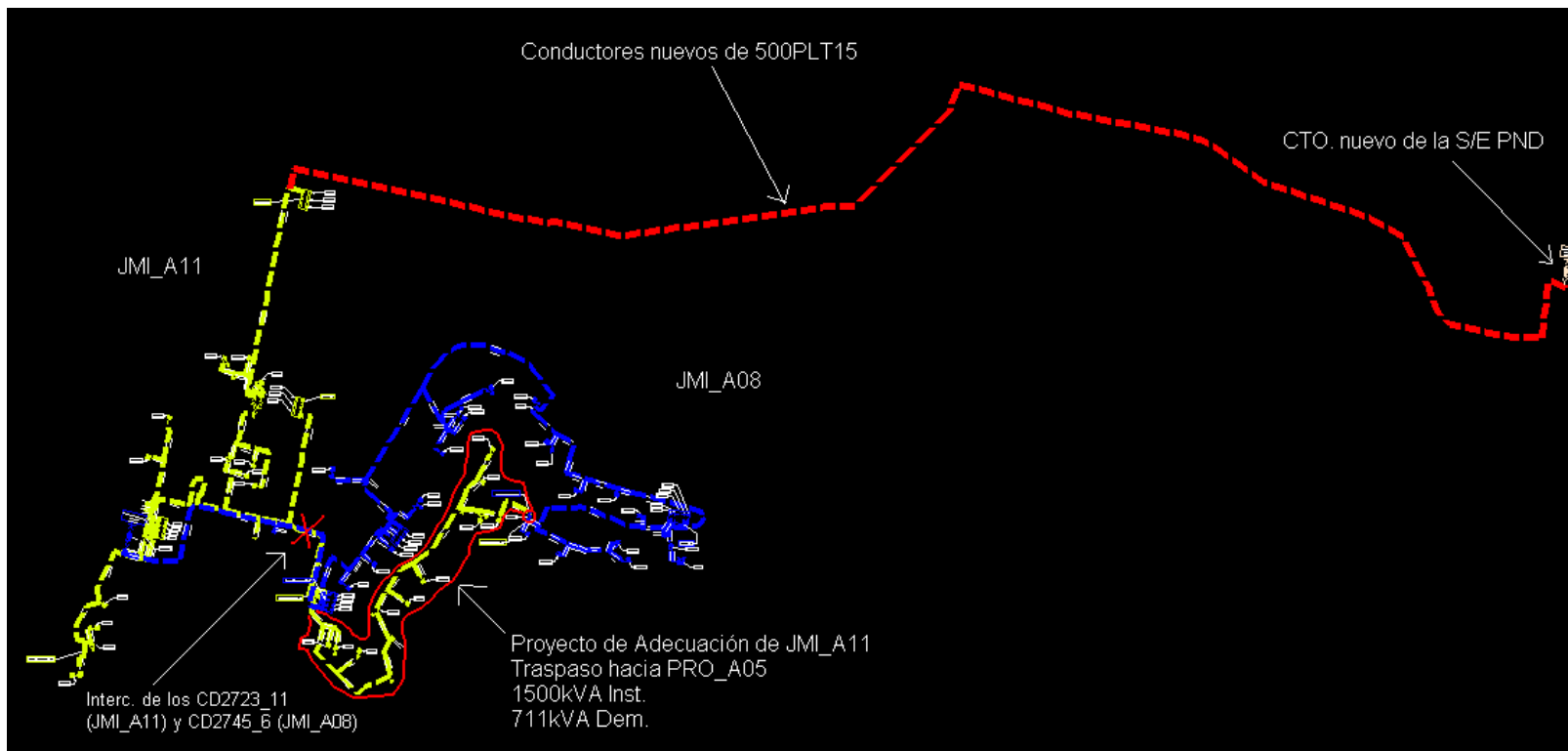


Figura 5.27. Circuito definitivo como estrategia de cambio de tensión de los circuitos JMI_A08 y JMI_A11

La simulación mediante el software ASP, arrojó los siguientes resultados mostrados en la tabla 5.30.

Tabla 5.30. Cambio de Tensión de JMI_A08 y JMI_A11 definitivo

Circuito	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	Vmín [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdida	
											kW	%
JMI_A08- JMI_A11 a PND	7819,5 (4200+5119,5- 1500)	4548	0,978	77	61	CD2722_5	0,58	0,90	0,64	0,44	64	1,4

Se observa que los resultados obtenidos están dentro de los márgenes de operación permitidos por la EDC.

5.2.6 Cambio de tensión del circuito JMI_A09

5.2.6.1 Estrategia 01

Como primera estrategia se procedió a interconectar JMI_A09 con MRY_A05 y este a su vez con un circuito nuevo de PND; la ruta planeada abarca principalmente las Avenidas Sucre (Parroquia Catia) y Bolívar (Propatria), y las calles Argentina (Propatria) y El Cristo (Parroquia Catia).

Es importante recalcar que el nuevo conductor subterráneo para interconectar ambos circuitos se planea de calibre 500kcmil PLT15.

En la figura 5.28 se muestra el circuito definitivo desde la S/E PND.

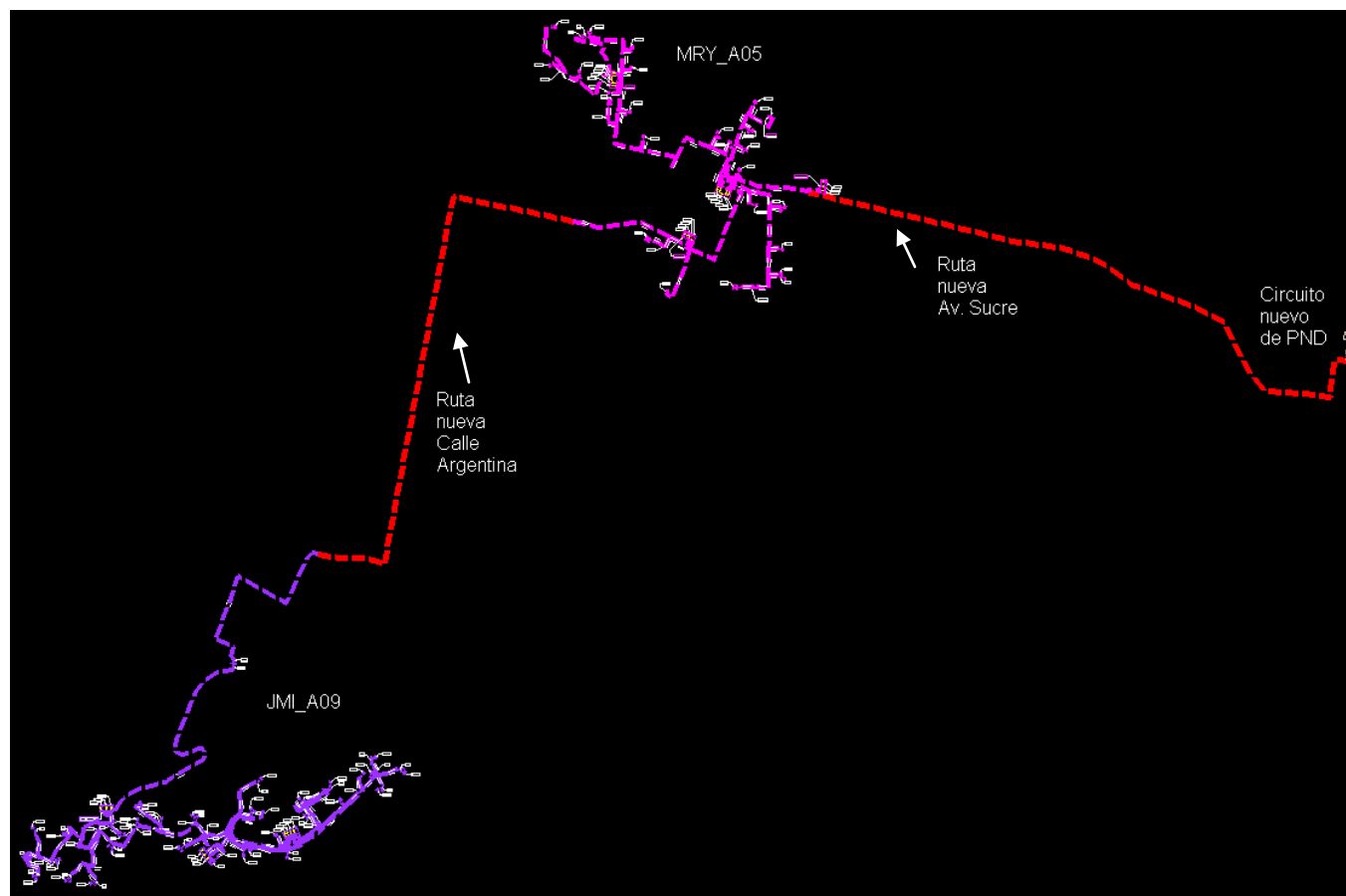


Figura 5.28. Circuito definitivo correspondiente al cambio de tensión de JMI_A09

Por medio de la simulación mediante el ASP, en la tabla 5.31 se presentan los resultados, considerando que el circuito MRY_A05, mediante el método de Winters tiene una Demanda máxima para el año 2014 igual a 2257kVA (TCI=0%), carga instalada igual a 6528kVA.

Tabla 5.31. Cambio de Tensión de JMI_A09 - MRY_A05 a PND (Estrategia 1)

Circuitos combinados	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	Vmín [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A09-MRY_A05 a PND	11353 (4825+6528)	4941	0,965	95	76	CD2353_3 250PLT15	0,43	0,95	0,58	0,38	97,7	1,98

Puede observarse en la simulación que el porcentaje de utilización asociado a la capacidad de emergencia del conductor CD2353_3, perteneciente al circuito MRY_A05, está fuera de la capacidad de diseño permitida por la EDC, esto implica que en principio el mismo deba ser reemplazado por un calibre mayor, el cual en este caso es 500kcmil PLT15.

Cambiando el calibre de dicho conductor se obtienen los siguientes resultados (tabla 5.32), mediante el software ASP de la EDC.

Tabla 5.32. Cambio de Tensión de JMI_A09 - MRY_A05 a PND (Estrategia 2)

Circuitos combinados	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	Vmín [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A09-MRY_A05 a PND	11353 (4825+6528)	4941	0,972	66	51	CD2353_3 500PLT15	0,43	0,95	0,58	0,38	63,7	1,29
				82	65	CD2353_1 250PLT15						

5.2.7 Cambio de tensión del circuito JMI_A13

V.2.7.1 Estrategia 01

El Circuitos JMI_A13 tiene la peculiaridad de estar contenido mediante una compacta dentro de una copa del circuito PRO_A06. En principio adecuando este circuito de JMI puede desincorporarse la compacta, ya que los transformadores permiten la transferencia neta de potencia aparente (despreciando las pérdidas internas), y realizar el cambio de tensión sin mayores problemas y de la manera más económica posible.

En la siguiente figura (5.28) se muestra el circuito PRO_A06.

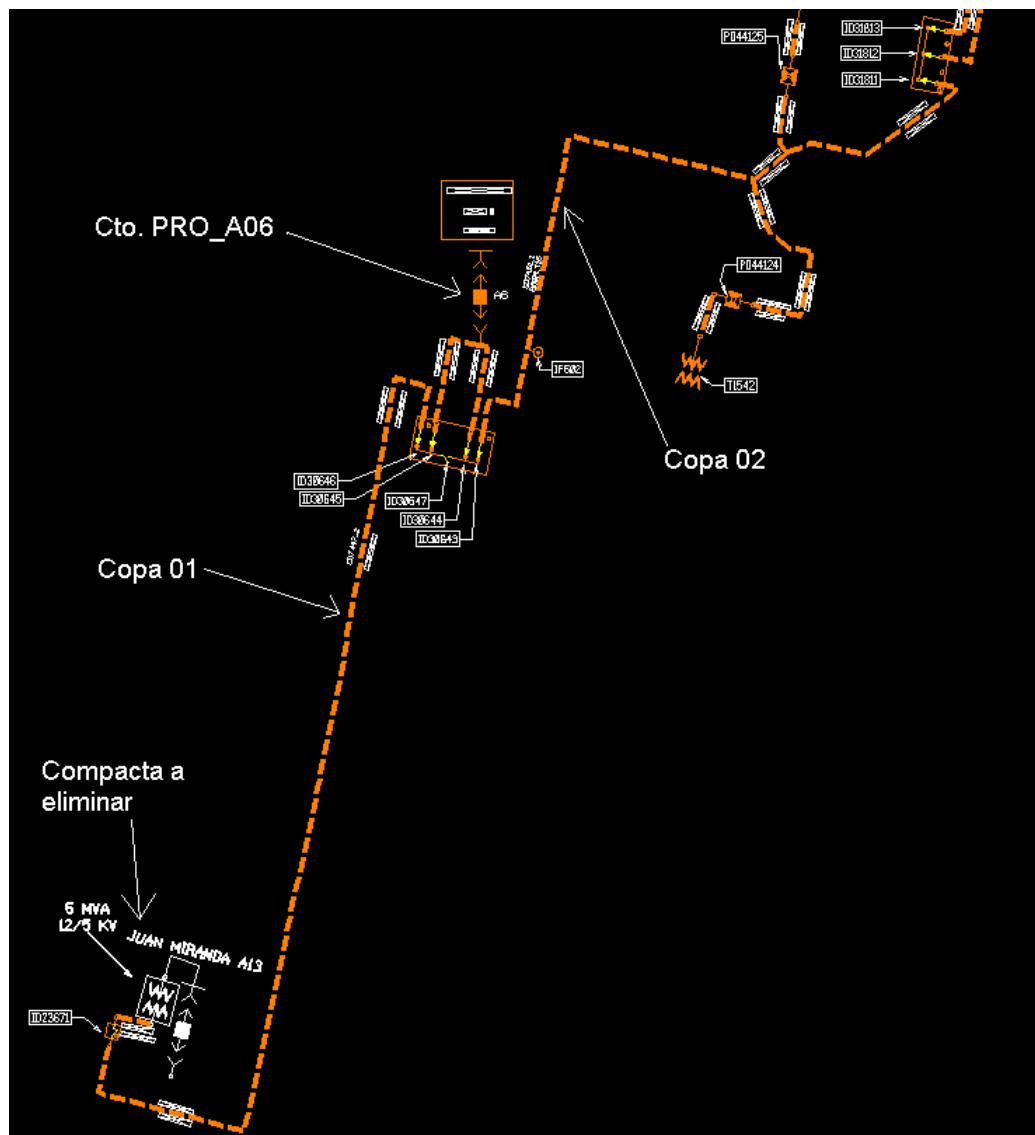


Figura 5.29. Circuito definitivo para cambiar de tensión a JMI_A13

Cabe señalar que de acuerdo a las estimaciones de Winter el circuito PRO_A06 presenta una demanda para el año 2014 de 7992kVA, lo que conlleva a realizar los siguientes cálculos para aproximar la demanda propia de cada copa, que en este caso representan cada circuito. Tomando en consideración la existencia de un proyecto de adecuación del circuito CDA_A13 que implica el traspaso hacia PRO_A06/A de 2800kVA Instalados, 1700kVA de demanda. A continuación se presenta una aproximación para hallar la demanda en cada copa, igualando el FD de todo el sistema al FD de las Copas correspondientes.

$$FD = \frac{Dms + Dmp}{Ci1 + Ci2 + Cp} = \frac{7992 + 1700}{8887,5 + 10852 + 2850} = \frac{9692}{22589,5} = 0,43$$

Donde:

FD: Factor de Demanda del sistema.

Dms: Demanda máxima (año 2014) del sistema.

Dmp: Demanda máxima asociada al proyecto respectivo (año 2014) de traspaso de carga hacia PRO_A06/A.

Ci1: Carga instalada de la copa 1 (JMI_A13).

Ci2: Carga instalada de la copa 2 (PRO_A06/A).

Cp: Carga instalada asociada al proyecto respectivo de traspaso de carga hacia PRO_A06/A.

Dms1: Demanda máxima coincidente (año 2014) de la copa 1(JMI_A13).

Dms2: Demanda máxima coincidente (año 2014) de la copa 2 (PRO_A06/A).

$$Dms1 = 0,43 \cdot Ci1 = 3822kVA$$

$$Dms2 = 0,43 \cdot (Ci2 + Cp) = 5892kVA$$

Simulando correspondientemente en el software ASP, en la tabla 5.33 se presentan los resultados:

Tabla 5. 33. Cambio de Tensión de JMI_A13

Circuito	Capacidad Inst. [kVA]	Dem. 2014 [kVA]	V _{mín} [pu]	CN [%]	CE [%]	Tramo	F.D	fp	F.C	F.Pérd.	Pérdidas	
											kW	%
JMI_A13	8887,5	3822	0,995	38	30	CD2702_1	0,6	0,9	0,6	0,4	6,2	0,27
											2,6	0,17

Puede notarse que el conductor CD2702_1 presenta un porcentaje de utilización del troncal muy por debajo a los límites establecidos por la EDC (67%), de igual manera las pérdidas son aceptables.

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS ECONÓMICO

A partir de los índices de costos que maneja actualmente la Unidad de Planificación de Distribución, en la tabla 6.1 (ver anexo N° 5 para mayor detalle) se presentan los costos estimados de cada una de las estrategias a realizarse para cada circuito de la S/E JMI, tomando como parámetros de entrada el reemplazo y la instalación de equipos presentados en anexo N° 4.

Tabla 6.1. Costos totales de cada proyecto de cambio de tensión

Proyectos de cambio tensión	Materiales [Bs.]	Mano de obra [Bs.]	Total [Bs.]
Circuito JMI_A02	8.897.259	847.912	9.745.171
Circuito JMI_A03	4.603.344	449.366	5.052.710
Circuito JMI_A06	1.279.726	126.590	1.406.316
Circuito JMI_A07	2.427.926	246.127	2.674.053
Circuito JMI_A08 y JMI_A11	7.155.539	693.716	7.849.255
Circuito JMI_A09	6.272.509	598.106	6.870.614
Circuito JMI_A13	4.322.497	477.290	4.799.787

Para evaluar la factibilidad económica de cada proyecto se utilizó el programa EFIPRO (Evaluación financiera de proyectos) suministrado por la Unidad de Planificación de Distribución. En el anexo N° 6 se muestran los reportes obtenidos para cada estrategia de solución.

En líneas generales todos los proyectos de cambio de tensión asociados a la S/E JMI presentaron valores negativos de VPN (Valor Presente Neto) y relación B/C (Beneficio-costos) por debajo de la unidad, lo que implica que teóricamente no deberían llevarse a cabo tales inversiones; sin embargo como ya se planteó en la justificación del problema, el cambio de tensión de la S/E JMI

está asociado a una solución global de una problemática de gran extensión en cuanto a la obsolescencia en el equipamiento de toda la red 30/4,8kV, comenzando por la S/E Catia la cual es la que mayor grado de criticidad posee, y además como se observa en la tabla 5.16, la S/E JMI no presenta en líneas generales un crecimiento apreciable de la demanda y no tiene asociado proyectos de incorporación de nuevas cargas a futuro, por tanto el criterio económico B/C para estos casos no es fiable ya que precisamente la cuantificación monetaria de los beneficios representan un valor muy bajo (cercano a cero) en relación a los costos totales de cada inversión [14], [15]. En definitiva, la ejecución del cambio de tensión de la S/E JMI responde a una solución global del sistema 30/4,8kV, por tanto es una inversión necesaria.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- De acuerdo a la disposición geográfica que presenta la S/E JMI, los circuitos asociados a la misma pueden migrar hacia dos posibles S/E de destino, estas son: S/E PRO y S/E PND.
- La demanda máxima actual de la S/E JMI sobrepasa en 23,3% la Capacidad Firme estipulada para la misma.
- La demanda máxima futura que presentará la S/E PRO, al llevarse a cabo los trasposos de carga instalada correspondiente a proyectos por ejecutarse, sobrepasa en 39,8% la Capacidad Firme actual de la S/E.
- La incorporación de una unidad de transformación adicional en la S/E PRO permitirá que el criterio de Capacidad Firme normado por la empresa no sea violado al momento de alimentar las nuevas cargas en proyectos existentes.
- La incorporación de una unidad de transformación adicional en la S/E PND (para 12,47kV) permitirá abastecer la carga producto de las estrategias de cambio de tensión de los circuitos asociados a la S/E JMI.
- En líneas generales los circuitos asociados a la S/E JMI estarán para el año 2014 fuera de los criterios de diseño que estipula la empresa, excepto el circuito JMI_A06, de no llevarse el cambio de tensión a 12,47kV.
- El circuito PRO_A01 es la que presenta mayor reserva respecto a la capacidad de diseño establecido por la empresa (51%), por lo cual se considera disponible.

- Las estrategias de cambio de tensión presentadas cumplen los criterios de diseño de la empresa.
- En vista de que la S/E JMI no presenta dinamismo en cuanto a la incorporación de nuevas cargas a conectarse, la relación económica beneficio costo de cada estrategia de cambio de tensión es cercana a cero ya que la cuantificación de beneficios es despreciable; ello implica que la disminución de los costos por adecuación en principio dependa de la longitud de los conductores nuevos a instalarse para migrar los circuitos de JMI a la S/Es PRO y PND respectivamente, por lo cual las estrategias de solución se planearon interconectando el mayor número de circuitos y utilizando la menor distancia por calles y avenidas.

RECOMENDACIONES

- Continuar con la estrategia de construcción de la nueva S/E PND en 12,47kV.
- Se recomienda actualizar y mejorar las herramientas para simular las condiciones operacionales de los circuitos de distribución.
- Se recomienda actualizar las leyendas de los planos operacionales, así como la base de datos (SIMIP) del porcentaje de carga de los transformadores de distribución de la EDC.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Rodríguez, Carla. *Estudio de Planificación a mediano plazo de la S/E Esmeralda de 12,47kV de la Electricidad de Caracas. (Tesis)*. Caracas: Universidad Simón Bolívar, 2008.
- [2] La Electricidad de Caracas [en línea]. <[http:// www.laedc.com.ve](http://www.laedc.com.ve)> [consulta: 2011]
- [3] FUNINDES. *Diagnóstico y estrategias de solución para el sistema de 30/4,8kV de la EDC*. Caracas: Universidad Simón Bolívar, 2008.
- [4] Espinosa, Roberto. *Sistemas de Distribución*. México: LIMUSA, 1990.
- [5] Pansini J., Anthony. *Electrical distribution engineering*. Oklahoma: The Fairmont Press, INC, 1992.
- [6] Manual de Procedimientos. *Estudios de Planificación a Mediano Plazo*. Caracas: C.A La Electricidad de Caracas, 2008.
- [7] Holton, W. *Previsiones en los Negocios*. España: IRWIN, 1996.
- [8] Manual de Procedimientos. *Estudios de Planificación a Corto Plazo*. C.A La Electricidad de Caracas, 2008.
- [9] Jentusenko, Mariver. *Planificación a corto y mediano plazo del sistema de distribución C.A.D.A.F.E en 34,5 y 13,8kV del municipio San Genaro de Boconoíto. (Tesis)*. Mérida: Universidad de los Andes, 2008.
- [10] Norma de diseño ((IIA)2 : 1976). *Capacidad de subestaciones de distribución*. Caracas: C.A La Electricidad de Caracas.
- [11] Norma de diseño ((IIA)3 : 1982). *Carga de transformadores de subestaciones*. Caracas: C.A La Electricidad de Caracas.
- [12] Norma de diseño ((IID)6 : 2006). *Aplicación de seccionamiento e interconexión manual en alimentadores de distribución*. Caracas: CA. Electricidad de Caracas.
- [13] Naranjo, Alberto. *ASPV8: Análisis y simulación de Circuitos Primarios*. Caracas: C.A La Electricidad de Caracas.
- [14] Urbina Baca, Gabriel. *Ingeniería Económica*. México: Mc Graw Hill, 2003.

- [15] Prato, Luis. *Apuntes sobre Ingeniería Económica*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- [16] Norma de servicio ((III)3 : 2006). *Esquemas de servicio y tipos de distribución*. Caracas: C.A La Electricidad de Caracas.
- [17] Norma de diseño ((IIC)3 : 2007). *Selección y operación económica de transformadores de distribución*. Caracas: C.A La Electricidad de Caracas.

BIBLIOGRAFÍA

Grainger J., Stevenson W. *Análisis de sistemas de potencia*. U.S.A: Mac Graw Hill, INC, 1996.

H. Lee Willis. *Power Distribution Planning Reference Book*. North Carolina: Marcel Dekker, INC, 2004.

H. Lee Willis. *Spatial Electric Load Forecasting, 2nd Ed.* North Carolina: Marcel Dekker, INC, 2002.

Martínez, Efraín. *Descarga de la Red 30/4,8kV Cafetal-Caurimare de la EDC. (Tesis)*. Caracas: C.A La Electricidad de Caracas.

Montilva, Alexis. *Estudio de Planificación de S/E de distribución caso de estudio: S/Es PICURE en 12,47kV y MARAPA en 4,8kV de la Región Vargas de la EDC. (Tesis)*. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2010.

Naranjo, Alberto. *Guía de Comandos del Programa ASPV7A*. Caracas: C.A La Electricidad de Caracas.

Naranjo, Alberto. *Proyecto del sistema de distribución eléctrico*. Caracas: Equinoccio, USB, 2004.

Pansini J., Anthony. *Basic Electrical Power Distribution engineering*. Oklahoma: The Fairmont Press, INC, 1971.

Piña, Yustin. *Estudio de planificación a mediano plazo de dos subestaciones de 100MVA. (Tesis)*. Caracas: Universidad Central de Venezuela, 2005.

GLOSARIO

Alimentador de doble copa

Aquellos alimentadores que se bifurcan en dos (2) troncales distintos provenientes de un mismo interruptor principal de circuito en la Subestación. En adelante, se denominarán Alimentadores Doble Copa y cada uno de estos troncales se denominará Copa. [12]

Archivos *.dat

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 adyacentes. Se utilizan como archivos de entrada para los programas de simulación utilizados a lo largo del estudio. [1]

Análisis de Sistemas Primarios (ASP)

Programa de análisis de redes primarias de distribución, que permite simular el estado del circuito para diversas condiciones de operación, no permite la modificación de los archivos *.dat.

Caída de tensión

Diferencia de tensión entre dos nodos de un circuito producto de la impedancia del conductor entre ambos, generalmente estos nodos corresponden al nodo del generador y nodo de la carga respectivamente.

Crecimiento vegetativo

Es el crecimiento de la demanda consumida en un circuito por el incremento del consumo eléctrico de los suscriptores previamente conectados al sistema.

Compacta

Transformador que permite el cambio de tensión de un nivel de tensión primario a otro, por ejemplo de 12,47kV a 4,8kV.

Cuello de botella

Es una condición de operación que ocurre cuando en un troncal o tramo de un circuito primario existe una sección de conductor con calibre menor al de las secciones de los conductores conectados en los extremos anterior y posterior del mismo, disminuyéndose así la capacidad de carga del circuito.

Conexión Modular de Seccionamiento (CMS)

Dispositivo de empalme o derivación del alimentador que permite segmentar el circuito. Su maniobra debe hacerse sin tensión. [12]

Cuadrículas

Son planos de escala 1:1.000 o 1:500, que abarcan un área de 250.000 m², donde se muestra la información de las obras civiles existentes en la zona tales como sótanos, tuberías, calles, construcciones y además contiene información de los conductores de alta y baja tensión. Cada cuadrícula tiene su número de identificación interno el cual es utilizado para ubicar a los diferentes elementos de la red tales como: la ruta de los conductores, tipo de bancada instalada, ubicación de los sótanos, tipo de zona servida, etc. [1]

Capacidad de Emergencia o de Sobrecarga

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 cubiertos se considera que el 100 por ciento de la capacidad de emergencia equivale aproximadamente al 120 por ciento de la capacidad nominal y para conductores desnudos se asume que la capacidad de emergencia es igual a la capacidad nominal. [1]

Capacidad Nominal

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 en 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. [1]

Cargas distribuidas

Se consideran cargas distribuidas aquellas que están geográficamente dispersas, en inmuebles separados y que por razones económicas están servidas por uno o más puntos de transformación, cada uno de los cuales sirven a 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. [16]

Carga concentrada

Se considera carga concentrada aquella que está físicamente ubicada en un solo inmueble, o conjunto de edificaciones, servido por un punto de transformación cuya capacidad es mayor de 500 kVA. [16]

Interruptor de 4 vías

Es un interruptor de seccionamiento bajo condiciones de carga, que cuenta con cuatro cuchillas y una barra, donde ésta última puede actuar como barra sólida o una barra partida. [1]

Interruptor rompe carga

Es un interruptor capaz de extinguir el arco eléctrico bajo condiciones de carga. [1]

Indicador de Falla (IF)

Es un dispositivo que señala el paso de la corriente de cortocircuito por el punto donde se encuentra instalado. [12]

Interconexión

Unión de dos alimentadores a través de un equipo de seccionamiento, normalmente abierto, para recuperar carga de un alimentador transfiriéndola a otro, tanto en condiciones normales como de emergencia. [12]

Planos de Operación

Son planos que contienen información geográfica de las rutas de los circuitos primarios y de los equipos asociados. 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), etc. [1]

Plano macro

Es un plano que se encuentra dividido en cuadrículas en el cual se muestran todos los circuitos de una subestación. Es utilizado para visualizar rápidamente los recorridos de los circuitos y los puntos de interconexión de los mismos, en donde cada circuito se identifica con un color y también se encuentran los nombres de los interruptores y elementos más importantes de cada circuito. [1]

Protector de distribución (PD)

Son todos aquellos interruptores que se utilizan para proteger transformadores o bancos de transformación, en los circuitos de distribución. [1]

PSS/ADEPT

Programa utilizado por La EDC capaz de realizar diversas operaciones con sistemas de potencia, permite modificar los archivos del tipo *.dat. Sus siglas significan: herramienta de productividad para simular sistemas de potencia de distribución avanzados.

Ramal

Tramo de línea, distinto del troncal y conectado a este, generalmente con calibre inferior y que alimenta uno o más puntos de transformación. [12]

SCADA

Siglas en inglés de Supervisión, Control y Adquisición de Datos. Un SCADA es un sistema de control computarizado el cual permite monitorear y operar a distancia (remota) una instalación o circuito.

Sistema de información geográfica de la red (SIGRED)

Es una interfaz gráfica, propia de la EDC, la cual proporciona información gráfica detallada de los circuitos de distribución, donde se destacan: ubicación, configuración geográfica, número de equipos, número de nodos asociados, calles, avenidas, autopistas, cuadrículas, parcelas, solares, áreas verdes, etc.

Transformador de distribución

Transformador que tiene una capacidad nominal desde 5kVA hasta 2000kVA y una tensión eléctrica nominal de hasta 34,5kV en el lado primario y hasta 15kV nominales en el lado secundario. [17]

Transformador tipo pedestal

Es aquel transformador diseñado para ser instalado en montaje superficial sobre una base de concreto u otro material. El núcleo y sus devanados están inmersos en aislante líquido contenido en un tanque sellado que evita el contacto con el medio externo. [17]

Tasa de Crecimiento Interanual (TCI)

Tasa de crecimiento exponencial de la Demanda eléctrica (Df), a partir de un valor inicial de demanda (Do) y durante un periodo en años (n) determinado. [4]

$$Df = Do \cdot (1 + TCI)^n \rightarrow TCI = \left(\frac{Df}{Do} \right)^{1/n} - 1$$

Transformador tipo intemperie con aislante líquido

Es aquel transformador diseñado para ser instalado en estructuras metálicas (postes) o casillas, expuestas al aire libre, siempre y cuando el grado de protección de la cubierta así lo permita. El núcleo de hierro y sus devanados están inmersos en aislante líquido contenido en un tanque sellado que evita el contacto con el medio externo. [17]

Transformador con Doble mando

Transformador que puede operar en 4,8kV y 12,47kV, el caso contrario se le considera sin doble mando.

Troncal

Ruta de mayor carga del alimentador. [12]

ANEXOS

Anexo N° 1: Diagramas unifilares de las S/E.....	1
Anexo N° 2: Capacidad de Carga de los conductores.....	7
Anexo N° 3: Simulación en el ASP de las estrategias de cambio de tensión.....	8
Anexo N° 4: Cambio de tensión de los circuitos de la S/E JMI.....	15
Anexo N° 5: Especificaciones de los costos totales.....	33
Anexo N° 6: Reporte del programa EFIPRO.....	36

ANEXO N° 1

Diagramas unifilares de las S/E

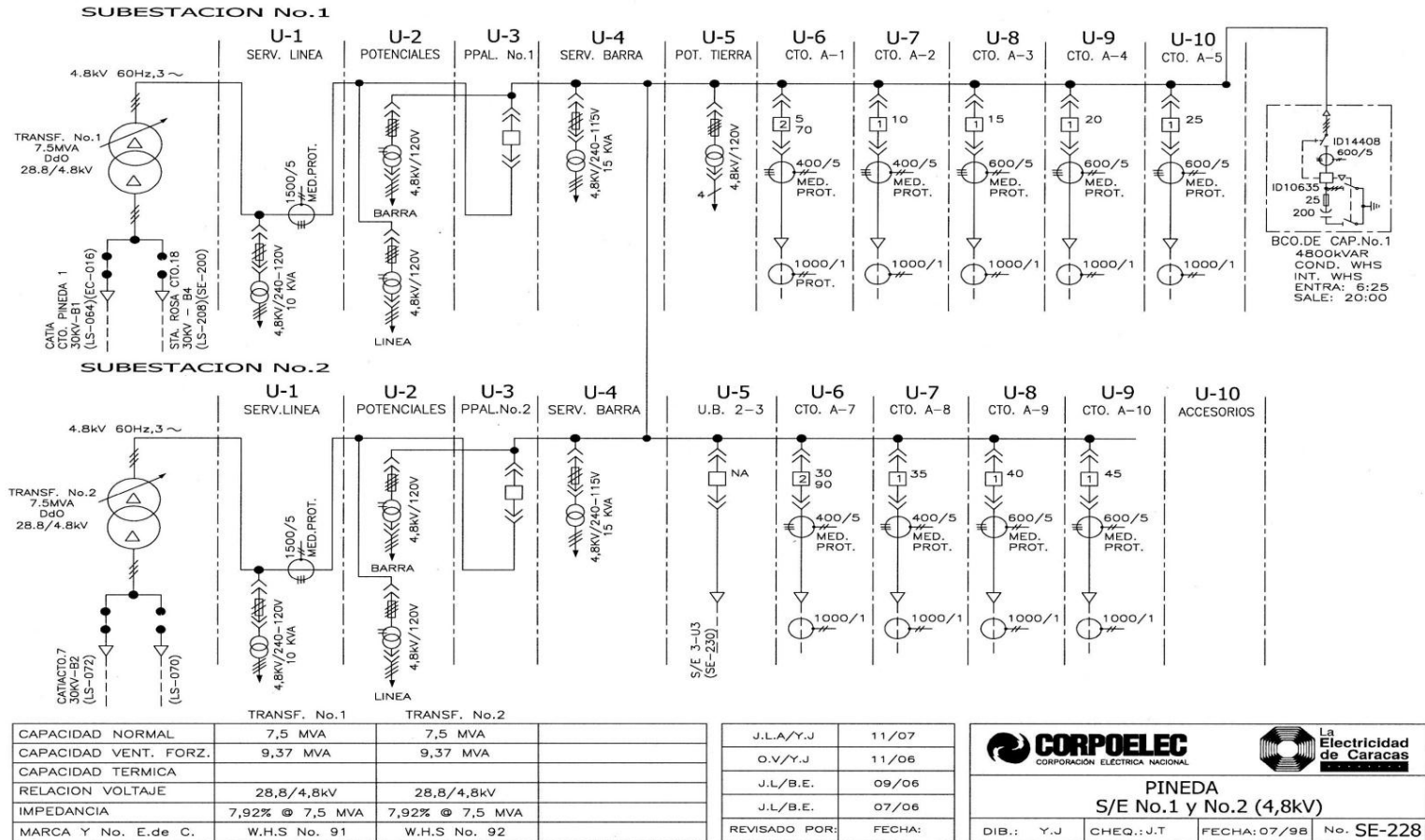
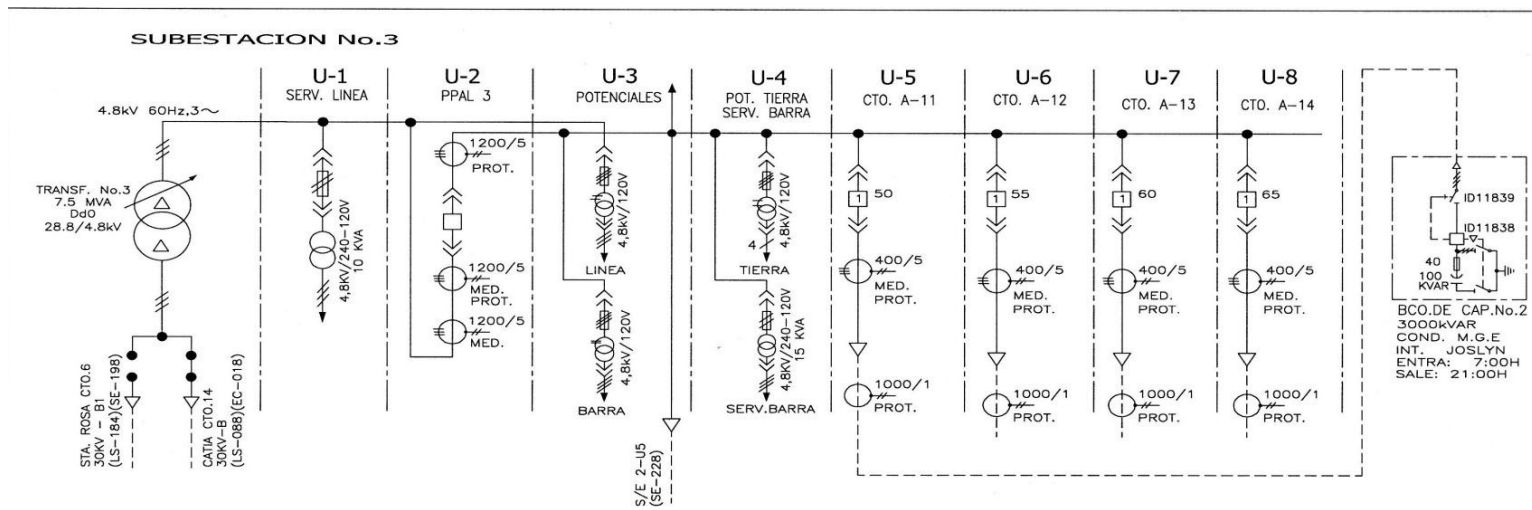


Figura A1.1. Esquema unifilar de la S/E PND (Parte A)



TRANSF. No.3							
CAPACIDAD NORMAL	7,5 MVA			J.L.A./Y.J	11/07	 CORPOELEC CORPORACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL  La Electricidad de Caracas	
CAPACIDAD VENT. FORZ.	10,5 MVA			O.V./Y.J	11/06		
CAPACIDAD TÉRMICA				J.L./B.E.	07/06		
RELACION VOLTAJE	28,8/4,8kV			REVISADO POR:	FECHA:		
IMPEDANCIA	7,89% @ 7,5 MVA					PINEDA S/E No.3 (4.8kV)	
MARCA Y No. E.de C.	G.E No. 524						
						DIB.: Y.J	CHEQ.: J.T.
						FECHA: 07/98	No. SE-230

Figura A1.2. Esquema unifilar de la S/E PND (Parte B)

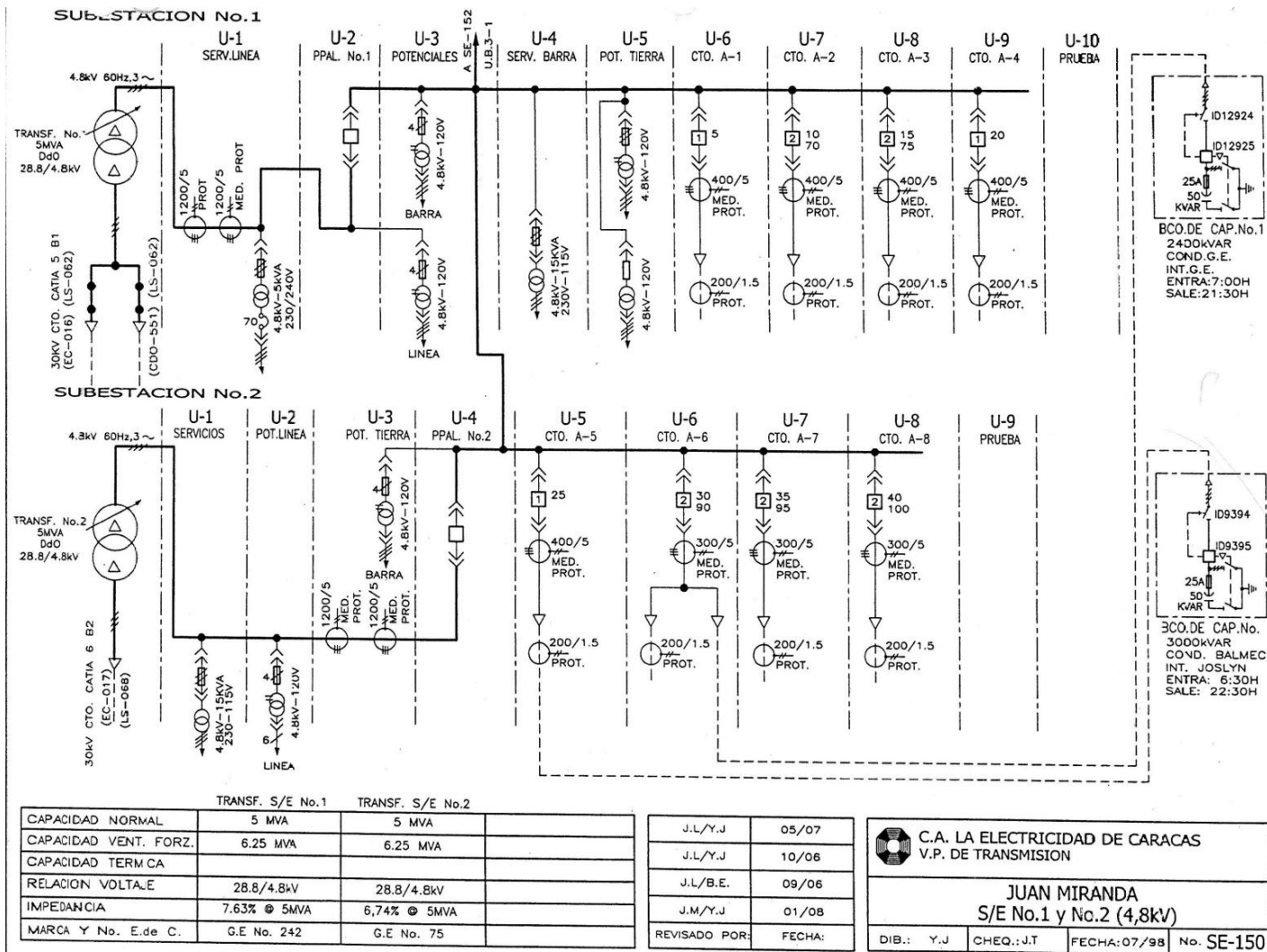
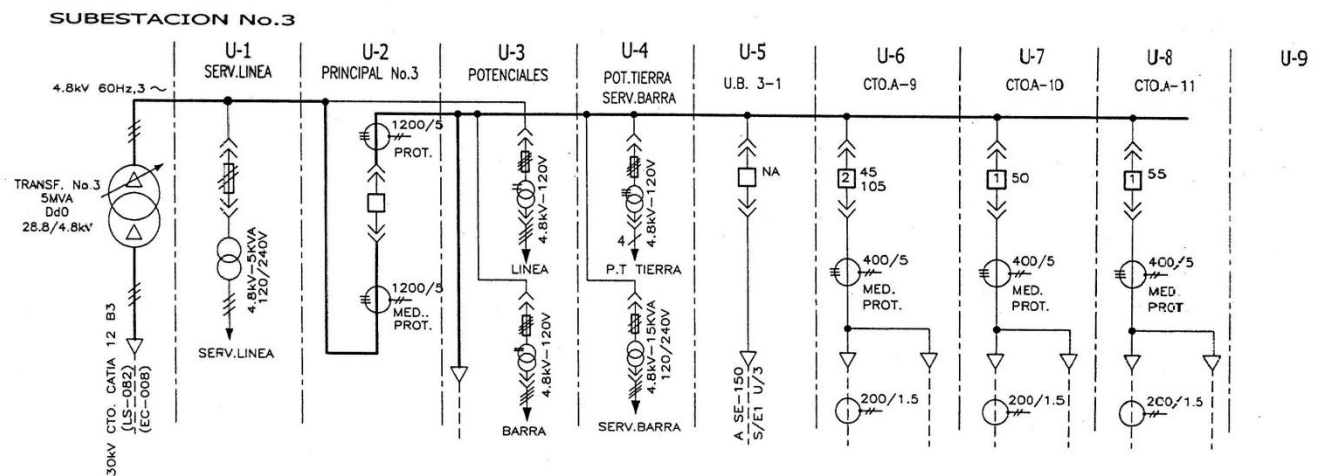


Figura A1.3. Esquema unifilar de la S/E JMI (Parte A)



TRANSF. S/E No.3					
CAPACIDAD NORMAL	5/6.25 MVA			J.L./Y.J	10/06
CAPACIDAD VENT. FORZ.	7 MVA			J.L./B.E.	09/06
CAPACIDAD TERMICA				J.M./Y.J	01/08
RELACION VOLTAJE	28.8/4.8kV			J.V./Y.J	08/02
IMPEDANCIA	8.04% @ 5 MVA			REVISADO POR:	FECHA:
MARCA Y No. E.de C.	G.E. No. 469			C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS V.P. DE TRANSMISION JUAN MIRANDA S/E No.3 (4,8kV) DIB.: Y.J CHEQ.: H.P. FECHA: 07/98 No. SE-152	

Figura A1.4. Esquema unifilar de la S/E JMI (Parte B)

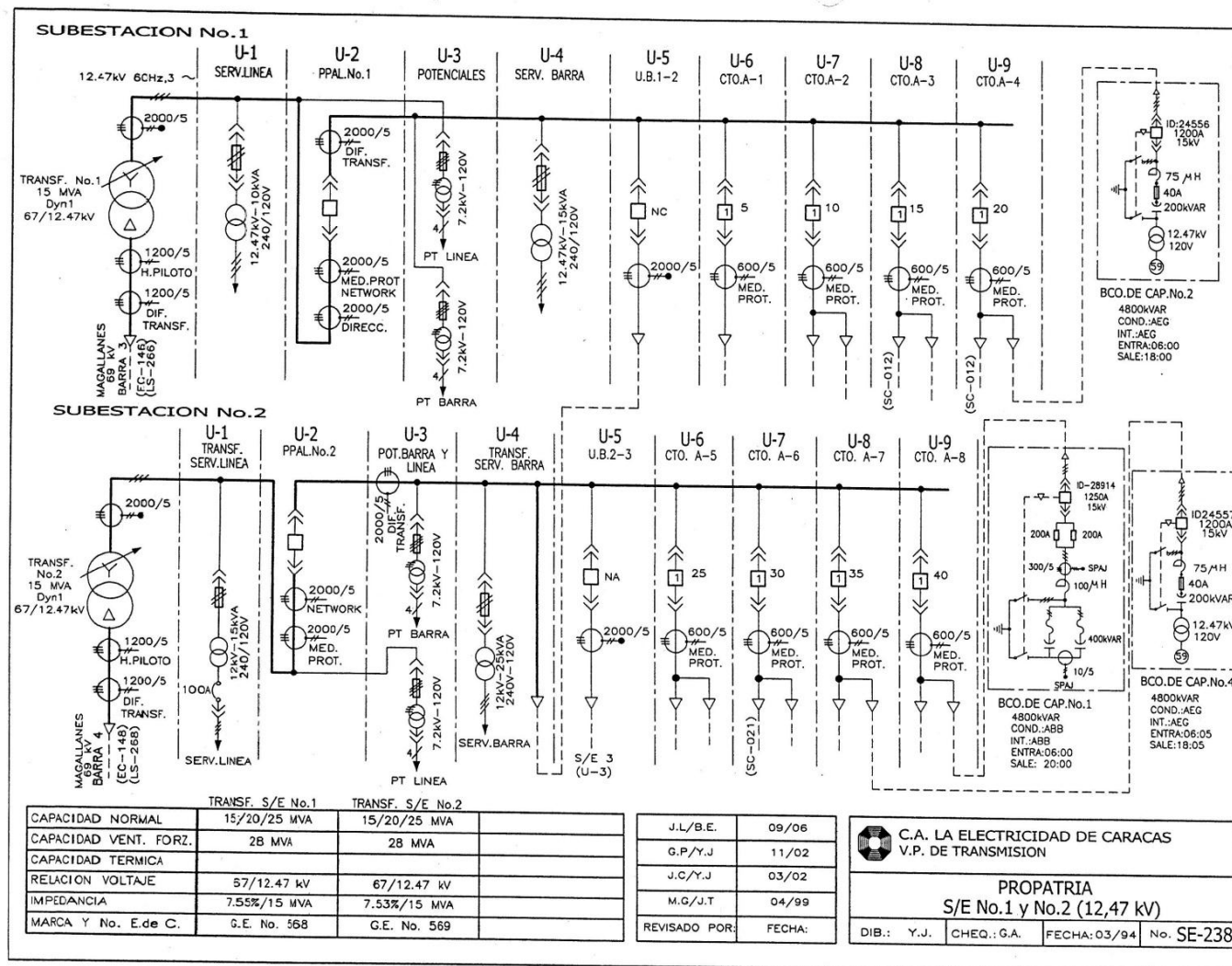
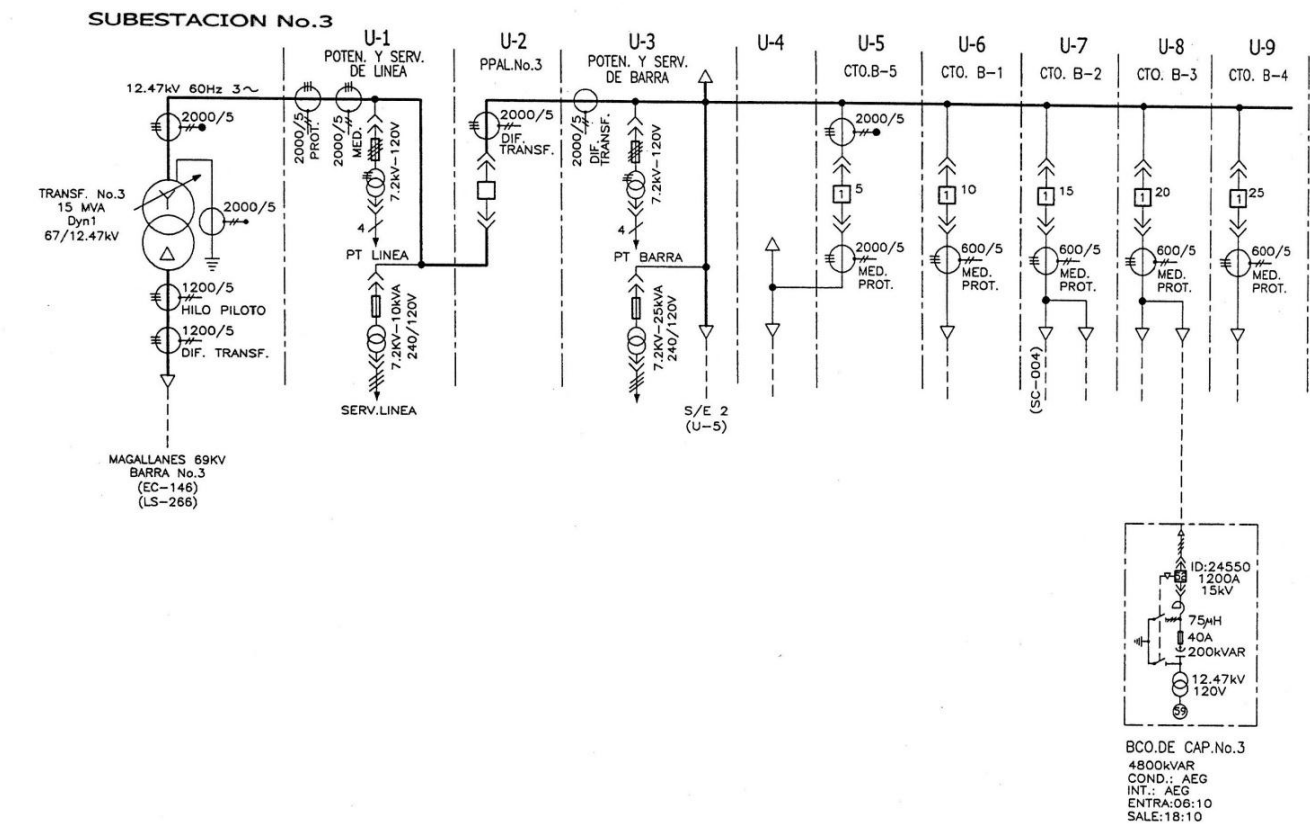


Figura A1.5. Esquema unifilar de la S/E PRO (Parte A)



TRANSF S/E No.3			
CAPACIDAD NORMAL	15/20/25 MVA		
CAPACIDAD VENT. FORZ.	28MVA		
CAPACIDAD TERMICA			
RELACION VOLTAJE	67/12.47kv.		
IMPEDANCIA	7.64%/15 MVA		
MARCA Y No. E.de C.	TOSHIBA No.679		

J.L./Y.J	10/06
J.L./B.E	09/06
MG/JT	04/99
MG/JT	10/97
REVISADO POR:	FECHA:

C.A. LA ELECTRICIDAD DE CARACAS V.P. DE TRANSMISION			
PROPATRIA S/E No.3 (12.47kv)			
DIB.: Y.J	CHEQ.: R.P/J.T	FECHA: 09/95	No. SE-239

Figura A1.6. Esquema unifilar de la S/E PRO (Parte B)

ANEXO N° 2

Capacidad de Carga de los conductores

TABLA N° 2-2													
CAPACIDAD DE CARGA DE CIRCUITOS PRIMARIOS EN DUCTOS. TRES CABLES MONOPOLARES POR DUCTO													
FACTOR DE CARGA 75%													
CALIBRE CONDUCTOR AWG ó MCM	TENSION OPERACION (VOLTS)	CAPACIDAD DE CARGA EN kVA											
		NUMERO DE CIRCUITOS IDENTICAMENTE CARGADOS											
		1		2 *		4 *		6 **		8 **		10 **	
		N	E	N	E	N	E	N	E	N	E	N	E
2	4800	1380	1600	1263	1502	1097	1370	981	1219	906	1150	848	1102
	12470	3585	4159	3282	3903	2851	3560	2548	3167	2354	2989	2203	2863
2/0	4800	2036	2362	1862	2219	1596	2006	1421	1775	1305	1670	1222	1600
	12470	5291	6138	4838	5767	4146	5212	3693	4613	3390	4340	3175	4159
250	4800	2934	3404	2652	3171	2253	2854	1995	2504	1820	2348	1704	2246
	12470	7624	8844	6889	8240	5853	7416	5183	6505	4730	6101	4427	5835
500	4800	4323	5014	3865	4639	3242	4150	2851	3601	2593	3372	2411	3206
	12470	11231	13028	10043	12052	8423	10782	7408	9356	6738	8760	6263	8380
750	4800	5345	6201	4755	5720	3957	5089	3466	4395	3142	4104	2918	3901
	12470*	13887	16110	12354	14862	10280	13221	9006	11420	8164	10662	7581	10135
N: OPERACION NORMAL													
E: OPERACION EMERGENCIA													
* UN SOLO CABLE EN EMERGENCIA													
** DOS CABLES OPERANDO SIMULTANEAMENTE EN EMERGENCIA.													

Figura A2.1. Capacidad de carga de los conductores para FC=0,75

ANEXO N° 3

Simulación en el ASP de las estrategias de cambio de tensión

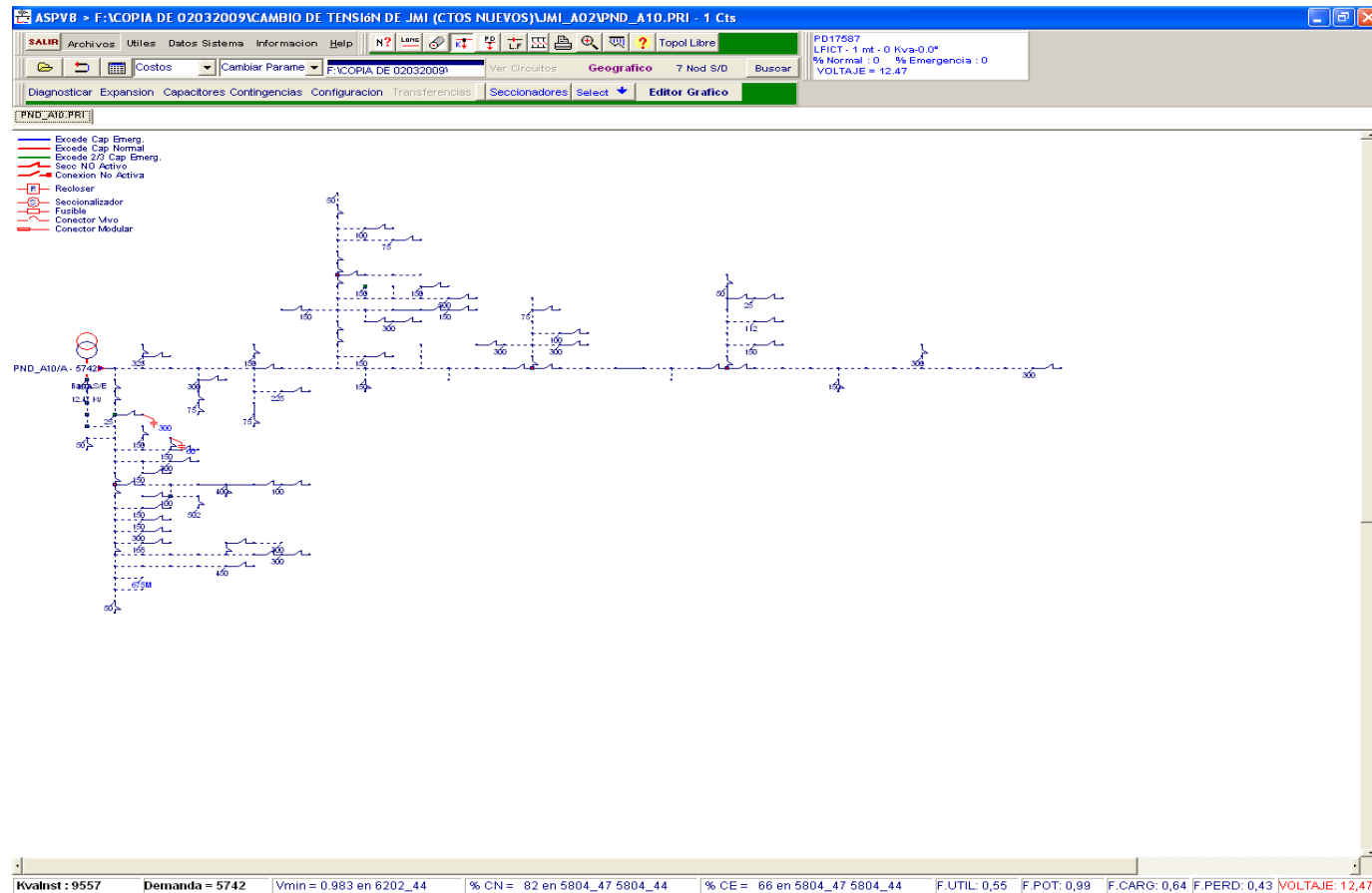


Figura A3.1. Simulación de la estrategia de solución, circuito JMI_A02

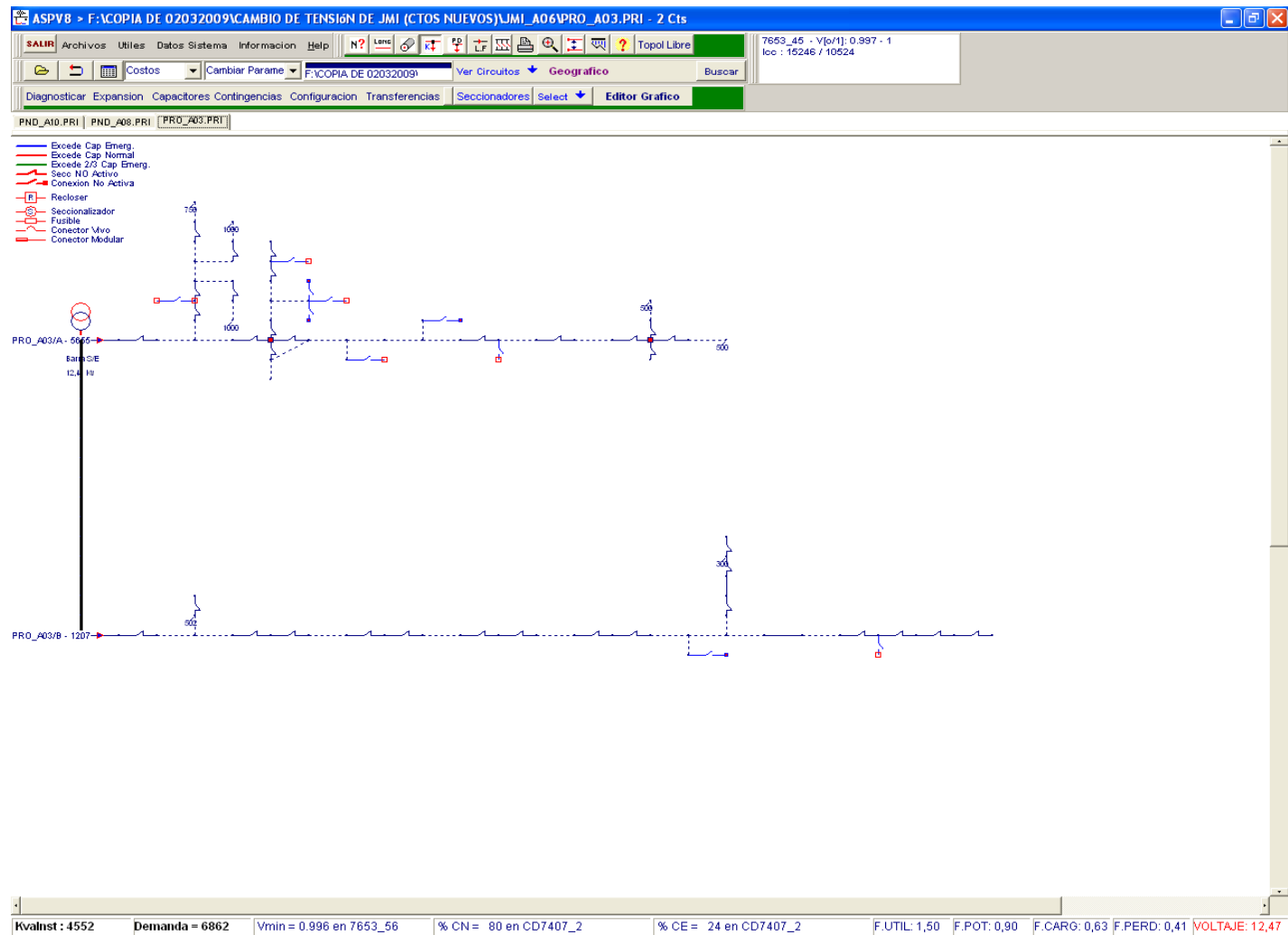


Figura A3.3. Simulación de la estrategia de solución, circuito JMI_A06

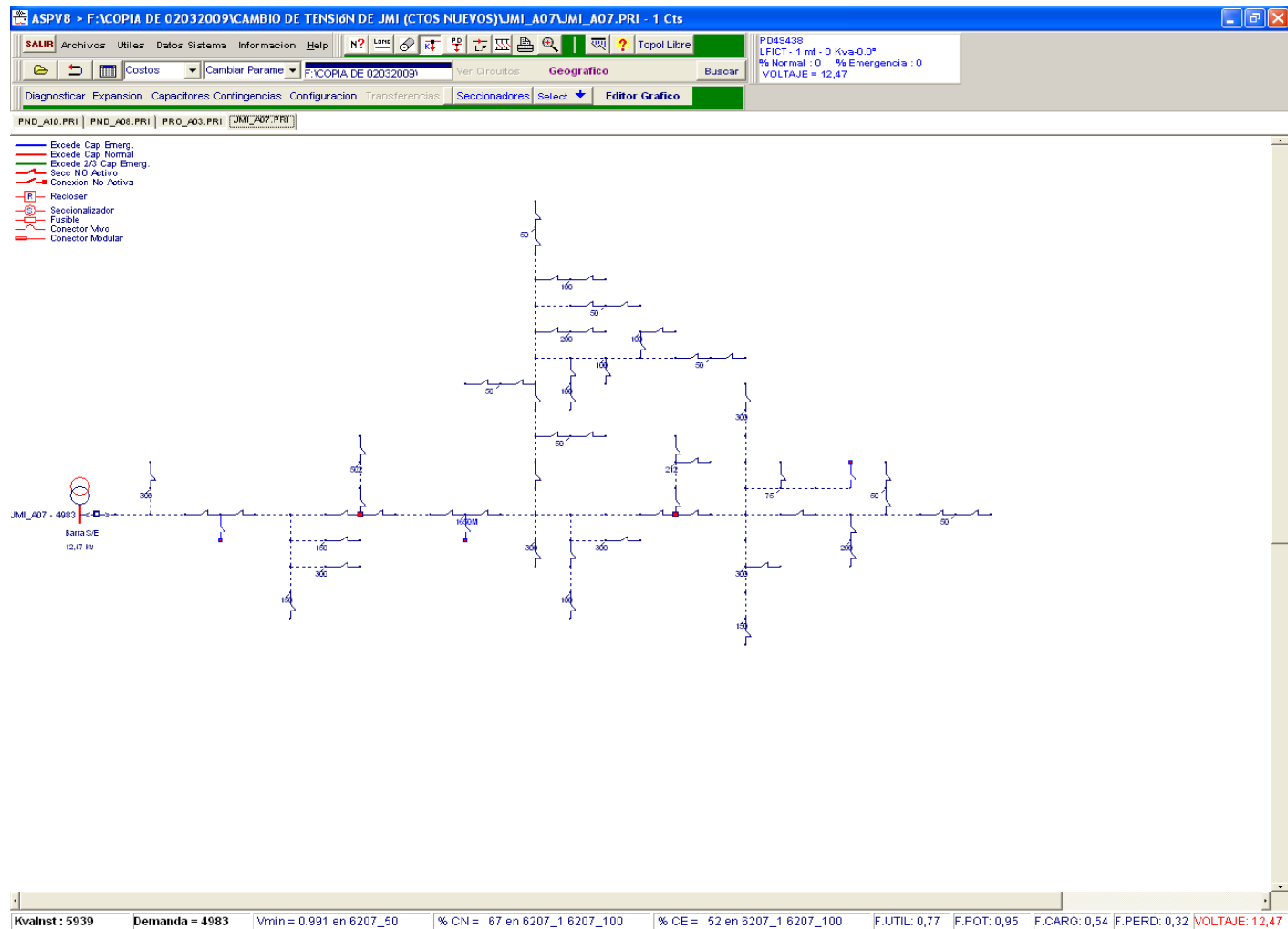


Figura A3.4. Simulación de la estrategia de solución, circuito JMI_A07

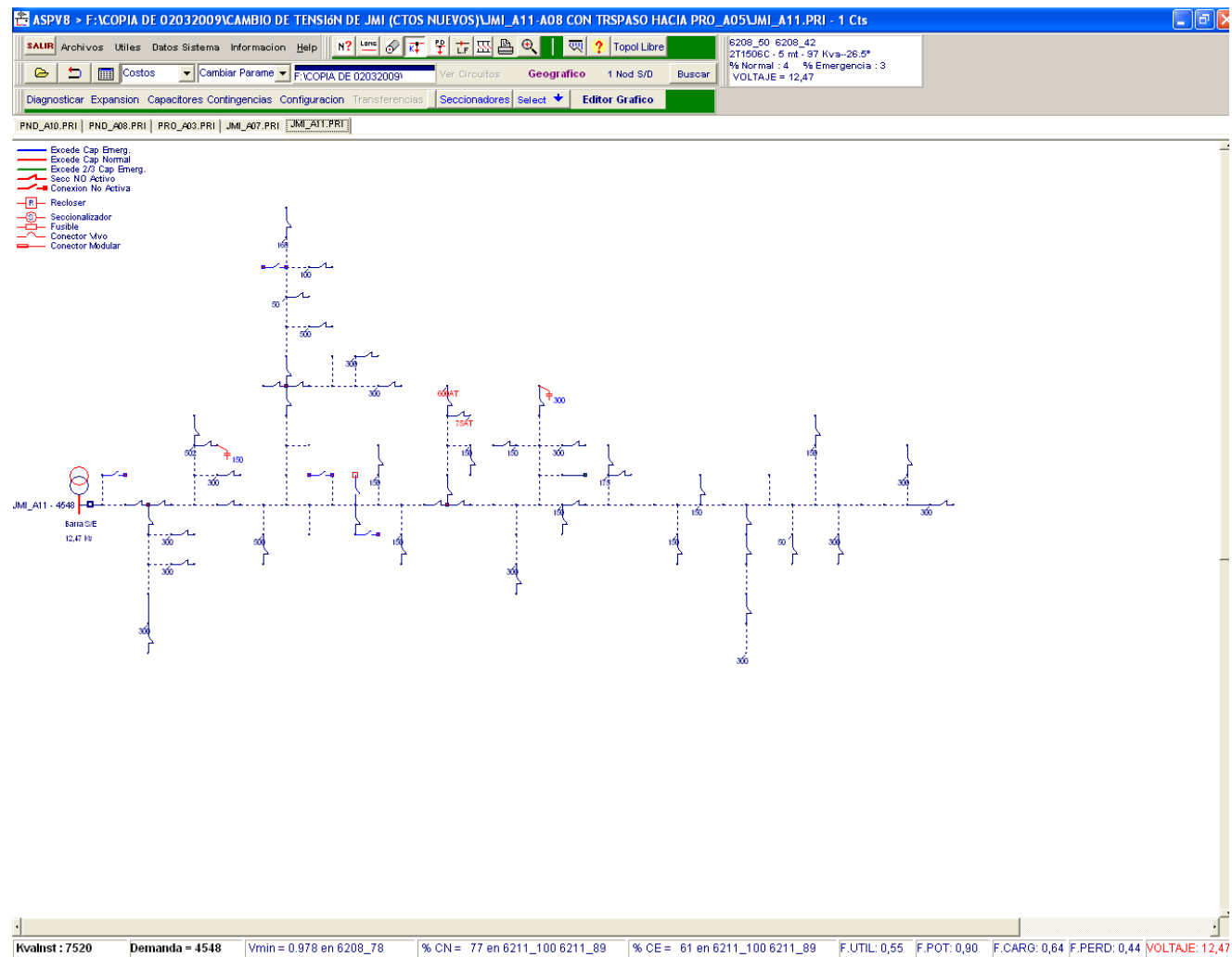


Figura A3.5. Simulación de la estrategia de solución, circuito JMI_A08-JMI_A11

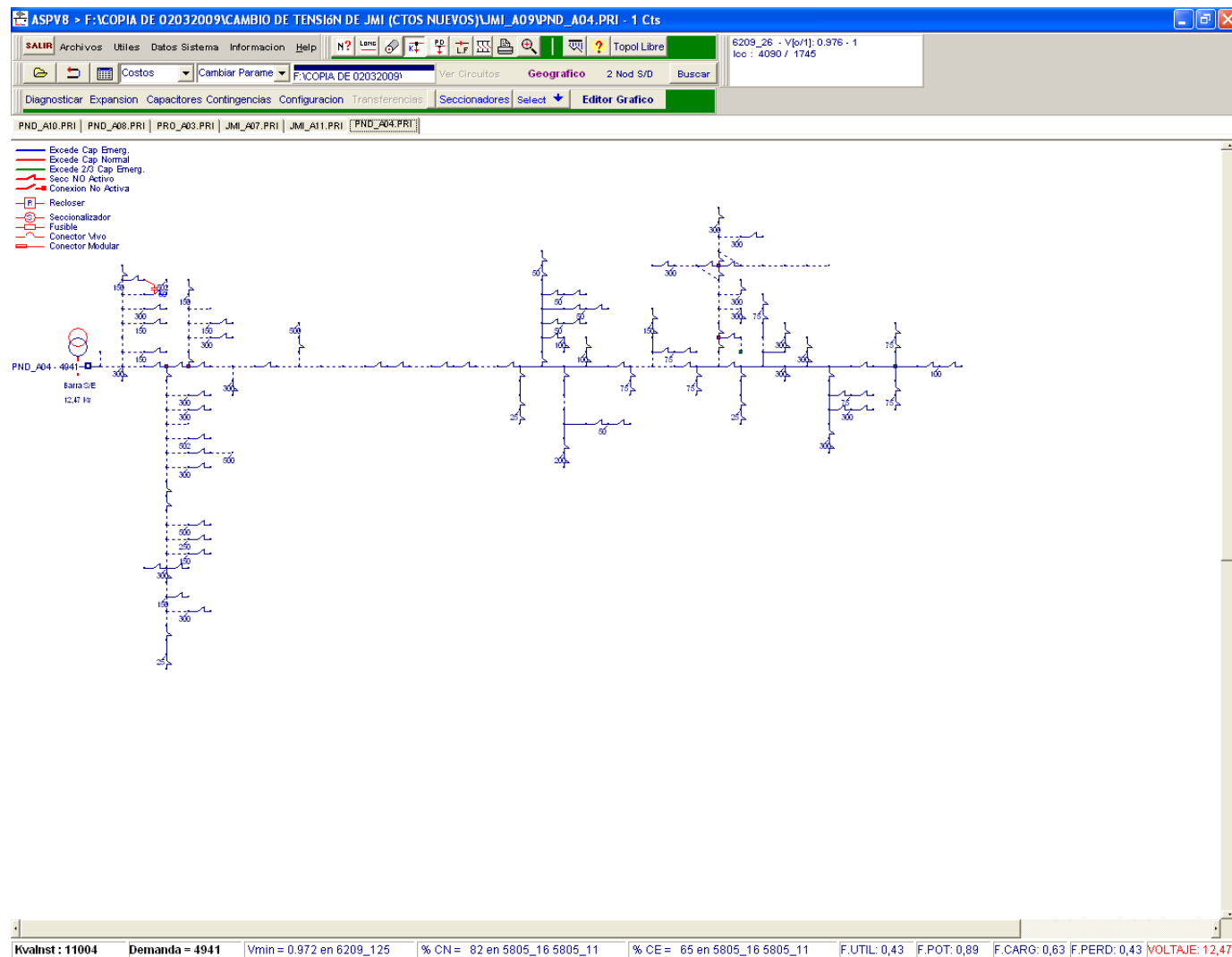


Figura A3. 6. Simulación de la estrategia de solución, circuito JMI_A09

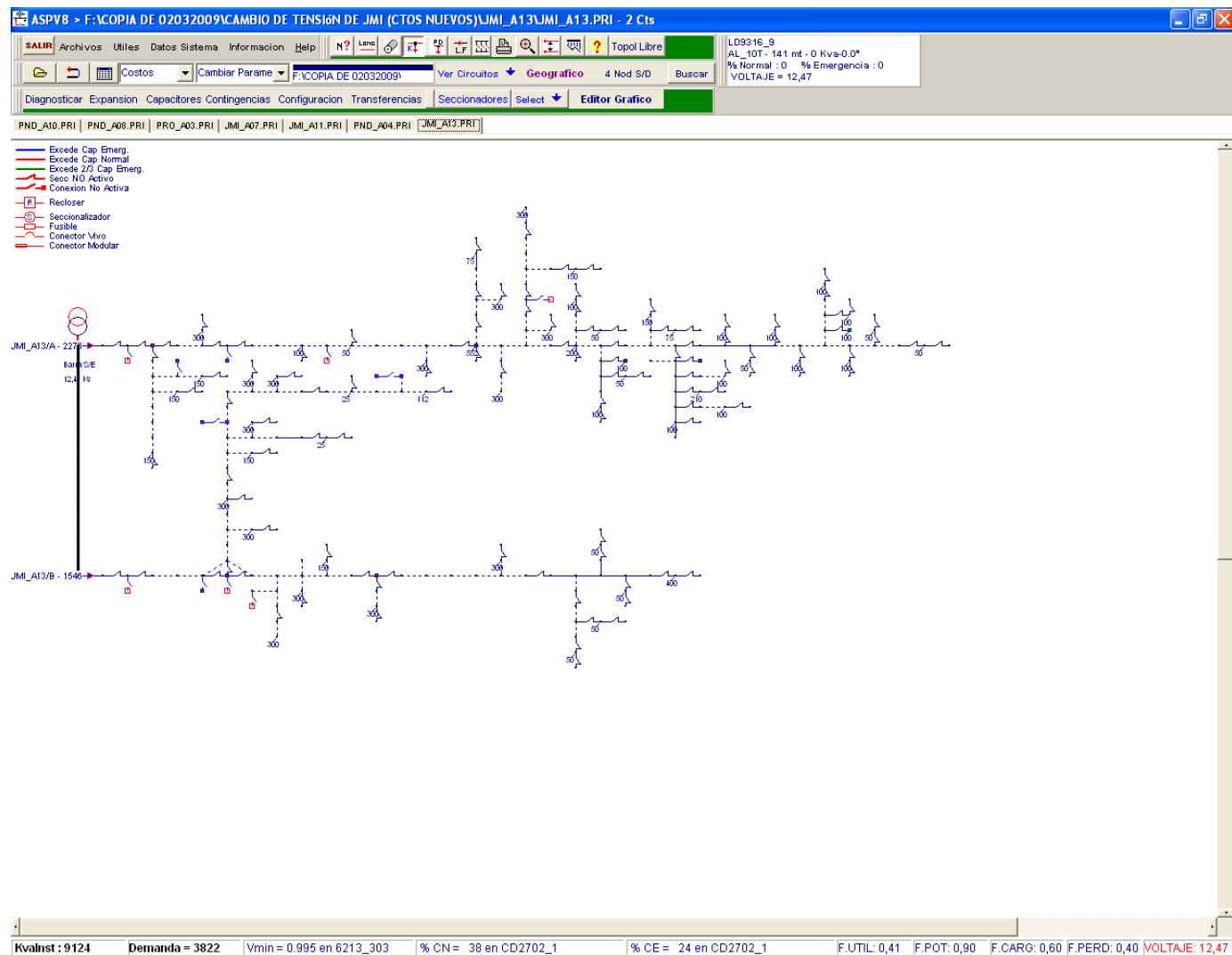


Figura A3. 7. Simulación de la estrategia de solución, circuito JMI_A13

ANEXO N° 4

Cambio de tensión de los circuitos de la S/E JMI

Tabla A4.1. Retiro e instalación de conductores, Proyecto JMI_A02

Retiro	Tipo	Instalación	Longitud por fase (m)
-	-	500PLT15	3545
CD9890_1	500PLT15	-	43
CD3092_6	250PLT15	-	117
CD9890_3	500PLT15	-	85
CD9903_4	#6PLT5	500PLT15	132
CD2667_4 (A)	#2PLT5	500PLT15	74
CD2667_5	#2PLT5	500PLT15	22
CD2667_4 (B)	#2PLT5	#2PLT15	77
CD2746_2	#2GN	#2PLT15	23
CD2358_2	#2GN	#2PLT15	74
CD2358_4	#2GN	#2PLT15	44
CD2358_7	#2GN	#2PLT15	61
CD2358_9	#2GN	#2PLT15	52
CD2357_3	#2GN	#2PLT15	131
CD2357_5	#2GN	#2PLT15	108
LD9903_4	1/0AL	4/0AL	56
LD2667_1	1/0AL	4/0AL	46
CD2357_14	1/0GN	2/0PLT15	120
CD2357_12	1/0GN	2/0PLT15	100
CD2735_3	2/0GN	2/0PLT15	40
CD2735_4	2/0GN	2/0PLT15	25
CD2735_5	2/0GN	2/0PLT15	28
CD2735_7	2/0GN	2/0PLT15	15
CD2735_8	2/0GN	2/0PLT15	75
CD2735_10	2/0GN	2/0PLT15	29
CD2735_11	2/0GN	2/0PLT15	26
CD2735_12	2/0GN	2/0PLT15	51
CD2708_2	2/0GN	2/0PLT15	150
CD2357_7	2/0PLT5	2/0PLT15	124
CD2708_3	2/0PLT5	2/0PLT15	200
CD2708_1	4/0GN	250PLT15	55

CD2709_1	4/0GN	250PLT15	42
CD9904_4	4/0GN	250PLT15	46
CD2354_3	4/0GN	500PLT15	762
CD2723_5	250PLT5	250PLT15	90
CD2723_2	250PLT5	250PLT15	93
CD2722_5	250PLT15	500PLT15	100
CD2746_3	250PLT5	250PLT15	133
CD2746_5	250PLT5	250PLT15	153
CD2748_1	250PLT5	250PLT15	77
CD2748_4	250PLT5	250PLT15	69
CD2742_9	250PLT5	250PLT15	470
CD2742_4	250PLT5	250PLT15	256
CD2742_1	250PLT5	250PLT15	163
CD2742_2	250PLT5	250PLT15	10
CD2357_10	250PLT5	250PLT15	66
CD2357_8	250PLT5	250PLT15	89
CD2100_1	250PLT5	250PLT15	31
CD2707_6	500GN	500PLT15	19
CD2707_3	500GN	500PLT15	20

Tabla A4. 2. Adecuación de las estructuras aéreas, Proyecto JMI_A02

Línea aérea	Tipo	Longitud por fase (m)
LD9903_4	4/0AL	56
LD2667_1	4/0AL	46
LD2738_1	1/0AL	70
LD2738_2	1/0AL	24
LD2709_1	4/0AL	65
LD9903_2	1/0AL	153
LD9903_3	1/0AL	157
LD9903_5	1/0AL	130
LD2668_1	1/0AL	155
LD2356_1	1/0AL	143
LD3181_2	1/0AL	60
LD3092_1	1/0AL	50
LD2357_1	1/0AL	82
LD7891_2	1/0AL	108

Tabla A4.3. Operación y remplazo de interruptores, Proyecto JMI_A02

Número	Operación	Reemplazo
ID7585	Abrir	
ID7390	Cerrar	
ID31215	Cerrar	
ID9147	Reemplazar	ID-600A
ID8688	Reemplazar	ID-600A
ID21590	Reemplazar	ID-600A

Tabla A4.4. Reemplazo de los Transformadores no doble mando, Proyecto JMI_A02

Número	Unidades	Cap./Unid.	Soporte	Reemplazo
1590	3	100	Pedestal	Doble Mando
1598	3	50	Pedestal	Doble Mando
1600	1	75	Pedestal	Doble Mando
1615	3	50	Pedestal	Doble Mando
1625	1	150	Pedestal	Doble Mando
13259	2	100	Pedestal	Doble Mando
14517	3	50	Pedestal	Doble Mando
14519	1	300	Pedestal	Doble Mando
15925	1	150	Pedestal	Doble Mando
16065	2	100	Pedestal	Doble Mando
18651	1	100	Pedestal	Doble Mando
21780	1	300	Pedestal	Doble Mando
26157	1	50	Poste	Doble Mando
29791	3	37,5	Pedestal	Doble Mando
29793	1	150	Pedestal	Doble Mando
42814	1	100	Pedestal	Doble Mando
46568	3	100	Pedestal	Doble Mando
48400	1	50	Pedestal	Doble Mando
1776	1	75	Poste	Doble Mando
1777	3	50	Pedestal	Doble Mando
1803	3	50	Poste	Doble Mando
1814	3	75	Pedestal	Doble Mando
2140	3	50	Pedestal	Doble Mando
15586	3	25	Poste	Doble Mando
15970	3	50	Poste	Doble Mando

16591	1	150	Pedestal	Doble Mando
17509	1	500	Pedestal	Doble Mando
24132	3	100	Poste	Doble Mando
37194	3	25	Poste	Doble Mando
37646	2	25	Poste	Doble Mando
41924	1	300	Pedestal	Doble Mando
48951	3	50	Poste	Doble Mando
1280	1	167	Pedestal	Doble Mando
1288	1	100	Pedestal	Doble Mando
1291	3	50	Pedestal	Doble Mando
1299	1	150	Pedestal	Doble Mando
1300	3	50	Pedestal	Doble Mando
1301	3	50	Pedestal	Doble Mando
1305	3	50	Pedestal	Doble Mando
1308	3	100	Pedestal	Doble Mando
1383	3	100	Pedestal	Doble Mando
12678	1	25	Pedestal	Doble Mando
14539	2	100	Pedestal	Doble Mando
16063	1	50	Poste	Doble Mando
17554	1	50	Poste	Doble Mando
17587	1	100	Poste	Doble Mando
20240	1	25	Pedestal	Doble Mando
24115	1	100	Poste	Doble Mando
24494	1	300	Pedestal	Doble Mando
35202	3	100	Pedestal	Doble Mando
35614	3	50	Poste	Doble Mando
37083	1	50	Poste	Doble Mando
49989	3	100	Poste	Doble Mando
12960	1	150	Pedestal	Doble Mando
39503	3	50	Pedestal	Doble Mando
2210	3	50	Pedestal	Doble Mando
34829	3	50	Poste	Doble Mando
16131	3	50	Poste	Doble Mando
48959	3	100	Poste	Doble Mando

Tabla A4.5. Retiro e instalación de conductores, Proyecto JMI_A03

Retiro	Tipo	Instalación	Longitud por fase (m)
-	-	500PLT15	2605
CD2714_2	500PLT15	-	394
CD2714_1	500PLT15	-	21
CD9300_1	#2GN	#2PLT15	28
CD9300_2	#2GN	#2PLT15	74
CD1340_1	#2PLT5	#2PLT15	20
LD9301_3	#2PLT5	#2PLT15	27
LD5458_1	1/0PLT5	2/0PLT15	68
LD5458_3	1/0PLT5	2/0PLT15	104
LD16350_1	1/0AL	4/0AL	145
LD16350-3	1/0AL	4/0AL	63
LD16350_4	4/0GN	500PLT15	145
CD9893_3	250PLT15	500PLT15	510
CD2552_1	250PLT15	500PLT15	44
CD2552_3	250PLT15	500PLT15	70
CD2552_5	250PLT15	500PLT15	75
CD2552_7	250PLT15	500PLT15	212
CD9300_4	500PLT5	500PLT15	445

Tabla A4. 6. Adecuación de las estructuras aéreas, Proyecto JMI_A03

Línea aérea	Tipo	Longitud por fase (m)
LD5458_2	1/0AL	90
LD5457_1	1/0AL	71
LD9301_1	1/0AL	28
LD9301_5	1/0AL	153
LD9301_6	1/0AL	87

Tabla A4.7. Operación y remplazo de interruptores, Proyecto JMI_A03

Número	Operación	Reemplazo
ID6639	Reemplazar	ID-600A
ID9838	Reemplazar	ID-600A
ID17853	Reemplazar	ID-600A

Tabla A4.8. Reemplazo de los Transformadores no doble mando, Proyecto JMI_A03

Número	Unidades	Cap./Unid.	Soporte	Reemplazo
1078	3	50	Pedestal	Doble Mando
14521	1	100	Pedestal	Doble Mando
14532	1	100	Pedestal	Doble Mando
14753	1	25	Poste	Doble Mando
14820	2	50	Poste	Doble Mando
15339	1	100	Poste	Doble Mando
16935	1	25	Pedestal	Doble Mando
19380	1	25	Pedestal	Doble Mando
23504	1	100	Poste	Doble Mando
24504	3	100	Poste	Doble Mando
31655	1	25	Poste	Doble Mando
32925	1	100	Pedestal	Doble Mando
38222	1	100	Poste	Doble Mando
41225	1	150	Pedestal	Doble Mando
46843	1	50	Poste	Doble Mando
46844	1	50	Poste	Doble Mando
47413	1	25	Poste	Doble Mando
931	1	300	Pedestal	Doble Mando
933	3	37,5	Pedestal	Doble Mando
1007	3	50	Pedestal	Doble Mando
11977	3	100	Pedestal	Doble Mando
12277	3	50	Pedestal	Doble Mando
18241	1	25	Pedestal	Doble Mando
30180	1	150	Pedestal	Doble Mando
43132	3	100	Pedestal	Doble Mando
43133	1	300	Pedestal	Doble Mando

Tabla A4.9. Retiro e instalación de conductores, Proyecto JMI_A06

Retiro	Tipo	Instalación	Longitud por fase (m)
-	-	500PLT15	14
CD2731_1	500PLT15	-	66
CD2731_2	500PLT15	-	19
CD2731_3	500PLT15	-	64
CD2709_5	250PLT5	-	250

LD2774_5	4/0GN	250PLT15	65
CD15257_1	250PLT5	250PLT15	51
CD2731_5	500GN	500PLT15	92

Tabla A4.10. Adecuación de las estructuras aéreas, Proyecto JMI_A06

Línea aérea	Tipo	Longitud por fase (m)
LD9310_1	1/0AL	102
LD1973_8	1/0AL	42

Tabla A4.11. Operación y remplazo de interruptores, Proyecto JMI_A06

Número	Operación	Reemplazo
ID30885	Cerrar	-
ID7812	Abrir	-
ID7593	Reemplazar	ID-600A
ID7812	Reemplazar	ID-600A
ID9409	Reemplazar	ID-600A
ID30114	Reemplazar	ID-600A
ID30115	Reemplazar	ID-600A

Tabla A4.12. Reemplazo de los Transformadores no doble mando, Proyecto JMI_A06

Número	Unidades	Cap./Unid.	Soporte	Reemplazo
1571	3	50	Pedestal	Doble Mando
1750	3	50	Poste	Doble Mando
14562	3	100	poste	Doble Mando
29513	3	25	Poste	Doble Mando
34420	3	25	poste	Doble Mando
35911	3	25	Poste	Doble Mando
35912	3	50	Poste	Doble Mando
37488	3	100	Poste	Doble Mando
38426	1	300	Pedestal	Doble Mando
38427	1	300	Pedestal	Doble Mando
42782	3	167,5	Pedestal	Doble Mando
47446	1	300	Pedestal	Doble Mando
49275	3	100	Pedestal	Doble Mando

Tabla A4. 13. Retiro e instalación de conductores, Proyecto JMI_A07

Retiro	Tipo	Instalación	Longitud por fase (m)
-	-	500PLT15	556
CD2709_5	250PLT5	-	250
CD2737_4	#2PLT5	#2PLT15	73
CD2737_6	#2PLT5	#2PLT15	97
LD9315_1	#2PLT5	#2PLT15	44
CD2710_5	#2PLT5	#2PLT15	46
LD10085_4	1/0PLT5	2/0PLT15	77
CD9315_9	2/0GN	2/0PLT15	72
CD9315_7	2/0GN	2/0PLT15	32
CD9224_1	2/0GN	2/0PLT15	33
CD2710_4	2/0GN	2/0PLT15	33

Tabla A4.14. Operación y remplazo de interruptores, Proyecto JMI_A07

Línea aérea	Tipo	Longitud por fase (m)
LD10084_3	1/0AL	91
LD10084_2	1/0AL	135
LD10084_1	1/0AL	79
LD10085_1	1/0AL	61
LD10085_2	1/0AL	56
LD10085_3	1/0AL	43
LD10085_5	1/0AL	144
LD2710_2	1/0AL	155

Tabla A4.15. Operación y remplazo de interruptores, Proyecto JMI_A07

Número	Operación	Reemplazo
ID7585	Abrir	
ID31215	Cerrar	
ID9147	Reemplazar	ID-600A

Tabla A4.16. Reemplazo de los Transformadores no doble mando, Proyecto JMI_A07

Número	Unidades	Cap./Unid.	Soporte	Reemplazo
1583	1	150	Pedestal	Doble Mando

1585	3	167,5	Pedestal	Doble Mando
1609	1	300	Pedestal	Doble Mando
1612	3	100	Pedestal	Doble Mando
1614	1	300	Pedestal	Doble Mando
2205	1	100	Poste	Doble Mando
12308	1	100	Poste	Doble Mando
12965	1	150	Pedestal	Doble Mando
16017	2	50	Poste	Doble Mando
16018	1	50	Poste	Doble Mando
22081	1	100	Poste	Doble Mando
22871	1	50	Poste	Doble Mando
23927	1	50	Poste	Doble Mando
23928	1	50	Poste	Doble Mando
29773	3	100	Poste	Doble Mando
29901	1	50	Poste	Doble Mando
33448	1	50	Poste	Doble Mando
35245	1	75	Pedestal	Doble Mando
35946	1	100	Poste	Doble Mando
36978	1	50	Poste	Doble Mando
41267	1	150	Pedestal	Doble Mando
44700	3	100	Poste	Doble Mando
48564	1	300	Pedestal	Doble Mando
49438	1	100	Pedestal	Doble Mando
49439	3	37,5	Pedestal	Doble Mando

Tabla A4.17. Retiro e instalación de conductores, Proyecto JMI_A08-JMI_A11

Retiro	Tipo	Instalación	Longitud por fase (m)
-	-	500PLT15	3708
CD2745_1	500GN	-	11
CD2745_2	500GN	-	139
CD2745_3	500PLT15	-	130
CD2745_4	500GN	-	213
CD2727_1	500PLT15	-	64
CD2727_2	500GN	-	102
CD9317_10	#6PLT15	#2PLT15	24
CD2730_2	#2PLT5	#2PLT15	25
CD2726_10	#2PLT5	#2PLT15	161

CD2746_4	#2GN	#2PLT15	63
CD2746_2	#2GN	#2PLT15	30
CD2746_12	#2PLT5	#2PLT15	33
CD2746_13	#2GN	#2PLT15	34
LD9317_1	#2GN	#2PLT15	54
LD9317_3	#2GN	#2PLT15	42
CD2748_2	#2PLT5	#2PLT15	24
CD2742_3	#2GN	#2PLT15	50
CD2742_6	#2GN	#2PLT15	29
CD2100_3	#2PLT5	#2PLT15	94
LD16360_1	1/0PLT5	250PLT15	51
CD9303_2	2/0GN	2/0PLT15	113
CD2726_4	2/0GN	2/0PLT15	156
CD2726_1	2/0GN	2/0PLT15	94
CD16360_1	2/0PLT15	250PLT15	46
CD16360_2	2/0PLT5	2/0PLT15	40
CD16360_3	2/0PLT5	250PLT15	92
CD16360_5	2/0PLT15	250PLT15	169
CD16360_6	2/0PLT15	250PLT15	53
CD16360_7	2/0GN	250PLT15	152
CD2742_5	2/0PLT5	250PLT15	91
CD2742_7	2/0PLT5	2/0PLT15	44
CD2723_1	4/0GN	250PLT15	161
CD2748_3	4/0GN	250PLT15	50
CD2748_5	4/0GN	250PLT15	47
CD2748_7	4/0GN	250PLT15	85
CD2748_8	4/0GN	250PLT15	40
CD2742_8	4/0GN	250PLT15	62
CD2723_5	250PLT5	500PLT15	90
CD2723_3	250PLT15	500PLT15	68
CD2723_2	250PLT5	500PLT15	93
CD2722_5	250PLT15	500PLT15	100
CD2746_3	250PLT5	250PLT15	133
CD2746_5	250PLT5	250PLT15	153
CD2748_1	250PLT5	250PLT15	77
CD2748_4	250PLT5	250PLT15	69
CD2742_9	250PLT5	250PLT15	470

CD2742_4	250PLT5	250PLT15	256
CD2742_1	250PLT5	250PLT15	163
CD2722_1	250PLT15	500PLT15	39
CD2723_7	250PLT15	500PLT15	32
CD2742_2	250PLT5	250PLT15	10
CD2723_11	250PLT15	500PLT15	18
CD2100_1	250PLT5	250PLT15	31
CD2748_9	500GN	250PLT15	284
CD2745_6	500PLT5	500PLT15	284

Tabla A4.18. Operación y remplazo de interruptores, Proyecto JMI_A08-JMI_A11

Línea aérea	Tipo	Longitud por fase (m)
LD2746_1	4/0AL	91
LD2746_2	4/0AL	70
LD2742_2	1/0AL	104

Tabla A4. 19. Operación y remplazo de interruptores, Proyecto JMI_A08-JMI_A11

Número	Operación	Reemplazo
ID1318	Reemplazar	ID-600A

Tabla A4.20. Reemplazo de los Transformadores no doble mando, Proyecto JMI_A08-JMI_A11

Número	Unidades	Cap./Unid.	Soporte	Reemplazo
1648	1	150	Pedestal	Doble Mando
12456	3	200	Pedestal	Doble Mando
12457	3	25	Pedestal	Doble Mando
12883	1	300	Pedestal	Doble Mando
15835	3	100	Pedestal	Doble Mando
25748	3	100	Pedestal	Doble Mando
34124	1	50	Poste	Doble Mando
35933	3	50	Pedestal	Doble Mando
38544	1	150	Pedestal	Doble Mando
39527	1	150	Pedestal	Doble Mando
39528	1	300	Pedestal	Doble Mando

39529	3	50	Pedestal	Doble Mando
39588	1	25	Pedestal	Doble Mando
42824	1	300	Pedestal	Doble Mando
1635	3	50	Pedestal	Doble Mando
1637	3	50	Pedestal	Doble Mando
1640	3	50	Pedestal	Doble Mando
1672	1	300	Pedestal	Doble Mando
1673	3	167,5	Pedestal	Doble Mando
1675	1	500	Pedestal	Doble Mando
1677	1	300	Pedestal	Doble Mando
1688	1	167	Pedestal	Doble Mando
14512	3	100	Pedestal	Doble Mando
15495	3	100	Poste	Doble Mando
24497	1	100	Pedestal	Doble Mando
39115	1	300	Pedestal	Doble Mando
39116	3	50	Pedestal	Doble Mando
39526	1	150	Pedestal	Doble Mando
39532	3	100	Pedestal	Doble Mando
39538	3	100	Pedestal	Doble Mando
39539	1	300	Pedestal	Doble Mando
43835	1	500	Pedestal	Doble Mando

Tabla A4.21. Retiro e instalación de conductores, Proyecto JMI_A09

Retiro	Tipo	Instalación	Longitud por fase (m)
-	-	500PLT15	4086
CD2756_2	#2PLT5	#2PLT15	187
CD2353_1	250PLT5	250PLT15	120
CD2353_3	250PLT5	250PLT15	266
CD5725_4	250PLT5	250PLT15	20
CD9905_1	500PLT5	500PLT15	228
CD9905_1	500PLT5	250PLT15	119
CD9905_3	500PLT5	500PLT15	100

Tabla A4. 22. Adecuación de las estructuras aéreas, Proyecto JMI_A09

Línea aérea	Tipo	Longitud por fase (m)
LD11905_4	4/0AL	133
LD11907_1	4/0AL	74
LD11907_2	1/0AL	102
LD11907_3	1/0AL	69
LD11907_4	1/0AL	67
LD11907_5	1/0AL	30
LD11907_6	1/0AL	107
LD11905_3	4/0AL	135
LD906_1	1/0AL	87
LD11906_3	1/0AL	21
LD1906_5	1/0AL	79
LD11906_4	1/0AL	49
LD11905_1	4/0AL	105
LD16828_1	4/0AL	51
LD5724_14	1/0AL	63
LD5724_2	1/0AL	69
LD5724_3	1/0AL	72
LD5724_4	1/0AL	100
LD5724_5	1/0AL	129
LD5724_6	1/0AL	150
LD5724_7	1/0AL	39
LD5724_8	1/0AL	41
LD5724_9	1/0AL	105
LD5724_13	1/0AL	34
LD5724_12	1/0AL	140
LD5724_10	1/0AL	173
LD9322_1	1/0AL	77
LD9322_3	1/0AL	47
LD9322_2	1/0AL	33
LD9322_4	1/0AL	74
LD14079_1	1/0AL	27

Tabla A4.23. Operación y remplazo de interruptores, Proyecto JMI_A09

Número	Operación	Reemplazo
ID10046	Reemplazar	ID-600A
ID16974	Reemplazar	ID-600A

Tabla A4.24. Reemplazo de los Trasformadores no doble mando, Proyecto JMI_A09

Número	Unidades	Cap./Unid.	Soporte	Reemplazo
16114	3	100	Poste	Doble Mando
16115	3	100	Poste	Doble Mando
16738	3	100	Poste	Doble Mando
17712	3	25	Poste	Doble Mando
20511	3	50	Poste	Doble Mando
21542	3	25	Poste	Doble Mando
23599	3	25	Poste	Doble Mando
36720	1	100	Poste	Doble Mando
37392	1	100	Poste	Doble Mando
37393	1	50	Poste	Doble Mando
37394	2	50	Poste	Doble Mando
37395	1	100	Poste	Doble Mando
37396	1	50	Poste	Doble Mando
37397	1	50	Poste	Doble Mando
37398	1	50	Poste	Doble Mando
37399	1	50	Poste	Doble Mando
43315	1	300	Pedestal	Doble Mando
43316	3	100	Pedestal	Doble Mando
43318	3	100	Pedestal	Doble Mando
43319	1	300	Pedestal	Doble Mando
48195	3	25	Poste	Doble Mando
48995	1	25	Poste	Doble Mando
49367	3	25	Poste	Doble Mando
1200	3	50	Pedestal	Doble Mando
1204	3	100	Pedestal	Doble Mando
1210	1	300	Pedestal	Doble Mando
1784	1	250	Pedestal	Doble Mando
2309	1	300	Pedestal	Doble Mando
14131	3	50	Poste	Doble Mando

15107	3	100	Poste	Doble Mando
16777	3	100	Poste	Doble Mando
24166	3	50	Pedestal	Doble Mando
24595	3	50	Poste	Doble Mando
34553	3	100	Pedestal	Doble Mando
34554	3	50	Pedestal	Doble Mando
36026	3	50	Poste	Doble Mando
37908	3	100	Poste	Doble Mando
37909	3	100	Poste	Doble Mando
42004	1	25	Poste	Doble Mando
42373	1	150	Pedestal	Doble Mando
42841	3	167,5	Pedestal	Doble Mando

Tabla A4. 25. Retiro e instalación de conductores, Proyecto JMI_A13

Retiro	Tipo	Instalación	Longitud por fase (m)
CD2712_3	#2GN	#2PLT15	25
CD2705_13	#2GN	#2PLT15	71
LD9316_2	#2GN	#2PLT16	40
LD9316_1	#2GN	#2PLT17	24
CD2705_10	#2GN	#2PLT15	20
LD2733_1	1/0GN	2/0PLT15	26
LD2733_2	1/0GN	2/0PLT16	86
LD2732_1	1/0GN	2/0PLT15	14
CD9327_4	2/0PLT5	2/0PLT15	80
CD9307_1	2/0PLT5	2/0PLT15	113
CD6529_5	2/0PLT5	2/0PLT15	36
CD6529_3	2/0PLT5	2/0PLT15	148
CD9306_6	2/0PLT5	2/0PLT15	78
CD9306_4	2/0PLT5	2/0PLT15	60
CD9306_3	2/0PLT5	2/0PLT15	71
CD9306_2	2/0PLT5	2/0PLT15	24
CD9306_1	2/0PLT5	2/0PLT15	426
CD2705_9	2/0PLT5	2/0PLT15	28
CD6529_4	4/0GN	250PLT15	31
LD2702_1	250PLT5	250PLT15	61
LD2702_3	250PLT5	250PLT15	67
LD2702_4	250PLT5	500PLT15	80

Tabla A4. 26. Adecuación de las estructuras aéreas, Proyecto JMI_A13

Línea aérea	Tipo	Longitud por fase (m)
LD9306_1	1/0AL	24
LD10083_4	1/0AL	68
LD10083_3	1/0AL	133
LD10083_5	1/0AL	41
LD10083_1	1/0AL	40
LD10083_2	1/0AL	41
LD2732_2	1/0AL	106
LD2734_1	4/0AL	341
LD9315_12	4/0AL	203
LD9315_11	4/0AL	120
LD9315_6	1/0AL	154
LD9315_10	4/0AL	144
LD9315_9	1/0AL	96
LD10817	1/0AL	836
LD9316_3	1/0AL	313

Tabla A4.27. Operación y remplazo de interruptores, Proyecto JMI_A13

Número	Operación	Reemplazo
ID10535	Reemplazar	ID-600A
ID1413	Reemplazar	ID-600A
ID7593	Reemplazar	ID-600A
ID12330	Reemplazar	ID-600A
ID16253	Reemplazar	ID-600A
ID6504	Reemplazar	ID-600A

Tabla A4. 28. Reemplazo de los Transformadores no doble mando, Proyecto JMI_A13

Número	Unidades	Cap./Unid.	Soporte	Reemplazo
49652	1	300	Pedestal	Doble Mando
50952	3	100	Pedestal	Doble Mando
40880	1	100	Poste	Doble Mando
40912	1	50	Poste	Doble Mando
40913	1	50	Poste	Doble Mando

47846	1	300	Pedestal	Doble Mando
47847	3	100	Pedestal	Doble Mando
49037	3	100	Poste	Doble Mando
49286	3	50	Pedestal	Doble Mando
35883	3	50	Pedestal	Doble Mando
35891	1	50	Poste	Doble Mando
36977	1	25	Poste	Doble Mando
37040	1	50	Poste	Doble Mando
37367	1	100	Poste	Doble Mando
37630	1	100	Poste	Doble Mando
38231	3	50	Poste	Doble Mando
38336	1	300	Pedestal	Doble Mando
38428	1	300	Pedestal	Doble Mando
39589	1	50	Pedestal	Doble Mando
21654	3	50	Poste	Doble Mando
21786	3	100	Poste	Doble Mando
21787	3	25	Poste	Doble Mando
21946	1	100	Poste	Doble Mando
26089	1	50	Poste	Doble Mando
26090	1	50	Poste	Doble Mando
26103	2	100	Poste	Doble Mando
29070	1	25	Poste	Doble Mando
34996	3	167,5	Pedestal	Doble Mando
35881	1	150	Pedestal	Doble Mando
14515	3	100	Pedestal	Doble Mando
14518	1	150	Pedestal	Doble Mando
15852	1	50	Poste	Doble Mando
16626	3	25	Poste	Doble Mando
17300	2	50	Poste	Doble Mando
21090	1	100	Poste	Doble Mando
2201	1	300	Pedestal	Doble Mando
2990	2	100	Poste	Doble Mando
5338	1	50	Poste	Doble Mando
8239	1	100	Poste	Doble Mando
8970	1	50	Poste	Doble Mando
11117	1	100	Poste	Doble Mando
12922	1	300	Pedestal	Doble Mando

14465	1	50	Poste	Doble Mando
14466	1	100	Poste	Doble Mando
1172	1	167,5	Poste	Doble Mando
1173	1	100	Poste	Doble Mando
1589	1	150	Pedestal	Doble Mando
1604	3	37,5	Pedestal	Doble Mando
2041	3	100	Pedestal	Doble Mando

ANEXO N° 5

Especificaciones de los costos totales

Tabla A5.1.Cambio de tensión del circuito JMI_A02

EQUIPOS	MATERIALES [Bs.]	MANO DE OBRA [Bs.]	TOTAL [Bs.]
LINEAS AÉREAS	134.920	14.835	149.756
CABLES SUBTERRÁNEOS	3.801.385	394.082	4.195.466
TRANSFORMADORES	4.937.887	231.851	5.169.738
INTERRUPTORES	23.067	803	23.870
LINEAS AÉREAS RETIRO	-	1.588	1.588
CABLES SUBTERRÁNEOS RET.	-	88.426	88.426
TRANSFORMADORES RETIRO	-	115.925	115.925
INTERRUPTORES RETIRO	-	402	402
	8.897.259	847.912	9.745.171

Tabla A5.2. Cambio de tensión del circuito JMI_A03

EQUIPOS	MATERIALES [Bs.]	MANO DE OBRA [Bs.]	TOTAL [Bs.]
LINEAS AÉREAS	84.592	14.545	99.137
CABLES SUBTERRÁNEOS	2.439.644	217.255	2.656.899
TRANSFORMADORES	2.056.041	104.928	2.160.968
INTERRUPTORES	23.067	803	23.870
LINEAS AÉREAS RETIRO	-	2.367	2.367
CABLES SUBTERRÁNEOS RET.	-	56.602	56.602
TRANSFORMADORES RETIRO	-	52.464	52.464
INTERRUPTORES RETIRO	-	402	402
	4.603.344	449.366	5.052.710

Tabla A5.3. Cambio de tensión del circuito JMI_A06

EQUIPOS	MATERIALES [Bs.]	MANO DE OBRA [Bs.]	TOTAL [Bs.]
LINEAS AÉREAS	15.547	1.291	16.838
CABLES SUBTERRÁNEOS	133.068	18.118	151.186
TRANSFORMADORES	1.092.665	58.694	1.151.360

INTERRUPTORES				38.445	1.339	39.784
LINEAS AÉREAS RETIRO				-	0	0
CABLES SUBTERRÁNEOS RET				-	17.133	17.133
TRANSFORMADORES RETIRO				-	29.347	29.347
INTERRUPTORES RETIRO				-	669	669
				1.279.726	126.590	1.406.316

Tabla A5.4. Cambio de tensión del circuito JMI_A07

EQUIPOS				MATERIALES [Bs.]	MANO DE OBRA [Bs.]	TOTAL [Bs.]
LINEAS AÉREAS				66.959	5.500	72.459
CABLES SUBTERRÁNEOS				441.488	54.171	495.659
TRANSFORMADORES				1.911.791	111.736	2.023.526
INTERRUPTORES				7.689	268	7.957
LINEAS AÉREAS RETIRO				-	0	0
CABLES SUBTERRÁNEOS RET				-	18.451	18.451
TRANSFORMADORES RETIRO				-	55.868	55.868
INTERRUPTORES RETIRO				-	134	134
				2.427.926	246.127	2.674.053

Tabla A5.5. Cambio de tensión del circuito JMI_A08 y JMI_A11

EQUIPOS				MATERIALES [Bs.]	MANO DE OBRA [Bs.]	TOTAL [Bs.]
LINEAS AÉREAS				25.088	1.966	27.054
CABLES SUBTERRÁNEOS				3.863.376	403.336	4.266.712
TRANSFORMADORES				3.259.386	110.900	3.370.286
INTERRUPTORES				7.689	268	7.957
LINEAS AÉREAS RETIRO				-	0	0
CABLES SUBTERRÁNEOS RET				-	121.663	121.663
TRANSFORMADORES RETIRO				-	55.450	55.450
INTERRUPTORES RETIRO				-	134	134
				7.155.539	693.716	7.849.255

Tabla A5.6. Cambio de tensión del circuito JMI_A09

EQUIPOS				MATERIALES	MANO DE OBRA	TOTAL
				[Bs.]	[Bs.]	[Bs.]
LINEAS AÉREAS				217.660	18.067	235.727
CABLES SUBTERRÁNEOS				2.871.131	260.685	3.131.816
TRANSFORMADORES				3.168.340	195.769	3.364.109
INTERRUPTORES				15.378	535	15.913
LINEAS AÉREAS RETIRO				-	0	0
CABLES SUBTERRÁNEOS RET				-	24.897	24.897
TRANSFORMADORES RETIRO				-	97.884	97.884
INTERRUPTORES RETIRO				-	268	268
				6.272.509	598.106	6.870.614

Tabla A5.7. Cambio de tensión del circuito JMI_A13

EQUIPOS				MATERIALES	MANO DE OBRA	TOTAL
				[Bs.]	[Bs.]	[Bs.]
LINEAS AÉREAS				233.207	19.358	252.565
CABLES SUBTERRÁNEOS				399.665	75.938	475.603
TRANSFORMADORES				3.643.491	228.468	3.871.959
INTERRUPTORES				46.134	1.606	47.740
LINEAS AÉREAS RETIRO				-	0	0
CABLES SUBTERRÁNEOS RET				-	36.883	36.883
TRANSFORMADORES RETIRO				-	114.234	114.234
INTERRUPTORES RETIRO				-	803	803
				4.322.497	477.290	4.799.787

ANEXO N° 6

Reporte del programa EFIPRO



RIF: J-00021243-0

Gerencia Operativa de Distribución

N° SOLICITUD 0	REGIÓN 0	TIPO PROYECTO CAM B IO DE TENSIÓN	N° CONTROL 338
NOMBRE DEL PROYECTO			CIRCUITO
CAMBIO DE TENSION DE JMI_A02			JMI_A02
DIAGNÓSTICO Toda la red 30/4,8 kV presenta obsolescencia en el equipamiento que la constituye.			
ESTRATEGIAS Se planea migrar la red 30/4,8 kV hacia 69/12,47 kV; por ello la S/E JMI se procede a cambiar de tensión de 4,8kV a 12,47kV.			
MONTO APROB. US\$ 2.069.130	MONTO APROB Bs 8.897.259		
VPN US\$ -2.266.319	TIR #¡NUM!		
PERIODO RECUP. 11	RELACIÓN B/C 0,02		

ASSET MANAGEMENT

90,17

Figura A6.1. Evaluación económica del proyecto JMI_A02

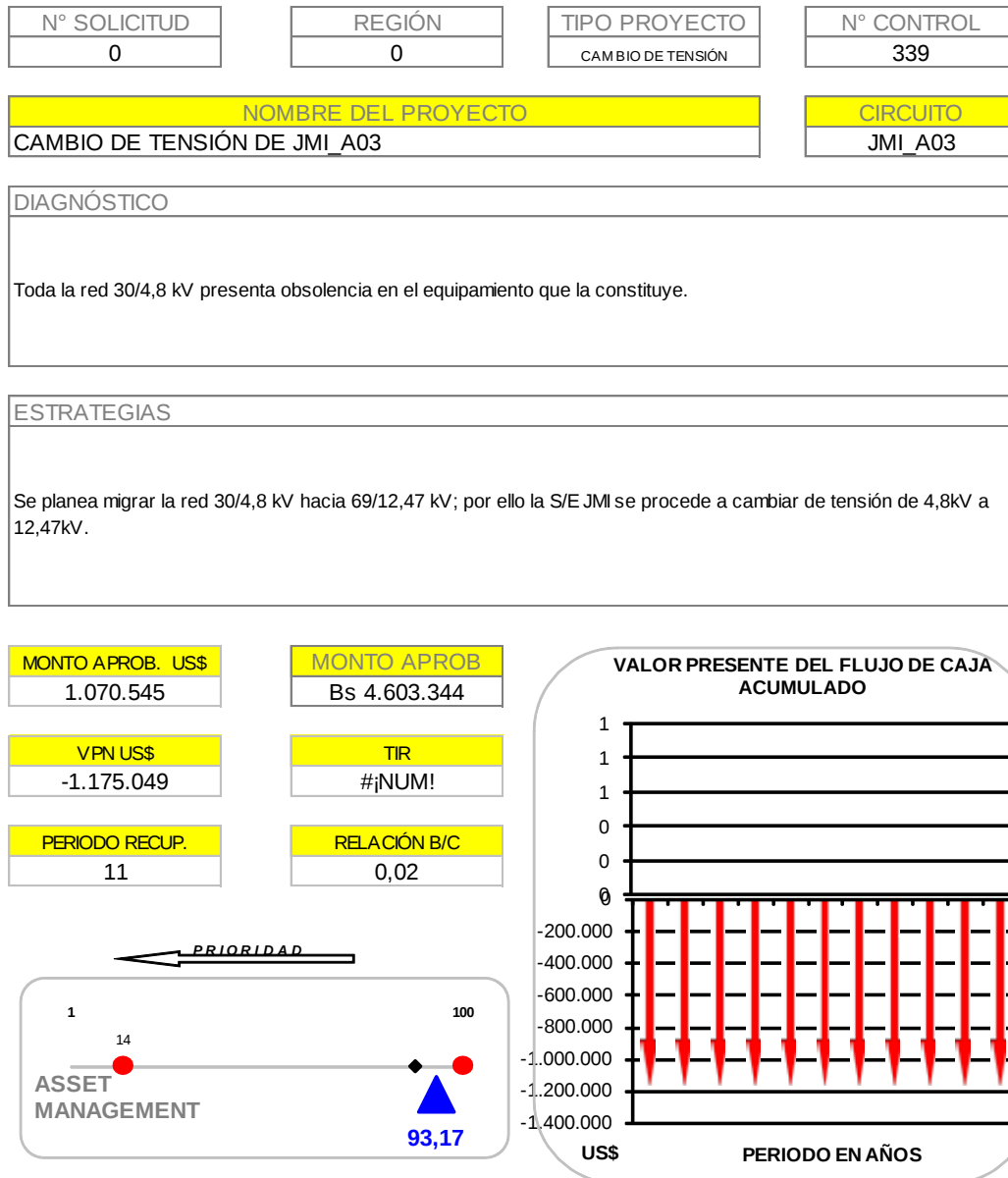


Figura A6.2. Evaluación económica del proyecto JMI_A03

N° SOLICITUD	REGIÓN	TIPO PROYECTO	N° CONTROL
0	0	CAMBIO DE TENSIÓN	343
NOMBRE DEL PROYECTO			CIRCUITO
CAMBIO DE TENSION DE JMI_A06			JMI_A06

DIAGNÓSTICO
Toda la red 30/4,8 kV presenta obsolescencia en el equipamiento que la constituye.

ESTRATEGIAS
Se planea el cambio de tensión de la red 30/4,8 kV hacia 69/12,47 kV; por ello los circuitos asociados a la S/E JMI serán migrados a S/E en 12,47 kV.

MONTO APROB. US\$	MONTO APROB
297.611	Bs 1.279.726
VPN US\$	TIR
-327.050	#iNUM!
PERIODO RECUP.	RELACIÓN B/C
11	0,00

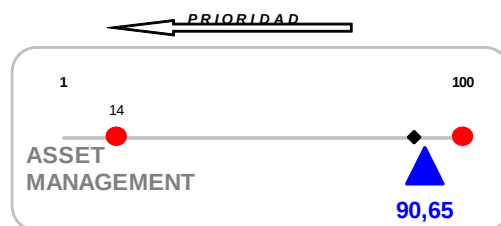


Figura A6.3. Evaluación económica del proyecto JMI_A06

N° SOLICITUD	REGIÓN	TIPO PROYECTO	N° CONTROL
0	0	CAMBIO DE TENSIÓN	341
NOMBRE DEL PROYECTO			CIRCUITO
CAMBIO DE TENSIÓN DE JMI_A07			JMI_A07

DIAGNÓSTICO
Toda la red 30/4,8 kV presenta obsolescencia en el equipamiento que la constituye.

ESTRATEGIAS
Se planea el cambio de tensión de la red 30/4,8 kV hacia 69/12,47 kV; por ello los circuitos asociados a la S/E JMI serán migrados a S/E en 12,47 kV.

MONTO APROB. US\$	MONTO APROB
564.634	Bs 2.427.926
VPN US\$	TIR
-621.873	#iNUM!
PERIODO RECUP.	RELACIÓN B/C
11	0,03

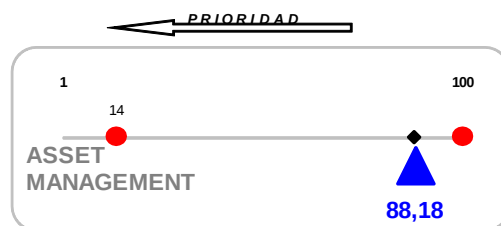


Figura A6.4. Evaluación económica del proyecto JMI_A07

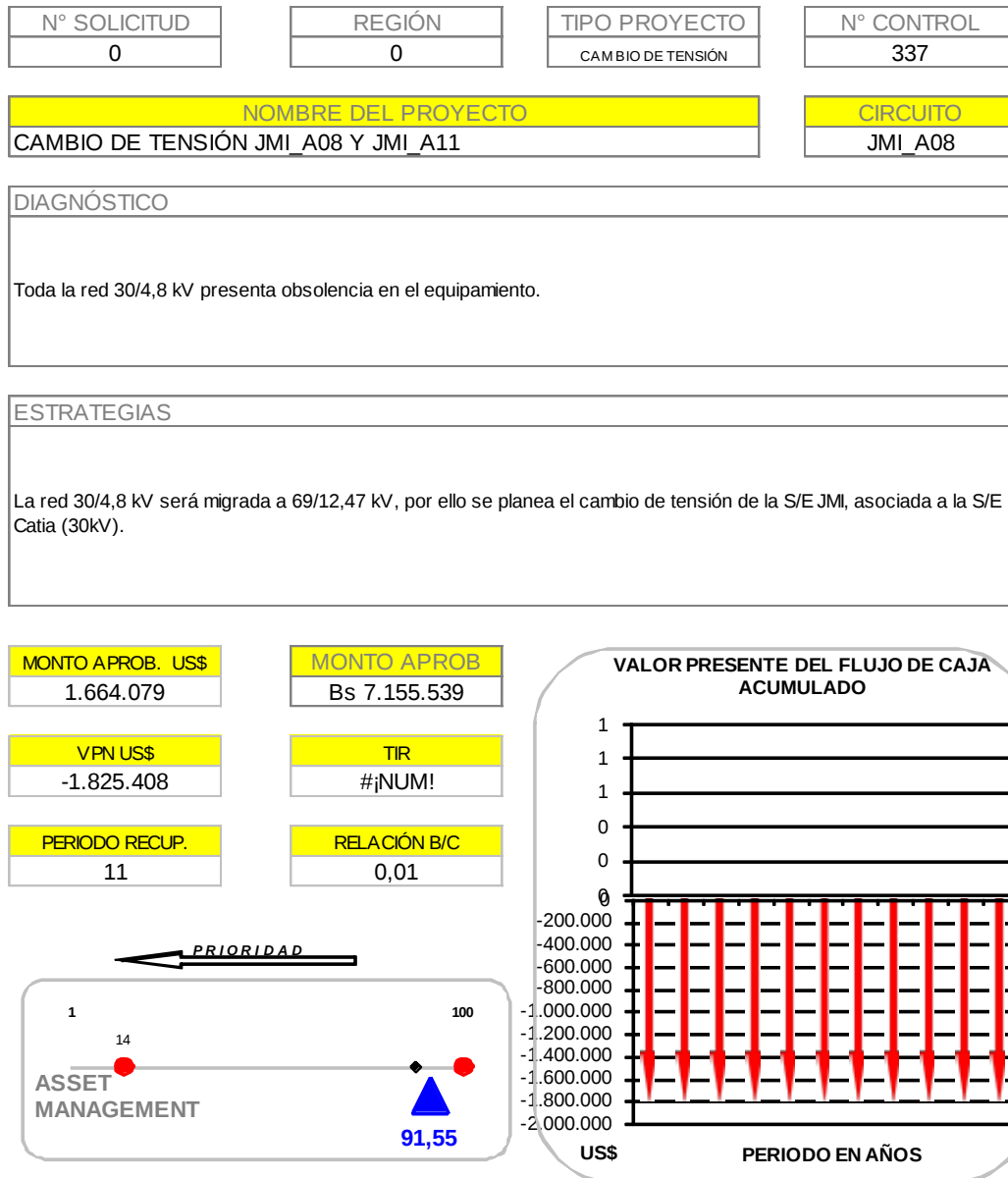


Figura A6.5. Evaluación económica del proyecto JMI_A08-JMI_A11

N° SOLICITUD	REGIÓN	TIPO PROYECTO	N° CONTROL
0	0	CAMBIO DE TENSIÓN	342
NOMBRE DEL PROYECTO			CIRCUITO
CAMBIO DE TENSIÓN DE JMI_A09			JMI_A09

DIAGNÓSTICO
Toda la red 30/4,8 kV presenta obsolescencia en el equipamiento que la constituye.

ESTRATEGIAS
Se planea el cambio de tensión de la red 30/4,8 kV hacia 69/12,47 kV; por ello los circuitos asociados a la S/E JMI serán migrados a S/E en 12,47 kV.

MONTO APROB. US\$	MONTO APROB
1.458.723	Bs 6.272.509
VPN US\$	TIR
-1.597.817	#iNUM!
PERIODO RECUP.	RELACIÓN B/C
11	0,01

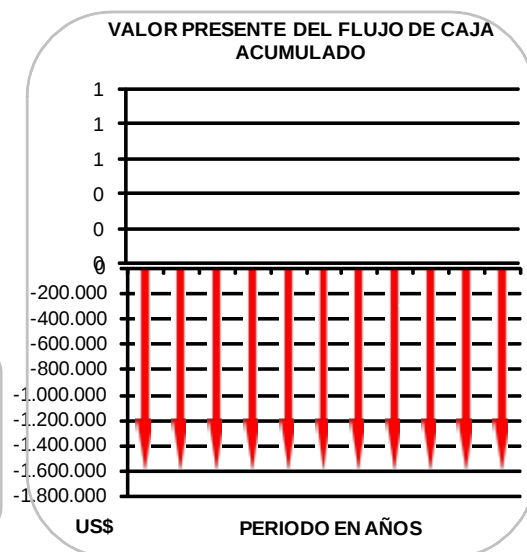
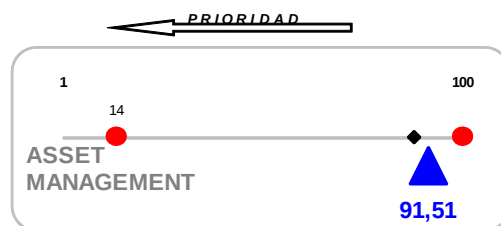


Figura A6.6. Evaluación económica del proyecto JMI_A09

N° SOLICITUD	REGIÓN	TIPO PROYECTO	N° CONTROL
0	0	CAMBIO DE TENSIÓN	340
NOMBRE DEL PROYECTO			CIRCUITO
CAMBIO DE TENSIÓN DE JMI_A13			JMI_A13

DIAGNÓSTICO
Toda la red 30/4,8 kV presenta obsolescencia en el equipamiento que la constituye.

ESTRATEGIAS
Se planea el cambio de tensión de la red 30/4,8 kV hacia 69/12,47 kV; por ello los circuitos asociados a la S/E JMI serán migrados a S/E en 12,47 kV.

MONTO APROB. US\$	MONTO APROB
1.005.232	Bs 4.322.497
VPN US\$	TIR
-1.116.230	#iNUM!
PERIODO RECUP.	RELACIÓN B/C
11	0,01

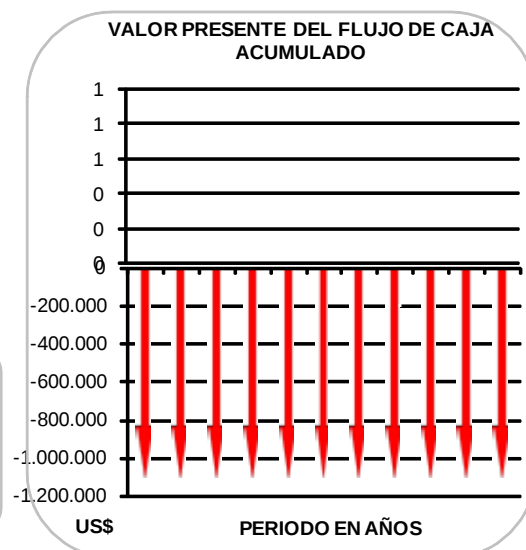
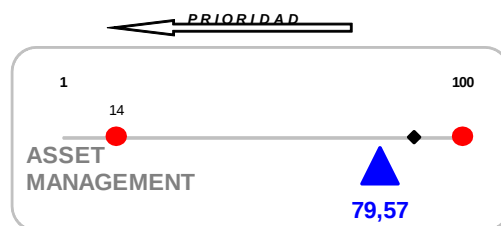


Figura A6.7. Evaluación económica del proyecto JMI_A13