

UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES



**Planificación de nuevos distribuidores para
alimentación de proyectos inmobiliarios en la zona de
Nueva Córdoba, Alta Córdoba y Alberdi en media tensión
(13,2 [kV]) y baja tensión (0,4 [kV])**

AUTORES

FERRER, RODRIGO SEBASTIAN

MANGIERI, PABLO JAVIER

CARRERA

INGENIERÍA MECÁNICA ELECTRICISTA

DIRECTOR

Dr. Ing. MEYER, HECTOR HUGO

CO-DIRECTOR

Ing. VILLAFANE, RUBEN ELOY

CÓRDOBA, FEBRERO 2016

1 Prólogo

En el presente trabajo, **Planificación de nuevos distribuidores para alimentación de proyectos inmobiliarios en la zona de Nueva Córdoba, Alta Córdoba y Alberdi en media tensión (13,2 [kV]) y baja tensión (0,4 [kV])**, se expone de forma simple lo aprendido en el ámbito universitario, principalmente en lo referido a la distribución de energía eléctrica.

A lo largo de los capítulos se encontrarán los antecedentes y la problemática existente que justifican el análisis que se realiza, como así también, un marco teórico, en el que se indican los conceptos, tanto eléctricos, como de planificación y de utilización del software PSS Sincal y cálculos en materia de distribución de energía eléctrica.

Posteriormente, se procede a seguir los pasos de la planificación especificados en el marco teórico para la realización del proyecto, dando la previsión de la demanda, analizando el sistema de distribución actual, y planificando los nuevos distribuidores para que cumplan con las solicitudes exigidas. Para esto se utiliza como soporte el AutoCAD para la realización de planos y el software PSS Sincal para cálculos y simulaciones de flujo de carga, por lo que también es necesario explicitar la nomenclatura utilizada.

Se presenta una memoria descriptiva como resumen de los elementos utilizados en los nuevos distribuidores.

Luego se realiza un análisis de los resultados, tanto considerando funcionamiento normal, como ante la aparición de una contingencia, utilizando como soporte los reportes entregados por el PSS Sincal. Se realizan también de forma generalizada los presupuestos de cada nuevo distribuidor. Tanto Reportes, como Presupuestos y Planos se presentan en el anexo documental.

Partiendo de la ubicación y potencias eléctricas requeridas por nuevos edificios y conociendo la topología de la Red de distribución existente, se proponen trazas de nuevos distribuidores que puedan afrontar estos requerimientos en condiciones normales de máximas demandas, como así también en condiciones inusuales de servicio (contingencias), sin poner en riesgo la calidad de servicio eléctrico.

Para realizar el estudio técnico se utiliza el software PSS Sincal, una potente herramienta para realizar una planificación eficiente, y finalmente, se realiza el presupuesto global de cada nuevo distribuidor.

2 Índice

1	<i>Prólogo</i>	III
2	<i>Índice</i>	V
3	<i>Índice de tablas y figuras</i>	X
3.1	Figuras	X
3.2	Tablas	XI
4	<i>Dedicatoria</i>	XII
5	<i>Introducción</i>	1
6	<i>Descripción de la problemática</i>	2
7	<i>Objetivos</i>	4
8	<i>Antecedentes</i>	5
9	<i>Marco Teórico</i>	6
9.1	Sistema de distribución de energía en media tensión	6
9.2	Planificación de sistemas de distribución	11
9.2.1	Objetivos de la planificación	12
9.2.2	Proceso general de la planificación	12
9.3	Memoria de cálculo	14
9.3.1	Cálculos para determinar la sección del cable	14
9.3.1.1	Corriente admisible del cable	14
9.3.1.2	Cálculo de caída de tensión	16
9.3.1.3	Calculo de corrientes de Cortocircuito	17
9.3.1.3.1	Verificación de corrientes de cortocircuito	17
9.3.1.3.1.1	Impedancia de elementos frente a defectos trifásicos	19
9.3.1.3.1.1.1	Impedancia de Líneas	19
9.3.1.3.1.1.2	Impedancia de Transformadores	19
9.3.1.3.1.1.3	Impedancia de cortocircuito del sistema	20
9.3.2	Cálculos de carga máxima de una subestación transformadora MT/BT	21
9.4	Software PSS Sincal	21
9.4.1	Introducción al software PSS Sincal	21
9.4.2	Modelado eléctrico de la red	22
9.4.2.1	Espacio de Trabajo	22
9.4.2.2	Función <i>Background Map</i> (Mapa de Fondo)	23
9.4.2.3	Network Level (Nivel de Tensión de red)	24
9.4.2.1	Función <i>Load</i> (Carga) y su uso en el proyecto	25
9.4.2.2	Función <i>Infeeder</i> (Fuentes de alimentación) y su uso en el proyecto	27
9.4.2.3	Función <i>Standard Database</i> (Base de datos Estándar) y su uso en el proyecto	29
9.4.2.3.1	Función <i>Standard Line</i> (Líneas Estándar) y su uso en el proyecto	29
9.4.2.3.2	Función <i>Standard Two-Winding Transformer</i>	31

9.4.2.4	Función Two-Winding Transformer y su uso en el proyecto.....	32
9.4.2.5	Función <i>Line</i>	34
9.5	Flujo de Carga.....	35
9.6	Definiciones	37
9.6.1	Alimentador	37
9.6.2	Apoyos	37
9.6.2.1	Apoyo	37
9.6.2.2	Vano.....	37
9.6.3	Caídas de tensión en la red.....	37
9.6.4	Conductores.....	37
9.6.4.1	Conductor.....	37
9.6.4.2	Cable.....	38
9.6.5	Demandas de potencia.....	38
9.6.5.1	Demanda máxima autorizada	38
9.6.5.1.1	Demanda autorizada “en pico”	38
9.6.5.1.2	Demanda autorizada “fuera de pico”	38
9.6.5.2	Demanda máxima registrada.....	38
9.6.5.3	Potencia instalada	38
9.6.5.4	Potencia simultanea	38
9.6.6	Distribuidor	38
9.6.6.1	Troncal	39
9.6.6.2	Ramal.....	39
9.6.7	Estaciones Transformadoras	39
9.6.7.1	Estaciones Transformadoras Alta Tensión a Media Tensión	39
9.6.7.2	Subestación Alimentadora (SEA) o Centro de Distribución MT/MT.....	39
9.6.7.3	Subestaciones Transformadoras MT/BT.....	40
9.6.7.3.1	Subestaciones transformadoras MT/BT aéreas.....	40
9.6.7.3.2	Subestaciones transformadoras MT/BT subterráneas.....	40
9.6.8	Intensidades de corrientes.....	40
9.6.8.1	Intensidad nominal	40
9.6.8.2	Intensidades límite térmica	40
9.6.9	Intensidades de cortocircuito	40
9.6.10	Pérdidas de Energía Eléctrica	40
9.6.10.1	Pérdidas técnicas	41
9.6.10.1.1	Pérdidas Óhmicas o Pérdidas en el Cobre:.....	41
9.6.10.1.2	Pérdidas en Vacío:	41
9.6.10.2	Pérdidas no técnicas	41
9.6.10.2.1	Por Robo o Hurto:.....	41
9.6.10.2.2	Por Fraude:	41
9.6.10.2.3	Por Administración:	42
9.6.10.3	Pérdidas de energía eléctrica totales.....	42
9.6.11	Tensión.....	42
9.6.11.1	Tensión nominal	42
9.6.11.2	Niveles de tensión	42
9.6.11.3	Tensión de suministro.....	42
10	Desarrollo de la planificación	43
10.1	Predicción de demanda.....	43
10.2	Análisis del sistema actual	45
10.2.1	Estaciones y SEAs	45

10.2.1.1	Estaciones Transformadoras AT/MT	45
10.2.1.1.1	ET Nueva Córdoba.....	45
10.2.1.1.2	ET La Tablada.....	46
10.2.1.2	SEAs	46
10.2.1.2.1	SEA Alta Córdoba	46
10.2.1.2.2	SEA Rebaje.....	46
10.2.1.3	Valores de cortocircuito en Estaciones y SEAs y determinación de secciones mínimas.....	47
10.2.1.3.1	Impedancia de cortocircuito.....	47
10.2.1.3.2	Corriente de cortocircuito máxima	47
10.2.1.3.3	Sección mínima para verificar al cortocircuito.....	48
10.2.1	Importación del sistema de distribución actual a PSS Sincal	49
10.2.1.1	Plataforma SITRA de la EPEC	53
10.2.1.2	Factor de utilización de cargas de subestaciones.....	53
10.3	Planificación de nuevos distribuidores para cumplir con los requerimientos de demanda	55
10.3.1	Nomenclatura de los elementos de red.....	57
10.3.1.1	Nuevos Distribuidores.....	57
10.3.1.2	Cámaras.....	57
10.3.1.3	Elementos	57
10.3.1.3.1	Infeeder	57
10.3.1.3.2	Cargas.....	58
10.3.1.3.3	Líneas	58
10.3.1.3.3.1	Tramos de interconexión.....	58
10.3.1.3.4	Transformadores	58
10.3.1.3.4.1	Subterráneo	58
10.3.1.3.4.2	Aéreo	59
10.3.1.3.4.3	Nodos	59
10.3.1.3.4.4	Barra de MT de Estaciones o SEAs	59
10.3.1.3.4.5	Barra de Media Tensión de Cámaras.....	60
10.3.1.3.4.6	Barra de Media Tensión de los transformadores aéreos	60
10.3.1.3.4.6.1	Nuevos.....	60
10.3.1.3.4.6.2	Existentes.....	60
10.3.1.3.4.7	Barra de Baja Tensión de los transformadores aéreos.....	60
10.3.1.3.4.8	Barras de interconexión	61
10.3.1.3.4.9	Seccionador de Transición Aéreo-Subterráneo.....	61
10.3.1.3.4.10	Nodos de Derivación.....	61
10.3.2	Reportes del resultado del análisis de flujo de carga	62
10.3.2.1	Contenido	63
10.3.2.2	Nivel de tensión	63
10.3.2.3	Área de red.....	64
10.3.2.4	Nodos.....	65
10.3.2.5	Datos de líneas.....	65
10.3.2.6	Balance de potencia	67
10.3.2.7	Reporte de resultado de nodos.....	67
10.3.2.8	Resultado del flujo de carga	68
10.3.3	Memoria Descriptiva de los nuevos distribuidores	69
10.3.3.1	Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1.....	69
10.3.3.2	Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2.....	70
10.3.3.3	Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1	72

10.3.3.4	Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2	72
10.3.3.5	Nuevo Distribuidor Rebaje	74
10.3.3.6	Nuevo Distribuidor Tablada	75
10.4	Análisis de Resultados.....	76
10.4.1	Funcionamiento Normal.....	76
10.4.1.1	Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1.....	77
10.4.1.2	Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2.....	78
10.4.1.3	Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1	79
10.4.1.4	Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2	80
10.4.1.5	Nuevo Distribuidor Rebaje	81
10.4.1.6	Nuevo Distribuidor Tablada	82
10.4.2	Posibilidad de reserva de Interconexión	83
10.4.2.1	Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1.....	83
10.4.2.1.1	Interconexión con distribuidor Juan B. Justo.....	84
10.4.2.1.1	Interconexión con distribuidor Atenas.....	85
10.4.2.2	Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2.....	85
10.4.2.2.1	Interconexión con distribuidor Juan B. Justo.....	85
10.4.2.2.1	Interconexión con distribuidor Cofico	86
10.4.2.2.1	Interconexión con los distribuidores Juan B. Justo y Cofico.....	86
10.4.2.3	Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1	87
10.4.2.3.1	Interconexión con distribuidor Brasil	87
10.4.2.4	Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2	87
10.4.2.4.1	Interconexión con distribuidor Nueva Córdoba	88
10.4.2.4.1	Interconexión con distribuidor Plaza España	88
10.4.2.4.2	Interconexión con distribuidor Argenta.....	88
10.4.2.5	Nuevo Distribuidor Rebaje	89
10.4.2.5.1	Interconexión con distribuidor Güemes.....	89
10.4.2.5.2	Interconexión con distribuidor Tribunales	89
10.4.2.6	Nuevo Distribuidor Tablada	90
10.4.2.6.1	Interconexión con distribuidor Bajada Caseros.....	90
10.4.2.6.1	Interconexión con distribuidor Escuela Industrial	90
10.4.2.6.2	Interconexión con distribuidor Usina Mendoza	91
10.4.2.6.3	Interconexión parcial con los distribuidores Escuela Industrial y Usina Mendoza. 91	
10.5	Cómputo y presupuesto final	93
10.5.1	Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1.....	95
10.5.2	Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2.....	96
10.5.3	Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1	97
10.5.4	Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2	98
10.5.5	Nuevo Distribuidor Rebaje	99
10.5.6	Nuevo Distribuidor Tablada	100
10.5.7	Resumen de presupuestos.....	101
11	Conclusión	102
11.1	Cumplimiento de objetivos	102
11.2	Utilización de PSS Sincal como herramienta para planificar redes eléctricas 103	
11.3	Conclusiones en base a resultados	103
11.4	Aprendizaje obtenido	104

12 Anexo documental.....	105
12.1 Presupuestos.....	106
12.2 Reportes de PSS Sincal	114
12.2.1 Funcionamiento Normal.....	115
12.2.2 Interconexiones	162
12.3 Planos.....	220
13 Bibliografía	241

3 Índice de tablas y figuras

3.1 Figuras

<i>Fig. 1 Esquema de sistema de distribución</i>	7
<i>Fig. 2 SEA Alta Córdoba</i>	9
<i>Fig. 3 SET MT/BT</i>	10
<i>Fig. 4 Esquema unifilar celdas secundarias de una cámara subterránea</i>	11
<i>Fig. 5 Esquema de Cortocircuito Trifásico</i>	18
<i>Fig. 6 Ventana Principal de PSS Sincal</i>	22
<i>Fig. 7 Nuevo Espacio de Trabajo</i>	23
<i>Fig. 8 Ventana Background Map</i>	24
<i>Fig. 9 Ventana Network Level</i>	25
<i>Fig. 10 Ventana Load</i>	26
<i>Fig. 11 Gráfico fL Vs U</i>	26
<i>Fig. 12 Ventana Infeeder</i>	28
<i>Fig. 13 Ventana Standard Line</i>	30
<i>Fig. 14 Catálogo CIMET</i>	30
<i>Fig. 15 Ventana Standard Two-Winding Transformer</i>	31
<i>Fig. 16 Ventana Two-Winding Transformer</i>	33
<i>Fig. 17 Ventana Line</i>	35
<i>Fig. 18 ET Tablada</i>	39
<i>Fig. 19 Red de distribución de la ciudad de Córdoba en la plataforma geoIMAX</i>	50
<i>Fig. 20 Red de distribución en PSS Sincal</i>	51
<i>Fig. 21 Red de Distribución en Autocad</i>	52
<i>Fig. 22 Ventana de la plataforma SITRA del sistema técnico de EPEC</i>	53
<i>Fig. 23 Página Contenidos del reporte</i>	63
<i>Fig. 24 Página Nivel de tensión del reporte</i>	63
<i>Fig. 25 Página Área de red del reporte</i>	64
<i>Fig. 26 Página Nodos del reporte</i>	65
<i>Fig. 27 Página Datos de líneas del reporte</i>	66
<i>Fig. 28 Pagina Balance de Potencia del reporte</i>	67
<i>Fig. 29 Página Reporte de resultados de nodos del reporte</i>	68
<i>Fig. 30 Página Resultado de flujo de carga del reporte</i>	69

3.2 Tablas

<i>Tabla 1 Características de transformadores de distribución.....</i>	<i>32</i>
<i>Tabla 2 Tabla de Edificios.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 3 Factores de ponderación de cargas.....</i>	<i>54</i>
<i>Tabla 4 Nomenclatura de Distribuidores.....</i>	<i>57</i>
<i>Tabla 5 Nomenclatura de ET y SEA.....</i>	<i>58</i>
<i>Tabla 6 Nomenclatura de barras MT.....</i>	<i>59</i>
<i>Tabla 7 SET y edificios del Distribuidor Alta Córdoba 1.....</i>	<i>70</i>
<i>Tabla 8 SET y edificios del Distribuidor Alta Córdoba 2.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabla 9 SET y edificios del Distribuidor Nueva Córdoba 1.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabla 10 SET y edificios del Distribuidor Nueva Córdoba 2.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 11 SET y edificios del Distribuidor Rebaje.....</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 12 SET y edificios del Distribuidor Tablada.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 13 Presupuesto Alta Córdoba 1.....</i>	<i>95</i>
<i>Tabla 14 Presupuesto Alta Córdoba 2.....</i>	<i>96</i>
<i>Tabla 15 Presupuesto Nueva Córdoba 1.....</i>	<i>97</i>
<i>Tabla 16 Presupuesto Nueva Córdoba 2.....</i>	<i>98</i>
<i>Tabla 17 Presupuesto Rebaje.....</i>	<i>99</i>
<i>Tabla 18 Presupuesto Tablada.....</i>	<i>100</i>
<i>Tabla 19 Resumen de presupuestos.....</i>	<i>101</i>

4 Dedicatoria

Queremos utilizar este espacio para agradecer a todas las personas que nos han acompañado y ayudado a lo largo de estos 5 años de carrera universitaria.

A nuestras familias, que nos han acompañado incondicionalmente para que podamos dedicarnos plenamente al estudio.

A los profesores y ayudantes docentes, que se han dedicado tan fervientemente a enseñar y transmitir, no solo sus conocimientos técnicos, sino también sus experiencias en el plano profesional.

A nuestros compañeros, por haber hecho tan agradables estos 5 años, creando momentos inolvidables e imborrables.

5 Introducción

Para las sociedades actuales es de vital importancia el suministro de electricidad, el cual hace confortable la vida cotidiana en los hogares, mueve efectivamente el comercio y hace posible el funcionamiento de la industria. El desarrollo de un país depende de su grado de industrialización y este a su vez necesita de las fuentes de energía, especialmente de la energía eléctrica.

Todo sistema eléctrico de potencia tiene como finalidad la de producir energía eléctrica en los centros de generación (diferentes tipos de centrales), de transportarla hasta los centros de consumo y distribuirla en ellos (ciudades, pueblos, centros industriales y turístico, etc.). Cada centro de consumo tendrá su propia demanda, por lo que será necesario que en los centros de generación se disponga de la capacidad de generación suficiente, que el sector de transporte posea la capacidad necesaria y por último que el sector de distribución tenga la posibilidad de entregar la energía de manera eficiente y segura al consumidor final.

Para ello, se requieren de inversiones de grandes capitales, estudios y diseños complejos, cumplimiento de normas nacionales e internacionales específicas y rigurosas, el empleo de una variedad de conceptos de Ingeniería y de tecnología de punta, de la investigación económica de proyectos, buen procedimiento de construcción y de calidad, de materiales o de trabajo, adecuadas para un mejor suministro de energía eléctrica.

El desarrollo de la infraestructura en la actualidad está avanzado y especializado, provocando crecimientos urbanos, por lo que, la demanda de energía eléctrica se ha incrementado rápidamente, complicando la tarea de suministrarles energía y saturando los distribuidores actuales.

Es un objetivo de este proyecto, facilitar el suministro de energía eléctrica a nuevos edificios en los barrios Nueva Córdoba, Alta Córdoba y Alberdi, de la ciudad de Córdoba.

Se tomarán datos referidos a nuevos desarrollos urbanísticos aportados por “*la Cámara Empresarial De Desarrollistas Urbanos de Córdoba*” (CEDUC) a la Empresa Provincial de Energía de Córdoba (EPEC), cuya tarea es la de prever suministro de energía eléctrica a nuevas edificaciones considerando las condiciones actuales de carga de los distribuidores de media tensión existentes. En este trabajo se buscará la mejor manera de alimentar las nuevas construcciones, desde el plano técnico y económico.

6 Descripción de la problemática

La normativa municipal vigente de la ciudad de Córdoba establece restricciones a la ocupación del espacio público para la construcción de nuevas cámaras subterráneas, lo que impacta directamente en el otorgamiento de servicio eléctrico. Esto lleva a que edificios proyectados o en construcción en la actualidad, que solicitan suministro eléctrico, cuya magnitud de demanda requerida no pueda ser abastecida por las cámaras existentes, se vean en la necesidad de replantear su proyecto previo, para albergar en el interior de su propiedad la nueva cámara subterránea MT/BT solicitada por EPEC. Esto ocasiona demoras, gastos y complicaciones en el proceso de otorgar servicio a estos nuevos desarrollos.

Debido a la necesidad de encontrar una solución a esta problemática, los desarrollistas se reúnen en busca de un acuerdo (para que sus proyectos se vean afectados lo menos posible por este requerimiento) para beneficio común con la empresa distribuidora de energía eléctrica.

En esta dirección los desarrollistas nucleados en sus cámaras empresarias gestionan un acuerdo con la empresa distribuidora para minimizar la construcción de cámaras subterráneas MT/BT y redes de distribución primaria, buscando un beneficio mutuo.

Otra problemática surge ante la consideración de que los distribuidores de media tensión que operan actualmente en el área próxima a estas edificaciones proyectadas se encuentran en su carga máxima o próxima a ella, con lo que poseen poca reserva para alimentar nuevos clientes. Brindar suministro a las edificaciones de estos inversores antes mencionado con los distribuidores actuales, disminuiría la calidad de servicio para estos y para los clientes ya existentes en la red, sin mencionar los inconvenientes propios de las sobrecargas de los distribuidores.

Esta problemática lleva a EPEC a la necesidad de instalar nuevos distribuidores de media tensión para prestar el servicio a los nuevos clientes. Por lo que la iniciativa planteada por el conjunto de desarrollistas inmobiliarios con el objetivo de que los nuevos inmuebles proyectados (o en proceso de construcción en algunos casos) reciban suministro de energía eléctrica, llegó a la Unidad de Planeamiento de la distribución dependiente de la Gerencia Técnica de EPEC, para abordar la búsqueda de una solución a este problema.



Como respuesta a la problemática planteada y como objetivo del presente trabajo se plantea la proyección de nuevos distribuidores, que posean la menor cantidad necesaria de cámaras subterráneas de MT/BT, respetando las exigencias de las normativas y especificaciones referidas a caídas de tensión, buscando la solución más conveniente y efectiva. En la búsqueda de esta solución y para facilitar la determinación eficiente de parámetros eléctricos presentes en estos nuevos distribuidores, se utiliza la herramienta informática PSS Sincal.

7 Objetivos

El presente proyecto integrador tiene como principal finalidad el planeamiento eficiente de nuevas redes eléctricas en media tensión (13,2[kV]) y baja tensión (0,4[kV]), con base en criterios de diseño para brindar una solución óptima al alimentar eléctricamente a nuevos desarrollos inmobiliarios de cierta envergadura, cumplimentando con la expansión del sistema y satisfaciendo los requerimientos de nuevas demandas, garantizando las exigencias que imponen las normativas.

Específicamente los objetivos del presente son:

- **Alimentar** nuevos proyectos inmobiliarios en la ciudad de Córdoba, mediante la solución técnico-económica más conveniente.
- **Incrementar** reserva de potencia eléctrica para asegurar suministro a futuros clientes.
- **Reducir** el perímetro abastecido y redistribuir cargas de distribuidores de media tensión.
- **Utilizar** el software “PSS Sincal” para el planeamiento eficiente de redes eléctricas.
- **Aplicar** normas técnicas y reglamentarias para el tendido de nuevas redes eléctricas en media tensión (13,2[kV]) y baja tensión (0,4[kV]).

8 Antecedentes

En general en la Empresa Provincial de Energía de Córdoba ante la solicitud de conexión de un nuevo suministro para un desarrollo inmobiliario se brinda un tratamiento independiente de otros desarrollos que se puedan encontrar en las proximidades de este, y que también requerirá de su propio tratamiento. Lo que conlleva a que la solución técnica económica encontrada no siempre es la más conveniente para la empresa y para los clientes, es decir que se incurre en grandes gastos para brindar soluciones que ponen en peligro la calidad del servicio eléctrico suministrado.

Ante lo expresado anteriormente surge la idea de mejorar el planeamiento de nuevas redes en la zona céntrica de Córdoba buscando una solución que agrupe a varios nuevos suministros para así reducir los costos tanto para la empresa y los clientes, reducir las pérdidas y mejorar el servicio.

A principios del año 2015 la distribuidora de la provincia de Córdoba adquirió el software "PSS Sincal" para ayudarse con el modelado, el cálculo de parámetros eléctricos y el planeamiento eficiente de nuevas redes eléctricas. Actualmente se encuentra limitado y en desarrollo el uso de esta herramienta, por lo que el uso de este programa para realizar la planificación que se propone en este trabajo, resulta una innovación en la provincia de Córdoba y en gran parte de la Argentina.

9 Marco Teórico

En este marco teórico se indican los principales conceptos técnicos-eléctricos que se emplearan en el desarrollo del trabajo. Se utilizan extraídos de libros de la bibliografía, como de diferentes normativas y especificaciones técnicas de EPEC.

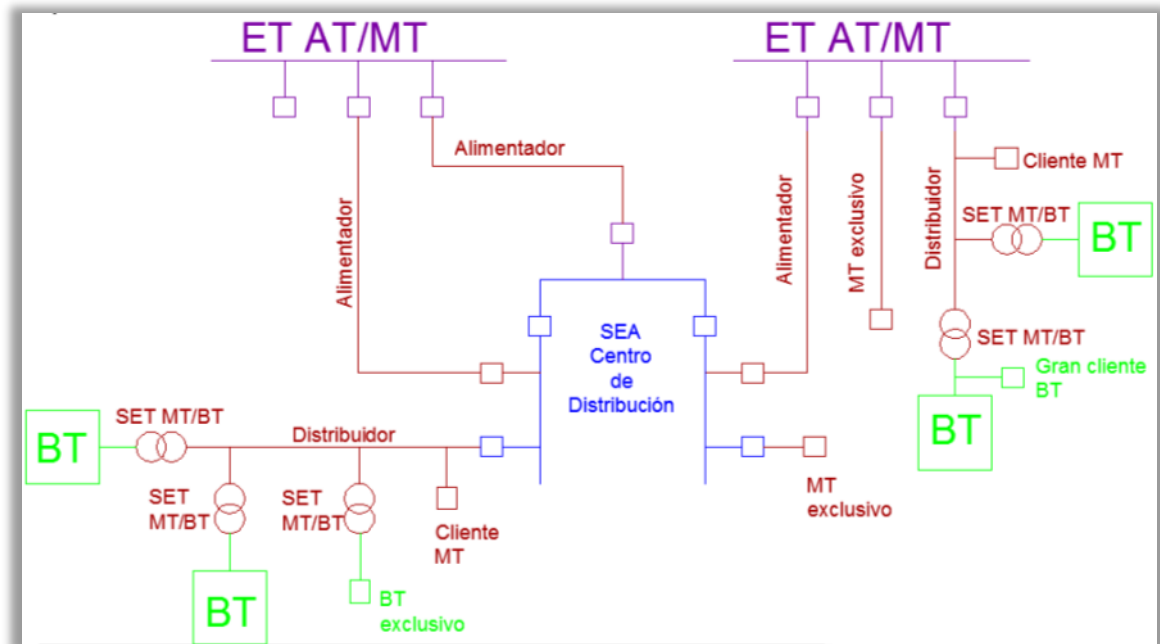
Se comenzara con explicar cómo es la configuración del sistema de distribución de EPEC dentro de la ciudad de Córdoba, luego se agregan conceptos de planificación teórica de un sistema de distribución o parte de él, posteriormente se explican conceptos del software PSS Sincal, utilizado para obtener los parámetros eléctricos y sus funciones. A continuación se exponen de manera general cálculos eléctricos necesarios para toda planificación y por ultimo definiciones útiles para comprender los términos utilizados a lo largo del proyecto.

9.1 Sistema de distribución de energía en media tensión

Sistema de Distribución de Energía Eléctrica o Red de Distribución en media tensión de Energía Eléctrica es la parte del sistema eléctrico de potencia que posee la función de suministrar la energía eléctrica desde las estaciones principales de transformación de alta tensión a media tensión (ET AT/MT) hasta los usuarios finales (medidor del cliente). Este sistema es responsabilidad de las empresas distribuidoras de electricidad, y cada empresa tiene sus particularidades para lograr su tarea.

La Empresa Provincial de Energía de Córdoba para cumplir con la tarea de la distribución dentro de la ciudad de Córdoba posee una red que se puede representar esquemáticamente como en la siguiente imagen. En esta figura se ven los componentes de la red de distribución y su configuración.

Fig. 1 Esquema de sistema de distribución



La distribución de la energía eléctrica con tensión de 13200 [V] nace en las barras de media tensión de las estaciones principales de transformación (ET AT/MT) y posee distintas configuraciones para llegar hasta el punto de suministro del usuario.

A continuación se describe brevemente las distintas configuraciones que toma la red de distribución en la ciudad de Córdoba.

De la barra de media tensión de las estaciones transformadoras AT/MT pueden nacer “Distribuidores”, “Alimentadores” o “Suministros a clientes en MT exclusivos”, todos ellos se conectan con la barra de media tensión a través de celdas de distribución primarias, que cuentan con elementos protección (interruptores), maniobra (seccionadores) y medición.

Los suministros exclusivos a clientes en media tensión se conforman por el conjunto electromecánico que nace en la ET AT/MT y termina en el punto de suministro del cliente, su configuración puede ser tanto aérea, subterránea o compartir ambas configuraciones, a lo largo de su traza, esta configuración es utilizada de forma limitada en la ciudad, y solo grande clientes son suministrados de esta forma.

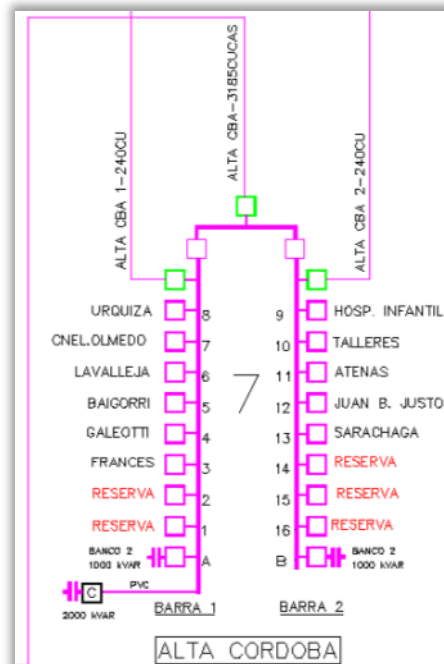
Los distribuidores, se conforman por el conjunto electromecánico que nace en la estación principal AT/MT y distribuye la energía entre las subestaciones transformadoras de media tensión a baja tensión (SET MT/BT) y clientes de media tensión, para ello tienen dos partes, una troncal y una radial.

El tramo troncal es el de mayor capacidad del distribuidor, transmite la energía eléctrica desde la estación a los ramales, estos conductores son de gran sección, dependiendo del valor de la densidad de carga. La parte ramal se ve energizada a través de un tramo troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y clientes particulares en media tensión, normalmente son de menor sección que el troncal. Su configuración puede ser tanto subterránea como aérea. Actualmente la ciudad de Córdoba posee un total de 325 distribuidores, de los cuales 140 nacen en barras de media tensión de estaciones AT/MT.

Un alimentador es el conjunto electromecánico encargado de alimentar con energía eléctrica en 13200 [V] desde Estaciones primarias a los Centros de distribución, usualmente son subterráneos y sus conductores de gran sección, su función es la de descentralizar las fuentes de energía (Estaciones), acercando la disponibilidad de energía a los centros de consumo. La ciudad de Córdoba tiene un total de 54 alimentadores, para alimentar el total de 18 centros de distribución (SEA).

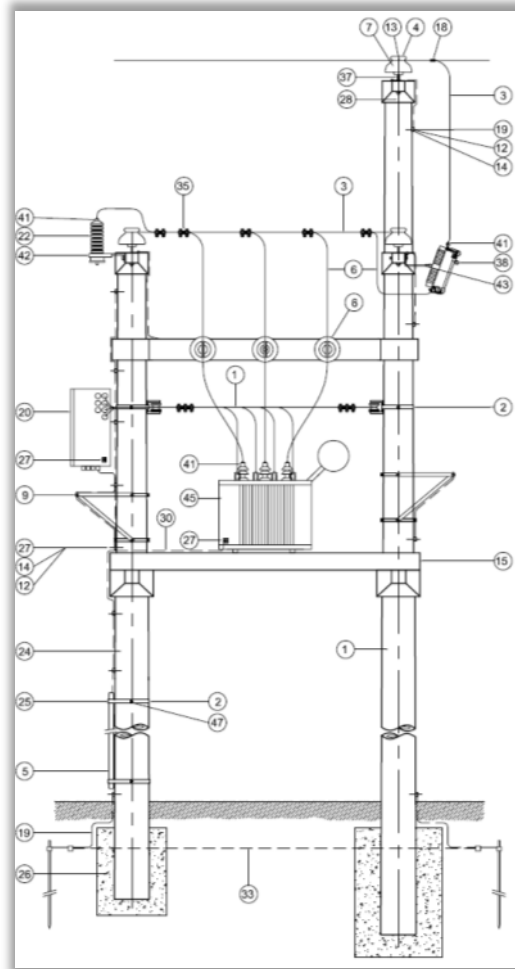
Los centros de distribución o subestaciones alimentadoras (SEA), son el conjunto de obra civil, montaje electromecánico y celdas de distribución, alimentado con tres alimentadores, provenientes de Estaciones de Alta Tensión a Media Tensión, con la finalidad de prestar reserva de potencia eléctrica en su zona de influencia. De su barra de media tensión, al igual que las estaciones principales pueden nacer, tanto distribuidores, como suministros a clientes en MT exclusivos. Una configuración usual usada en estos centros de distribución, es la de tres barras, una barra central y dos barras en los extremos conectadas a la barra central por medio de conjuntos para dar flexibilidad y continuidad al sistema. A cada una de las barras acomete un alimentador proveniente de alguna estación principal, lo mejor es que provengan de estaciones principales distintas para mejorar la flexibilidad. De la barra central usualmente no se alimentan distribuidores y solo se utiliza para dar flexibilidad. En la Fig. 2 SEA Alta Córdoba a continuación se puede ver la configuración de la SEA Alta Córdoba, en donde se ve lo explicado anteriormente, los distribuidores que salen de ella, las celdas vacías que son reserva para nuevos distribuidores, los bancos de capacitores y las secciones de los alimentadores que le suministran energía. Actualmente la ciudad de Córdoba tiene 18 subestaciones alimentadoras.

Fig. 2 SEA Alta Córdoba



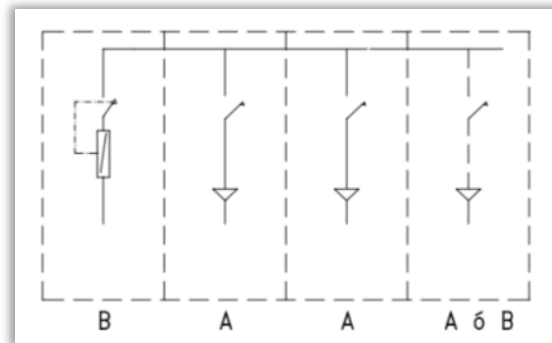
Las Subestaciones transformadoras de media tensión a baja tensión (SET MT/BT) que se encuentran a lo largo de la traza de un distribuidor son el conjunto de obra civil, montaje electromecánico y transformador con la finalidad de prestar reserva de potencia eléctrica en su zona de influencia. De ellas nacen circuitos en BT para suministrar energía a usuarios que consumen energía en baja tensión, en su zona de influencia. Usualmente distribuyen energía en baja tensión a un número reducido de manzanas de pequeños usuarios, cuyos suministros alternan entre monofásicos y trifásicos. También pueden encontrarse SET MT/BT que alimenten exclusivamente a un gran usuario en baja tensión. Estas SET MT/BT pueden ser del tipo aérea, en estructuras biposte o monoposte de hormigón, sobre la que se encuentra un transformador, cuyos bornes de media tensión son alimentados por el distribuidor a través de un seccionador y de sus bornes de baja tensión nacen los circuitos que suministran a los usuarios de baja tensión. Se puede ver un esquema del tipo constructivo de una SET en la figura a continuación.

Fig. 3 SET MT/BT



En distribuidores subterráneos se utilizan SET MT/BT cuya ubicación es bajo el nivel del terreno, cuando las SET MT/BT adquieren esta configuración son llamadas cámaras subterráneas. Estas cámaras están conformadas por una habitación, donde en su interior se encuentran celdas del tipo secundarias, para protección medición y maniobra. En la Fig. 4 se ve el esquema unifilar de este conjunto de celdas. Por lo general la configuración es de tres celdas y puede contar con una cuarta, dos de estas celdas son las llamadas anilladoras (Celdas tipo A), donde acomete el distribuidor, continúa por la barra de media tensión dentro del conjunto de celdas y sale por el otro extremo para continuar con su traza. La tercera celda es la que suministra de energía a los bornes de media tensión del transformador, en su interior posee un seccionador y un fusible para proteger el transformador. Luego del transformador se encuentra el tablero de baja tensión para suministrar energía a los usuarios.

Fig. 4 Esquema unifilar celdas secundarias de una cámara subterránea



Todo sistema de distribución, ya sea para gestarse, modificarse o ampliarse necesita ser planificado, por este motivo en el apartado siguiente se busca describir los conceptos de la planificación y su proceso.

9.2 Planificación de sistemas de distribución

La planificación energética consiste en la previsión de las necesidades energéticas futuras y de las actividades que deberán llevarse a cabo para asegurar su debida atención, ya sea en el corto, mediano o largo plazo (según esto serán las inversiones consideradas), con la finalidad de desarrollar un plan para mejorar las condiciones de operación de los circuitos y así brindar un servicio de calidad al menor costo posible.

Antes de dar una descripción de la planificación de sistemas de distribución, se señala que en estos sistemas es posible distinguir dos sistemas relacionados, uno de media tensión, que como fue descrito anteriormente, es el encargado de comunicar las estaciones principales o SEAs con los transformadores de MT/BT. Luego, se destaca el sistema de distribución en baja tensión, que es el que comunica los transformadores MT/BT con los consumidores finales en baja tensión.

La planificación de sistemas de distribución requiere de un análisis exhaustivo para evaluar distintas maneras de satisfacer los requerimientos de demanda por parte de los usuarios. La planificación permite seleccionar la más prometedora de muchas alternativas para proveer un sistema confiable y seguro a un costo razonable. La tarea de planificación requiere un completo análisis del sistema de distribución existente, por lo que el planificador debe revisar el sistema actual y sus componentes, y determinar la capacidad de cada uno para suplir los requerimientos futuros en el sistema.

El proceso de planificación no es más que una serie de estudios realizados periódicamente que indican las obras necesarias para satisfacer la demanda prevista del servicio eléctrico.

9.2.1 Objetivos de la planificación

- Disponer de un plan de expansión de la red de distribución que permita la interrelación con el área de transporte.
- Controlar la ejecución de las obras requeridas para garantizar el servicio.
- Mejorar la calidad y continuidad del servicio a través de un mejor diseño del sistema de distribución a un costo óptimo
- Disminuir las pérdidas técnicas del sistema

9.2.2 Proceso general de la planificación

El aumento de la demanda eléctrica como consecuencia del crecimiento de la ciudad y del aumento del nivel de vida de la población, hace necesario un proceso de planificación con el fin de asegurar un servicio con calidad y confiabilidad necesarias.

Como parte de este proceso se puede destacar, la **predicción de la demanda**, que consiste en determinar la magnitud de demanda en el futuro, con predicciones que varían entre los 5 y los 10 años. Como otro paso es necesario un **análisis del sistema actual**, que consiste en la evaluación del estado presente de operación del sistema de distribución bajo ciertos criterios o parámetros de continuidad, calidad y flexibilidad.

Analizando los resultados de los pasos anteriores se puede derivar en **realizar acciones correctivas inmediatas o proponer alternativas para cumplir con los requerimientos de la demanda lo mejor posible**, ya sea ampliando la red de distribución, repotenciándola, modificándola o proyectando una nueva parte de ella.

Esto conforma la planificación y según el tiempo, inversión y complejidad de la misma se tiene una planificación a corto, mediano o largo plazo. La planificación a mediano o largo plazo se realiza con el fin de tener una visión más amplia de la expansión del sistema y sus requerimientos futuros, de tal forma que sirva para orientar las inversiones a corto plazo hacia el objetivo. Las planificaciones a corto plazo consisten en el diseño de un sistema eléctrico económico para un periodo de hasta unos 5 años, el cual se implementara

mediante un plan de inversiones anuales; deben tomarse a consideración factores externos de orden político, social, económico, etc.

El plan de inversiones a corto plazo consiste en un listado de obras producto del diseño del plan a corto plazo. Este plan contempla obras como:

- Remodelación de redes actuales.
- Creación de nuevas instalaciones o aumento de capacidad de las existentes a fin de suplir requerimientos de la demanda a corto plazo.
- Electrificación de nuevos barrios o centros poblados.
- Modificación del sistema, a fin de mejorar la continuidad, calidad o flexibilidad del servicio suministrado.
- Alimentación de usuarios especiales.

Debido a restricciones económicas de la empresa, en la mayoría de los casos no podrán ejecutarse en un solo año, todas las obras previstas en el plan a corto plazo y, en consecuencia, deberán priorizarse de acuerdo a su importancia. Esta labor deberá efectuarse mediante algún método de toma de decisiones que permita que esta priorización sea realizada en forma más objetiva y sistemática posible.

Por último como parte del proceso de planificación se encuentra la implementación, que consiste en la construcción de las obras previstas en forma priorizada en el plan de inversiones. Esta implementación se efectuará de acuerdo a los recursos disponibles en el presupuesto de cada año.

En el caso de este trabajo, el estudio realizado es para el corto plazo, por lo que las necesidades energéticas previstas, no son más que las demandas solicitadas por los nuevos clientes de la empresa de distribución de energía eléctrica. Este estudio consiste en alimentar con energía eléctrica a un conjunto de nodos, identificados por su demanda y por su ubicación espacial (nuevas edificaciones). Para esto se debe determinar el trazado óptimo de la red, en función de la zona en la que se consideran las nuevas demandas (ya que según esto se determina si las nuevas redes son aéreas o subterráneas).

También se debe considerar el tipo y sección de conductores a utilizar, como así también la ubicación, tipo y potencia de los nuevos transformadores MT/BT, a fin de minimizar los costos de inversión para un horizonte de tiempo determinado (aquí se

considera una reserva de 30 % que equivale según un incremento de demanda de potencia anual de 4,5% acumulado -dato proporcionado por EPEC-, a aproximadamente un plazo de 6 años), cumpliendo las restricciones de regulación de tensión y de interconexiones (para este trabajo se considera que los elementos de la red dispongan de una reserva de al menos el 30%, que la caída de tensión en las demandas no sean superiores al 5% según reglamentación de EPEC y que cada nuevo distribuidor de energía eléctrica pueda ser alimentado desde diferentes puntos, para asegurar la continuidad del servicio en caso de contingencia).

9.3 Memoria de cálculo

En este apartado se expresan de forma general los cálculos eléctricos de importancia para realizar la planificación de un sistema de distribución.

Muchos de estos cálculos no se explicitan a lo largo del trabajo ya que son realizados internamente por el software PSS Sincal y solo se presentan los resultados

9.3.1 Cálculos para determinar la sección del cable

Para la selección del cable a utilizar se debe en primer lugar conocer el uso, la tensión de aislación y la forma de instalación del mismo, para luego proceder al cálculo de la sección de cable.

Para la obtención de la sección del cable se deben realizar 3 cálculos:

- Corriente admisible máxima o capacidad de carga del cable (I_{max}) que debe ser mayor a la corriente de carga (I_{carga}).
- Caída de tensión (ΔU).
- Corriente de cortocircuito (I_{cc}).

9.3.1.1 Corriente admisible del cable

La corriente admisible en régimen permanente del cable depende de la temperatura máxima admisible del conductor y de las condiciones ambientales para la correcta disipación del calor, de acuerdo al tipo de instalación y la influencia externa al mismo. El cable se calienta debido a las pérdidas óhmicas que se producen en los conductores y en las envolturas metálicas por efecto Joule (la energía se calcula a través de $i^2 \cdot R \cdot t$). La carga se

limitará de tal manera que el calor generado pueda ser eliminado en forma segura en las condiciones existentes.

La eliminación del calor depende de la resistencia térmica interna, entre el conductor y la superficie del cable, como asimismo de la transmisión del calor al medio ambiente. Para determinar los factores de corrección a lo largo de una instalación deberán tenerse en cuenta varios factores, entre los cuales se destacan los siguientes:

- La relación de la resistencia térmica específica entre el suelo (para cada tipo de suelo) y su contenido de humedad.
- El aumento posible de la resistencia térmica específica por desecamiento del suelo.
- Las acumulaciones de calor en colchones de aire debajo de tapas de protección, en canaletas, tubos, bloques de hormigón, etc.
- La temperatura ambiente (tierra o aire)
- El calentamiento adicional por cables instalados cerca (acumulación) proximidad de instalaciones de calefacción, etc., como asimismo por radiación solar.
- El impedimento de la eliminación del calor en cables instalados en el aire.

Como puede apreciarse, muchos son los factores que influyen de una manera u otra en la determinación de la carga admisible para un cable o grupos de cables.

Los fabricantes de cables publican sus catálogos, donde se encuentran tablas para los distintos tipos de cables y su forma de instalación, indicando la corriente admisible para una temperatura ambiente o del tipo de terreno a instalarse, a su vez se indican en otras tablas los diferentes coeficiente que afectan a la conducción del cable según los diferentes factores: resistividad térmica del terreno, temperatura media del terreno, tipo de instalación: aérea o subterránea, factor de reducción por agrupamiento, formación del cable (unipolar o multipolar), etc.

A continuación se expresan las ecuaciones para determinar la capacidad de carga de un cable según si son:

Cables instalados en el aire

La capacidad de carga de cables instalados en aire (I_{max}) se obtiene de afectar la corriente admisible nominal correspondiente al cable (I_{AIRE}) por los coeficientes de

corrección por temperatura ambiente del aire ($F1$) y por la obstrucción de la convección natural producida por la acumulación de cables ($F2$).

$$\text{Corriente máxima admisible: } I_{max} = I_{AIRE} \times F1 \times F2$$

Cables instalados en tierra

La capacidad de carga de los cables instalados en tierra (I_{max}) se obtiene de afectar la corriente admisible nominal correspondiente al cable (I_{TIERRA}) por los coeficientes de corrección por resistividad térmica y temperatura del suelo ($F3$), por acumulación de cables ($F4$) y por el tipo de instalación ($F5$).

$$\text{Corriente máxima admisible: } I_{max} = I_{TIERRA} \times F3 \times F4 \times F5$$

Una vez obtenido este valor de I_{max} se procede a compararlo con la I_{carga} para verificar que esta sea superior. Si se quiere asegurar una reserva se puede comparar el valor de I_{max} con un valor de n veces la I_{carga} , donde n es un número mayor que uno que representa la reserva que se requiere.

9.3.1.2 Cálculo de caída de tensión

Para el cálculo aproximado de la sección de un conductor según la caída de tensión que sucede en él por el paso de la corriente, se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta U = K I_n L (R \cos\phi + X \sen\phi)$$

Dónde:

ΔU = Caída de tensión en Volt

K =Constante referida al tipo de alimentación (De valor igual a 2 para sistemas monofásicos y $\sqrt{3}$ para sistemas trifásicos).

I_n = Corriente nominal de la instalación.

L = Longitud del conductor en [km]

R = Resistencia del conductor en [Ω /km]

X = Reactancia del conductor en [Ω /km]

ϕ = Ángulo de desplazamiento de fase de la carga.

El proceder del cálculo es elegir un cable, según su corriente admisible mayor a la corriente de la carga y con los datos especificados por el fabricante más los datos provenientes de la instalación, realizar el cálculo de caída de tensión para verificar que se encuentre dentro de los límites fijados.

9.3.1.3 Cálculo de corrientes de Cortocircuito

El cálculo de corrientes de cortocircuito es fundamental para la elección de las protecciones y los conductores. En este proyecto no se profundizará en lo que respecta a protecciones, solo se utilizará el cálculo de corrientes de cortocircuito para, una vez elegida la sección de un conductor a la salida de una estación principal de transformación (ET AT/MT) o de una subestación alimentadora (SEA), verificar la sección calculada de los efectos que provocan las corrientes de cortocircuito.

9.3.1.3.1 Verificación de corrientes de cortocircuito

Para los cables con aislación PVC la máxima temperatura a adoptar en cortocircuito es de 160°C y para los de XLPE 250°C.

La Reglamentación de la AEA 90909 establece la sección del cable a través de la siguiente ecuación:

$$S^2 k^2 \geq I_{cc}^2 t$$

En donde:

S : sección del cable en [mm²]

k : coeficiente dependiendo el tipo de aislación del cable

$k = 115 \left[\frac{A \sqrt{S}}{\text{mm}^2} \right]$ en conductores de cobre aislados en PVC de ≤ 300 [mm²]

$k = 103 \left[\frac{A \sqrt{S}}{\text{mm}^2} \right]$ conductores de cobre aislados en PVC de > 300 [mm²]

$k = 143 \left[\frac{A \sqrt{S}}{\text{mm}^2} \right]$ conductores de cobre aislados en XLPE

$k = 94 \left[\frac{A \sqrt{S}}{\text{mm}^2} \right]$ conductores de aluminio aislados en XLPE

I_{CC} : corriente de cortocircuito, valor eficaz, en [A].

t : tiempo de duración del cortocircuito, en segundos.

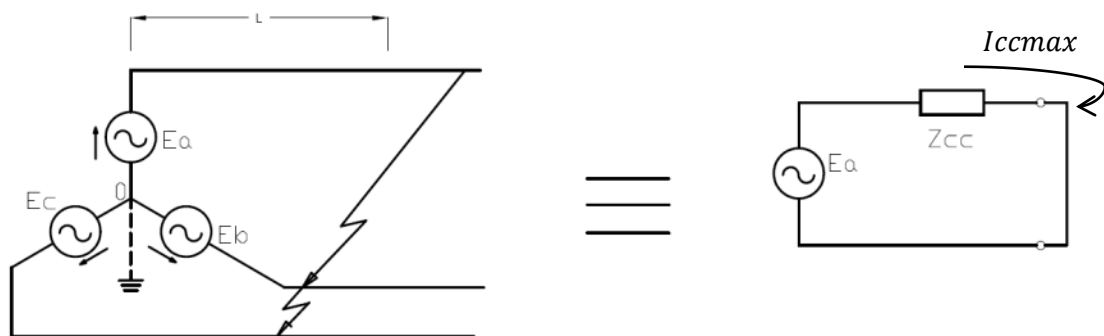
En el caso que el tiempo de cortocircuito sea menor a 0,1 segundos, los fabricantes de protecciones (fusibles o interruptores automáticos) proporcionan el valor de $I^2t =$ máxima energía específica pasante aguas abajo del dispositivo de protección.

Queda fuera del alcance del proyecto la regulación de las protecciones, por lo que no se encuentran determinados los tiempos de actuación de las mismas. Se verificarán los conductores considerando una condición de tiempo de apertura de las protecciones igual a 0,5[S], recomendación de la Empresa de Energía de Córdoba.

Para calcular la corriente de cortocircuito eficaz máxima que circula por los conductores se considera un cortocircuito trifásico, de acuerdo a la Reglamentación de la AEA 90909, para lo que se tienen las siguientes consideraciones:

- La resistencia de los cables se toma a 20°C.
- Se considera un cortocircuito trifásico, por lo que la impedancia del circuito de falla equivalente queda establecido por las impedancias de una fase y la tensión de fase.
- La tensión a considerar es un 5% mayor a la nominal en BT y 10% en MT.
- La impedancia en el punto de falla es cero.
- La tensión a lo largo del cortocircuito se mantiene constante.

Fig. 5 Esquema de Cortocircuito Trifásico



CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO

$$I_{ccmax} = \frac{Ea * 1,1}{Z_{cc}}$$

Donde Z_{cc} (Impedancia de cortocircuito) es la impedancia que existe aguas arriba del punto de interés, Ea es la tensión de fase e I_{ccmax} es la corriente de cortocircuito máxima.

De acuerdo a este método la importancia está en poder determinar las impedancias equivalentes para cada elemento presente en el circuito de falla.

9.3.1.3.1.1 Impedancia de elementos frente a defectos trifásicos

9.3.1.3.1.1.1 Impedancia de Líneas

Las impedancias de las líneas para defectos trifásicos tienen una componente resistiva y otra inductiva. El valor de la resistencia está dado en las tablas de cables para una temperatura. Como el valor depende de la temperatura, para calcular la corriente máxima se debe considerar el valor mínimo de la resistencia. La reactancia inductiva no depende de la temperatura, pero sí depende de la forma física del conductor y de la disposición entre los conductores de distintas fases (coplanar, tresbolillo, etc.), para líneas aéreas se determina según su disposición geométrica y para líneas subterráneas es un dato provisto por el fabricante. Se debe tener precaución en el cálculo para el caso de cables unipolares, debido que se calcula de acuerdo a su disposición. En el caso que se dispongan en tresbolillo se puede adoptar la reactancia inductiva por unidad de longitud del caso multipolar.

9.3.1.3.1.1.2 Impedancia de Transformadores

La impedancia del transformador está definida por la impedancia de cortocircuito (en %) o la tensión de cortocircuito que es el mismo valor en %. Este valor se indica en la placa del transformador. En caso de no disponer del valor de U_{cc} se puede utilizar el valor estipulado por las normas IRAM o IEC, según la potencia nominal del transformador.

Debido a la naturaleza de la impedancia equivalente del transformador en general se aproxima dicha impedancia como una impedancia inductiva pura, despreciando el valor resistivo, por lo que $Z_{trafo} = jX_{trafo}$

Debido que el transformador tiene 2 niveles de tensión se debe referir el valor de la impedancia al lado del cual se realiza el cálculo.

Para calcular la reactancia del transformador se opera de la forma siguiente:

$$X_{trafo} = \frac{U_{cc} \times U^2}{100 \times S_{trafo}}$$

En donde:

X_{trafo} : Reactancia inductiva del transformador en [Ω]

U_{cc} : Tensión de cc en %

U : Tensión de línea en [V]

S_{trafo} : Potencia del transformador en [VA]

9.3.1.3.1.1.3 Impedancia de cortocircuito del sistema

El sistema eléctrico de potencia tiene la capacidad de entregar potencia ante un cortocircuito en un determinado lugar, el valor se denomina capacidad o potencia de cortocircuito (P_{cc}) del sistema y está expresado en [MVA], las empresas de energía deben entregar este dato, para el cálculo de las corrientes de cortocircuito

Con la P_{cc} se puede obtener la impedancia del sistema que también se asocia a una reactancia inductiva:

$$Z_{sist} = X_{sist} = U^2 / P_{cc}$$

En donde:

X_{sist} : Reactancia inductiva del sistema en [Ω]

U : Tensión de línea en [V]

P_{cc} : Potencia de cortocircuito del sistema en [VA]

9.3.2 Cálculos de carga máxima de una subestación transformadora MT/BT

Para seleccionar la potencia necesaria que debe tener el transformador de una subestación transformadora de media tensión a baja tensión, se debe considerar las cargas que son alimentadas por él y tener en cuenta un factor que asegure la reserva deseada.

Entonces la potencia nominal de un transformador se puede obtener según la siguiente ecuación:

$$P_{trafo} \geq \left(\sum_i^n P_i \right) \cdot f$$

Siendo:

P_{trafo} : La potencia nominal del transformador en [kVA]

P_i : La demanda de potencia de la carga i en [kVA]

f : Un factor que depende de la reserva que se requiera. $f = \frac{100}{100-R}$

R : Es la reserva requerida, en caso que se requiera un 30%, este valor es 30

9.4 Software PSS Sincal

A principios del año 2015 la distribuidora de la provincia de Córdoba adquirió el software “PSS Sincal”, desarrollado por la empresa SIEMENS, para dar soporte informático al modelado de redes, al cálculo de parámetros eléctricos y al planeamiento eficiente de nuevas redes eléctricas.

9.4.1 Introducción al software PSS Sincal

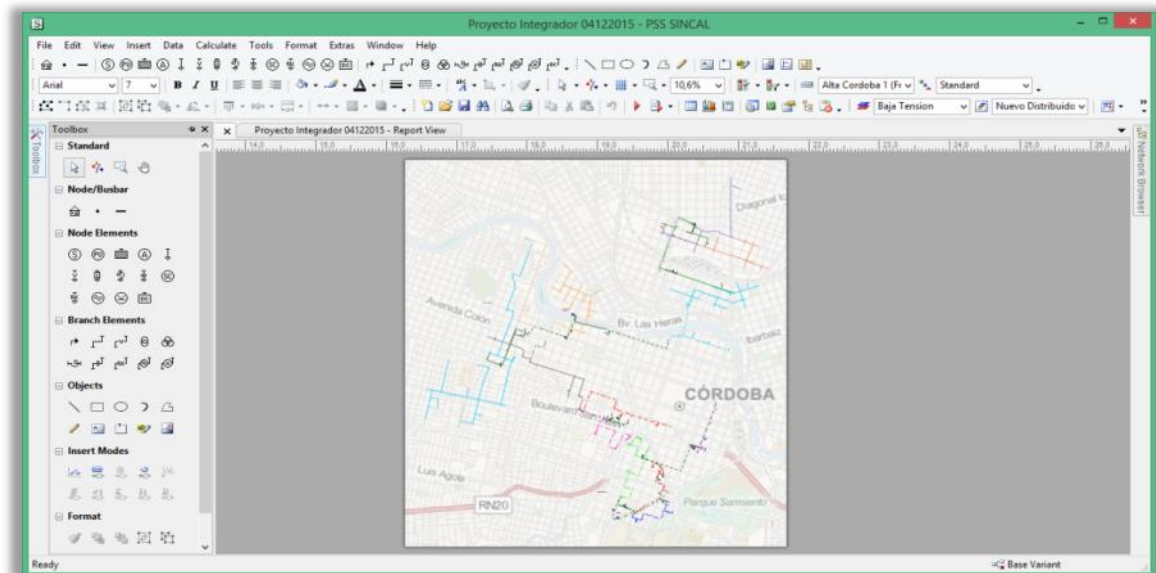
“PSS Sincal” es un software para el análisis de sistemas de potencia, mediante el modelado, simulación y análisis de estos, ya sean sistemas en alta tensión, media tensión o baja tensión.

El software de planeamiento “PSS Sincal” permite el modelado eléctrico completo de la red con todos sus elementos incluidos, permitiendo la representación de la red de forma geográfica o esquemática. Al elegir una representación geográfica al determinar la traza de

la red, esta adquiere sus dimensiones de acuerdo a la posición geográfica de sus elementos.

El objetivo de esta herramienta es ayudar a los profesionales encargados del planeamiento de la distribución a tomar decisiones proporcionándole información de la red de distribución, que ha sido modelada. Para que los resultados proporcionados por los análisis realizados con el software sean fehacientes y lo más representativos de la realidad, es necesario que los datos que se le proporcionen sean los correctos, que el modelado de los elementos que componen la red sea el adecuado y que se sea consciente del estudio que se quiere realizar. Entonces por este motivo es que se procede en el próximo apartado a explicar cómo se realiza el modelado eléctrico de cada elemento.

Fig. 6 Ventana Principal de PSS Sincal



9.4.2 Modelado eléctrico de la red

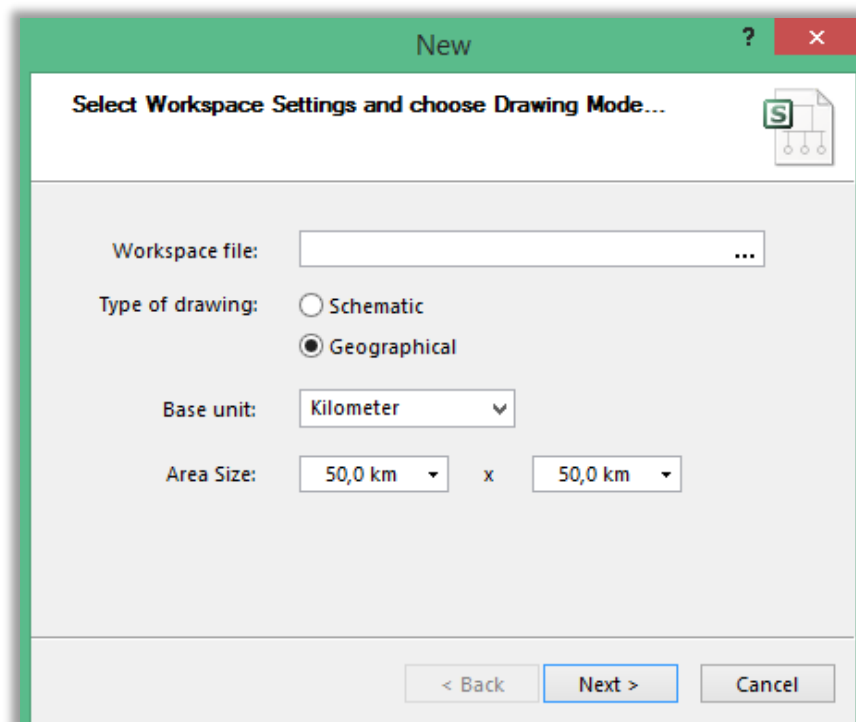
Luego de realizar la descripción generalizada del software “PSS Sincal”, se procede a describir la utilización del mismo para el modelado, simulación y análisis de los nuevos distribuidores que competen al presente proyecto.

9.4.2.1 Espacio de Trabajo

En primer lugar se debe elegir si se quiere utilizar el programa en modo esquemático o modo geográfico, la diferencia de los modos radica en cómo obtiene el software las longitudes de su redes (en el modo esquemático es un dato más que debe proporcionar el usuario y en el modo geográfico es un dato que se obtiene según la traza especificada),

para este proyecto se designa un espacio de trabajo en modo geográfico. Luego se debe especificar el área geográfica de trabajo, en una primera etapa se eligió un espacio de trabajo de 50 [km] por 50 [km], para abarcar toda la ciudad de Córdoba y finalmente se debe especificar el tamaño del lienzo del editor gráfico, que junto con el área de trabajo geográfico determina la escala, en este proyecto la escala utilizada es de 1:5000. Una vez creado el espacio de trabajo del editor gráfico, este se encuentra en blanco y sin ninguna referencia espacial. Por lo que es necesario a través de una función del programa proceder a cargar como fondo de la hoja de trabajo el plano de la ciudad de Córdoba y sus alrededores, extrayéndolo del “Google MAPS”.

Fig. 7 Nuevo Espacio de Trabajo

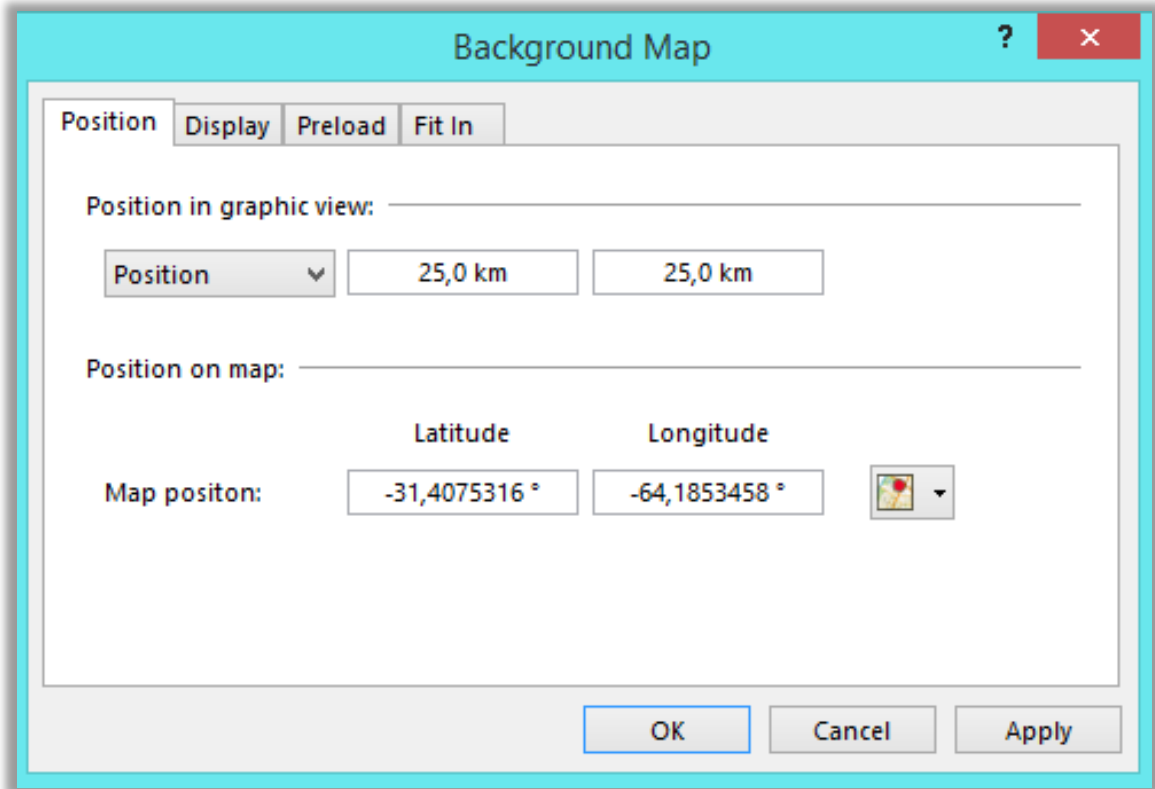


9.4.2.2 Función *Background Map* (Mapa de Fondo)

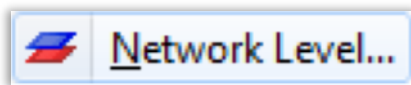
La función *Background Map* del “PSS Sincal” permite utilizar como fondo para el lienzo de trabajo un mapa proporcionado por “Google MAPS”, ubicándolo por coordenadas, de esta forma, permitirá insertar de manera escalada las nuevas líneas de distribución, facilitando así el diseño de nuevas redes de distribución eléctrica. Para insertar el mapa de fondo es necesario a un punto cualquiera del área de trabajo atribuirle coordenadas para posicionarlo en el mapa. Entonces, en el caso mostrado, en la ventana emergente de la función, se asigna como punto para insertar el mapa el que está en el centro del lienzo, es decir el que tiene las coordenadas 25 [km] en X y 25 [km] en Y. Luego, a esa posición se le

atribuyen las coordenadas geográficas de un punto de referencia central de la ciudad de Córdoba. Para este caso, se eligió la Plaza san Martín, ubicada entre las calles 27 de Abril y Deán Funes.

Fig. 8 Ventana Background Map



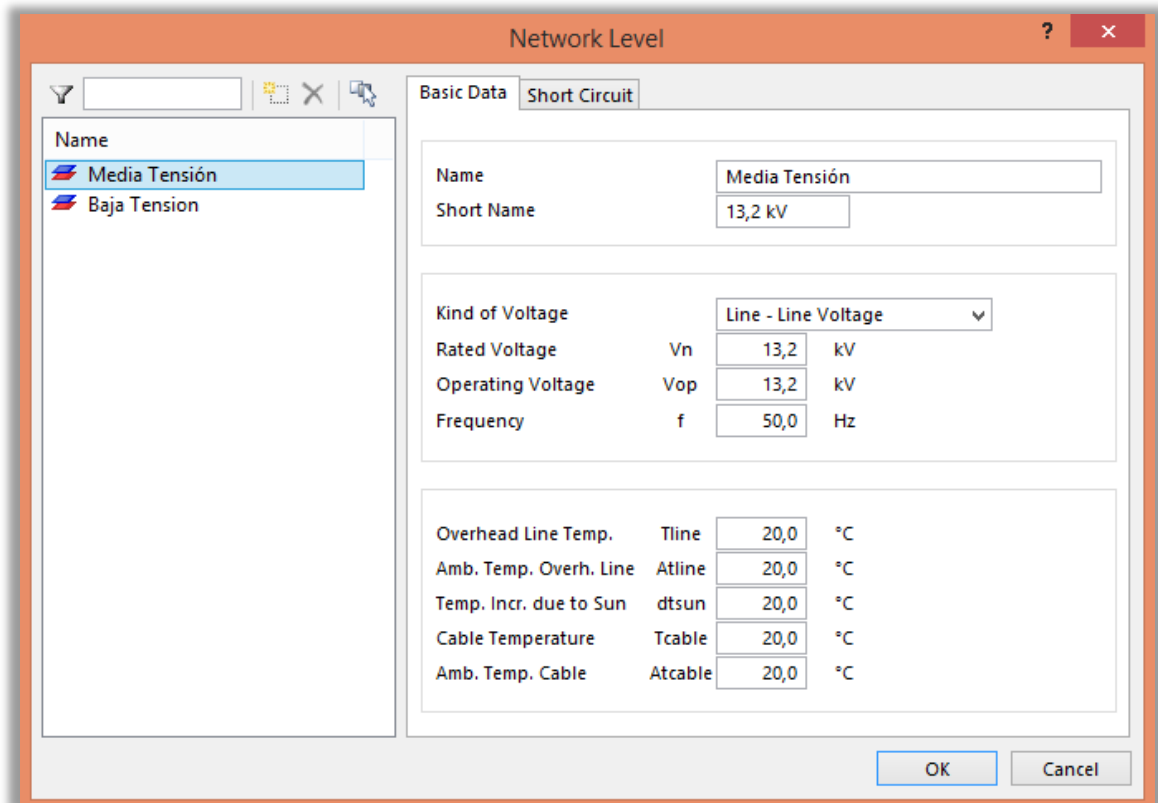
9.4.2.3 Network Level (Nivel de Tensión de red)



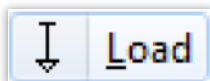
Una vez con el mapa de fondo establecido se procede a insertar los distintos niveles de tensión con los cuales se trabaja en el proyecto, para que el software realice sus cálculos. En este formulario se completan los campos del nombre del nivel de red, el nombre corto, se selecciona si el voltaje proporcionado es entre líneas o entre fase y tierra, se proporciona el valor del nivel de tensión nominal y la frecuencia. Como datos adicionales se pueden proporcionar el voltaje operativo y las distintas temperaturas que afectan a la red. En este proyecto todas las temperaturas son consideradas a 20 °C y no se proporciona el dato de voltaje operativo, ya que lo utiliza para calcular la potencia de cortocircuito, y no se dispone del módulo para realizar dichos cálculos.

- Media Tensión (entre fases): $U_n=13,2$ [kV]

- Baja Tensión (entre fases): $U_n=0,4$ [kV]

Fig. 9 Ventana Network Level


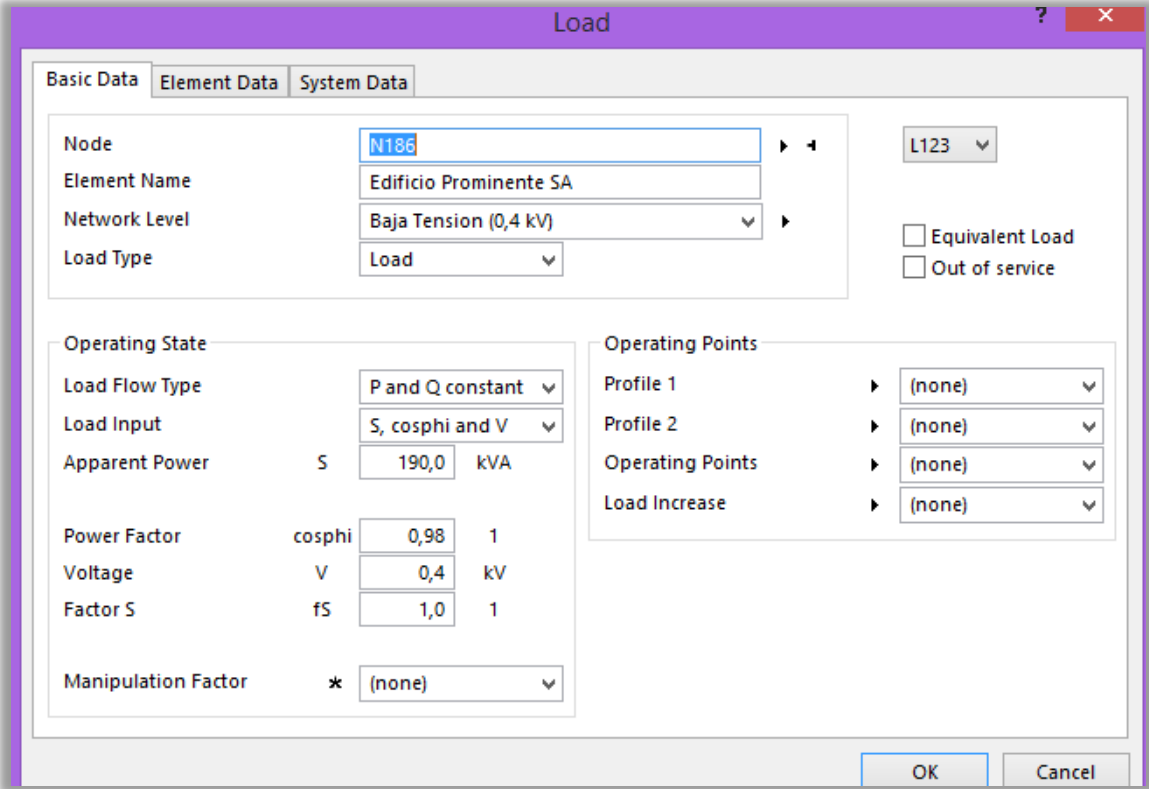
9.4.2.1 Función *Load* (Carga) y su uso en el proyecto



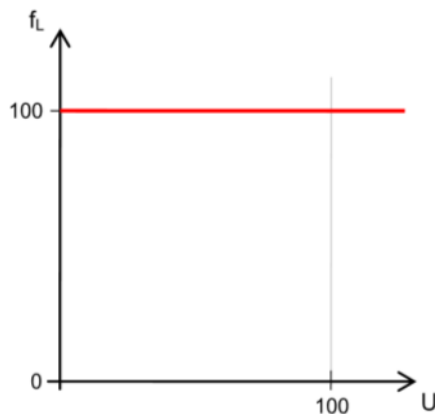
Una vez insertado el plano de la ciudad de Córdoba como fondo del área de trabajo y con los niveles de tensión establecidos, se procede a ubicar en su posición las cargas, disponiendo de la información provista por el grupo inversor referida a la dirección postal de cada desarrollo, utilizando como herramientas para esto, el “Google Maps”, “Street View”, y como función propia del “PSS Sincal”, la función “*Load*”.

La función “*Load*” del “PSS Sincal” permite insertar bloques que representan cargas, estos bloques, a través de una ventana emergente, solicitan al diseñador toda la información necesaria de la carga, para luego, realizar los cálculos pertinentes. A la carga se le asignan los siguientes parámetros principalmente, nivel de tensión, potencia, $\cos \phi$ y un factor de utilización.

Fig. 10 Ventana Load



“PSS Sincal” usa los datos ingresados en los campos *Load Type*, *Load Flow Type* y *Load Input* para simular la carga en los cálculos. En el campo *Load Flow Type*, se colocó P y Q constante, ya que según las recomendaciones de los desarrolladores del software, este tipo de cálculo de flujo de carga es el más utilizado y tiene un carácter más conservativo. En la Fig. 11 Gráfico f_L Vs U se puede observar el gráfico que representa la variación de la potencia en función de la tensión, al elegir la opción P y Q constante, este grafico es una recta horizontal.

Fig. 11 Gráfico f_L Vs U 

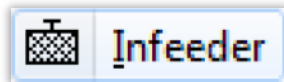
U : Voltaje del nodo en [%]

f_L : Potencia / Potencia nominal [%]

En el campo *Load Input*, se selecciona la opción “P, cosphi and V” en el caso de los nuevos edificios, el campo “cosphi”, se completa con 0,95 que es el valor mínimo que exige el reglamento de comercialización de EPEC, P con el valor de potencia activa declarada para ese inmueble y el campo V tomará el valor de 0,4[kV], ya que se consideraron todos los suministros trifásicos y en baja tensión.

En caso de los bloques “*Load*” que representan a las cargas de las SET ya existentes en el campo *Load Input*, se seleccionó la opción “S, cosphi and V”, el campo “cosphi”, se completa con el valor que entrega el sistema técnico de EPEC para el distribuidor, “S” con el valor de potencia aparente del transformador y el campo “V” toma el valor de 0,4[kV]. El valor fs se completa como se explica más adelante en el apartado 10.2.1.2.

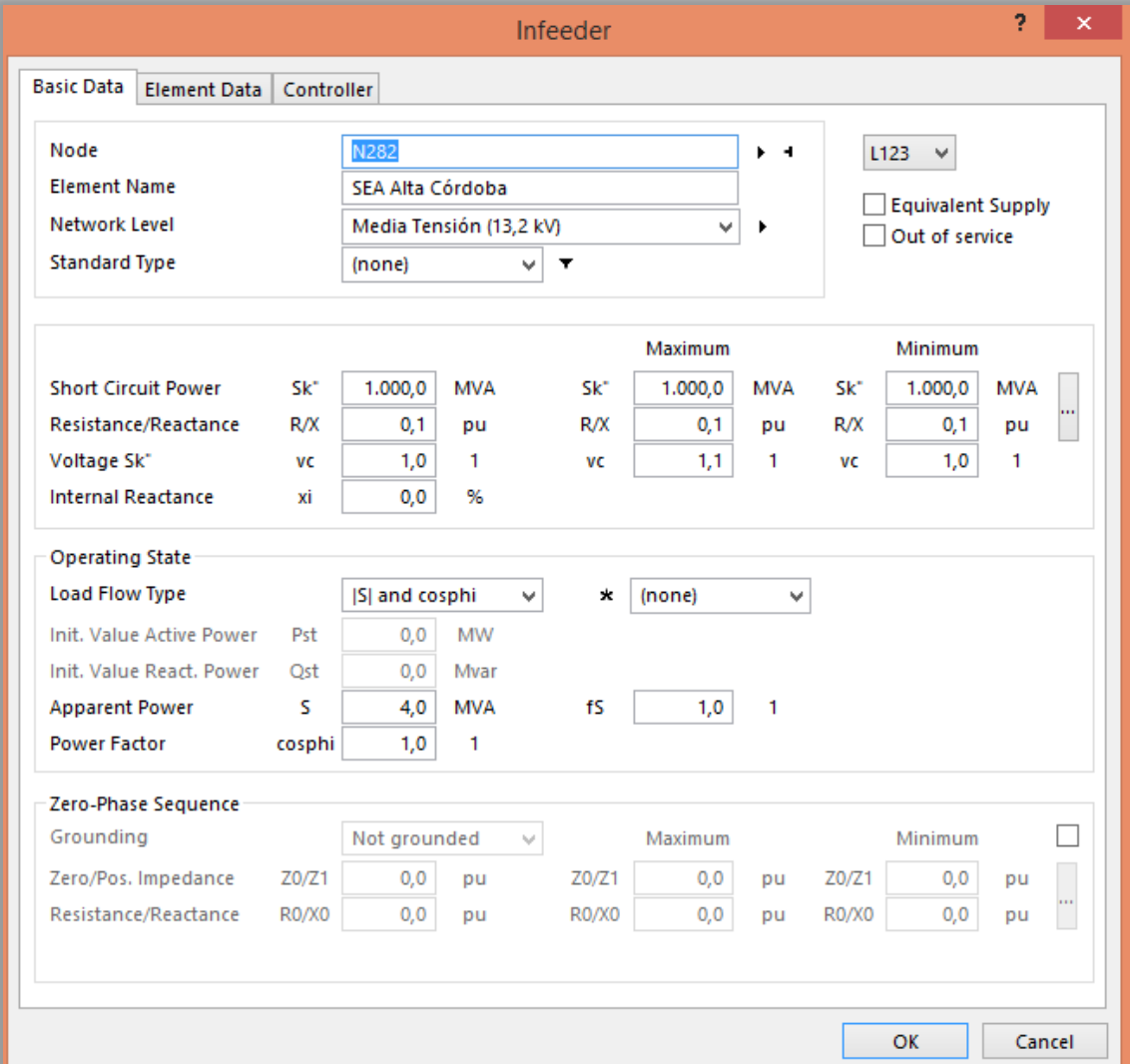
9.4.2.2 Función *Infeeder* (Fuentes de alimentación) y su uso en el proyecto



La siguiente tarea a realizar es la de colocar las Estaciones y SEAs. El software posee una función con la cual inserta un bloque llamado “*Infeeder*”.

El módulo “*Infeeder*”, se utiliza para simular una fuente de potencia eléctrica. En el caso de estudio, se utilizará este módulo como fuente del distribuidor (Estación o SEA), colocándole las propiedades específicas en cada caso.

Fig. 12 Ventana Infeeder



The screenshot shows the 'Infeeder' window with the following configuration details:

- Basic Data:**
 - Node: N282
 - Element Name: SEA Alta Córdoba
 - Network Level: Media Tensión (13,2 kV)
 - Standard Type: (none)
 - Location: L123
 - Equivalent Supply
 - Out of service
- Short Circuit Power:**

	Sk*	Value	Unit	Maximum Sk*	Value	Unit	Minimum Sk*	Value	Unit
Short Circuit Power	Sk*	1.000,0	MVA	Sk*	1.000,0	MVA	Sk*	1.000,0	MVA
Resistance/Reactance	R/X	0,1	pu	R/X	0,1	pu	R/X	0,1	pu
Voltage Sk*	vc	1,0	1	vc	1,1	1	vc	1,0	1
Internal Reactance	xi	0,0	%						
- Operating State:**
 - Load Flow Type: |S| and cosphi
 - * (none)
 - Init. Value Active Power (Pst): 0,0 MW
 - Init. Value React. Power (Qst): 0,0 Mvar
 - Apparent Power (S): 4,0 MVA
 - Power Factor (cosphi): 1,0
 - fs: 1,0
- Zero-Phase Sequence:**
 - Grounding: Not grounded
 - Zero/Pos. Impedance (Z0/Z1): 0,0 pu
 - Resistance/Reactance (R0/X0): 0,0 pu
 - Maximum Z0/Z1: 0,0 pu
 - Maximum R0/X0: 0,0 pu
 - Minimum Z0/Z1: 0,0 pu
 - Minimum R0/X0: 0,0 pu

De la ventana que se ve en la imagen, solo se completan los campos que hacen referencia al nombre, niveles de tensión y al estado de operación, en donde el tipo de *Load Flow Type* elegido determina como "PSS SincaI" simula cada *Infeeder* para realizar los cálculos. Para el proyecto actual se elige el modulo de S constante, con el valor disponible en cada caso y el valor del factor de potencia igual a 1.

Se tiene un plano en AutoCAD provisto por la EPEC, el cual ayudará a ubicar de forma precisa las Estaciones y SEAs necesarias para utilizar en el trazado de los nuevos distribuidores para el caso de estudio en este proyecto. EPEC también proveyó un archivo de referencia de Estaciones y SEAs, a partir del cual se obtienen las potencias instaladas en cada caso particular y las secciones de salida de los conductores de los distribuidores existentes.

9.4.2.3 Función *Standard Database* (Base de datos Estándar) y su uso en el proyecto

Esta función permite cargar los conductores estándares utilizados por EPEC para las nuevas líneas de distribución, ya sea en Media o Baja tensión, o con conductores Aéreos o Subterráneos. Otra base de datos importante a agregar, es la de los transformadores estandarizados utilizados por la EPEC.

El software “PSS Sincal” posee la función de generar una base de datos con los elementos de red más usuales (Líneas, transformadores, etc.), para no tener que estar completando todos los campos de cada elemento, siendo que puede que estos sean iguales a otros ya cargado.

El programa tiene una base de datos propia (*Global Database*), con elementos estándares y tiene la posibilidad de generar una base de datos alternativa (*Local Database*) con elementos estándares que el usuario del software quiera crear.

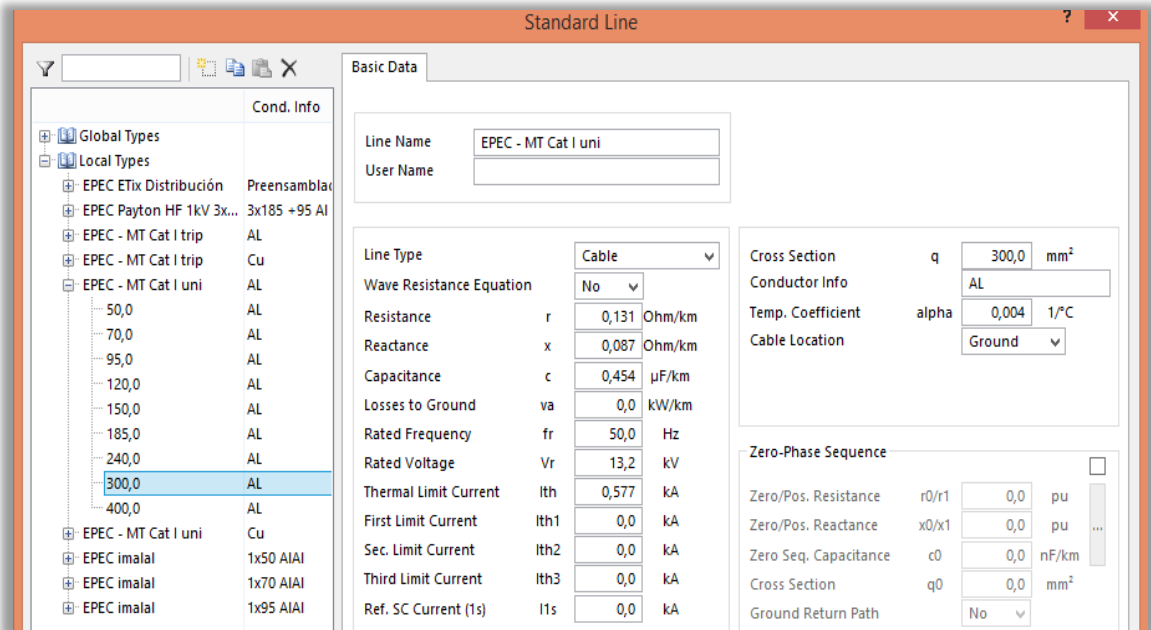
Para cargar los elementos de la red de una forma más rápida se generó una base de datos local con los elementos que se van a usar en el proyecto (Líneas y transformadores).

9.4.2.3.1 Función *Standard Line* (Líneas Estándar) y su uso en el proyecto

La base de datos local de conductores se cargó utilizando catálogos de marcas reconocidas de conductores, utilizando datos proporcionados en estos, por los fabricantes, los cuales, fabrican sus productos según normas estandarizadas.

En la imagen siguiente se muestra un listado de los conductores ya cargados, donde se usa un código por cada tipo de cable, y luego, dentro de este, se tienen las diferentes secciones utilizadas.

Fig. 13 Ventana Standard Line



Todas las características que se les asignan a los conductores al cargarlos como estándares, son tomadas de diferentes catálogos según el tipo de conductor. A modo de ejemplo, se citan las marcas I.M.S.A y Cimeta. A continuación se muestran unas hojas del catálogo de Cimeta a modo de ejemplo.

Fig. 14 Catálogo CIMET

CABLES DE COBRE Y ALUMINIO PARA TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA 13.2 KV / I

CORRIENTE ADMISIBLE NOMINAL EN AIRE (I AIRE) EN AMPERES

Sección mm ²	Cable				Aluminio			
	Aluminio	Cable	Aluminio	Cable	Aluminio	Cable	Aluminio	Cable
25	190	152	190	152	152	127	140	108
35	240	190	240	190	190	152	168	137
50	290	220	290	220	220	170	200	160
70	360	270	360	270	270	210	250	190
95	430	340	430	340	340	270	320	240
120	500	390	500	390	390	310	360	280
150	570	440	570	440	440	350	410	320
185	640	510	640	510	510	390	460	360
240	740	570	740	570	570	450	520	400
300	850	650	850	650	650	510	590	460
400	1000	750	1000	750	750	590	680	

CORRIENTE ADMISIBLE NOMINAL EN TIERRA (I TIERRA) EN AMPERES

Sección mm ²	Cable				Aluminio			
	Aluminio	Cable	Aluminio	Cable	Aluminio	Cable	Aluminio	Cable
25	220	170	220	170	170	137	180	140
35	270	210	270	210	210	160	210	160
50	320	250	320	250	250	170	250	190
70	400	310	400	310	310	210	280	220
95	480	370	480	370	370	250	320	250
120	560	430	560	430	430	290	360	280
150	640	490	640	490	490	330	410	320
185	720	550	720	550	550	370	450	360
240	820	620	820	620	620	430	510	400
300	930	700	930	700	700	490	570	460
400	1080	800	1080	800	800	570	650	

CABLES DE COBRE Y ALUMINIO PARA TRANSMISION Y DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA 13.2 KV / I

CARACTERISTICAS FISICAS

Sección mm ²	Cable				Aluminio				
	Sin armaz.		Con armaz.		Sin armaz.		Con armaz.		
	Diámetro mm	Peso kg/km	Diámetro mm	Peso kg/km	Diámetro mm	Peso kg/km	Diámetro mm	Peso kg/km	
25	Cable	27	750	25	1051	45	2720	47	2910
35	Cable	22	850	27	1180	47	3190	49	4550
50	Aluminio	22	632	27	963	47	2533	49	3890
70	Cable	23	950	28	1336	44	2744	52	5130
95	Aluminio	23	696	28	1042	44	2860	52	4246
120	Cable	25	1223	30	1607	53	4631	56	6033
150	Aluminio	25	795	30	1170	53	3241	56	4743
185	Cable	26	1402	31	1956	57	5303	60	7162
240	Aluminio	26	905	31	1312	57	3917	60	5383
300	Cable	28	1755	33	2300	61	6879	63	8804
400	Aluminio	28	1009	33	1460	61	4634	63	6138
500	Cable	30	2084	35	2811	64	8048	67	9276
600	Aluminio	30	1120	35	1580	64	5274	67	6201
750	Cable	32	2498	36	3266	68	9313	72	10361
900	Aluminio	32	1341	36	1808	68	5828	72	7877
1100	Cable	34	3006	39	3833	75	11515	78	13256
1300	Aluminio	34	1485	39	2113	75	6869	78	8710
1600	Cable	37	3715	42	4315	80	13701	84	15831
1900	Aluminio	37	1804	42	2403	80	7949	84	10078
2400	Cable	40	4497	46	5262				
2800	Aluminio	40	2174	46	2937				

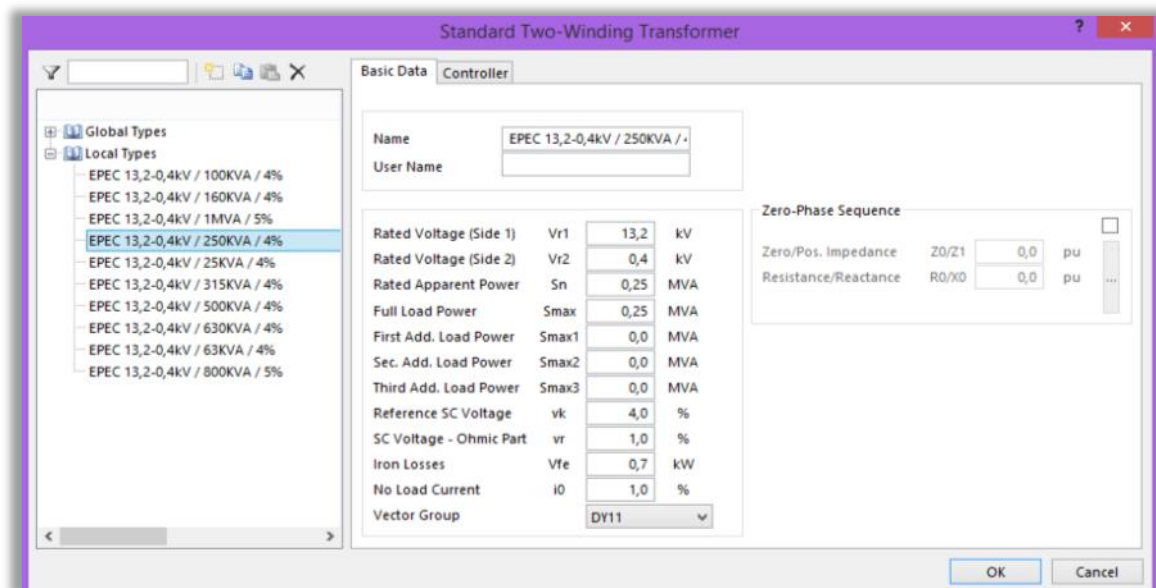
PARAMETROS ELECTRICOS

Sección mm ²	Resistencia eléctrica (Ohm/km)				Reactancia inductiva a 50 Hz (Ohm/km)				Capacidad yF/km
	Aluminio	Cable	Aluminio	Cable	r ₀	x ₀	c ₀	q ₀	
25	0,222	0,207	1,200	1,539	0,125	0,185	0,245	0,137	0,188
35	0,164	0,158	0,868	1,113	0,118	0,169	0,216	0,130	0,206
50	0,127	0,124	0,641	0,822	0,112	0,161	0,226	0,123	0,230
70	0,098	0,094	0,483	0,608	0,106	0,154	0,215	0,116	0,241
95	0,078	0,076	0,359	0,451	0,101	0,149	0,207	0,110	0,250
120	0,063	0,061	0,273	0,325	0,097	0,144	0,200	0,106	0,217
150	0,051	0,049	0,206	0,264	0,094	0,141	0,195	0,103	0,245
185	0,042	0,041	0,154	0,211	0,091	0,139	0,189	0,101	0,273
240	0,035	0,034	0,119	0,161	0,089	0,138	0,182	0,097	0,419
300	0,030	0,029	0,100	0,139	0,087	0,132	0,177	0,096	0,414
400	0,027	0,026	0,078	0,101	0,084	0,149	0,170	0,091	0,512

9.4.2.3.2 Función Standard Two-Winding Transformer

Procediendo de igual forma que en el caso de la carga de conductores estándares utilizados por la EPEC, se ingresa en la base de datos local para la carga de transformadores estándares, como se muestra Fig. 15

Fig. 15 Ventana Standard Two-Winding Transformer



El programa solicita al cargar un nuevo transformador, todos los datos correspondientes al mismo, como ser, niveles de tensión del primario y del secundario, potencia aparente nominal del transformador, tensión de cortocircuito del mismo, impedancia de cortocircuito debido a la parte óhmica, pérdidas en el hierro, corrientes en vacío y el grupo de conexión.

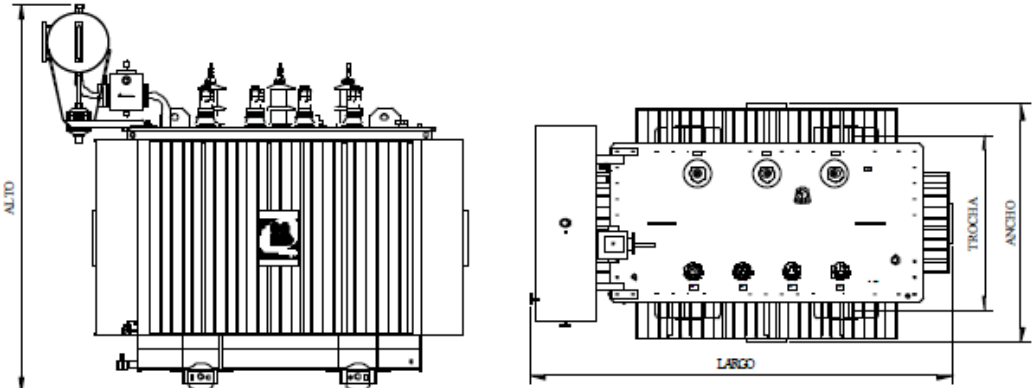
Los datos son ingresados siguiendo lo especificado por la ET15 de la EPEC, que hace referencia a los transformadores de distribución que responden a estándares de la norma IRAM 2250. En la Tabla 1 Características de transformadores de distribución se pueden observar los datos característicos de los transformadores de distribución que poseen relación 13,2[kV]/0,4[kV].

Tabla 1 Características de transformadores de distribución

TRANSFORMADORES DISTRIBUCION

Normas IRAM 2250

Transformadores de Distribución Relación 13200 ± 2 x 2,5% /400-231 V/V								
Potencia (KVA)	Pérdidas (W)		Ucc (%)	Dimensiones (mm)				Peso (kg)
	Po	Pcc		Largo	Ancho	Alto	Trocha	
25	160	600	4,0	1120	700	1150	-	350
40*	200	900	4,0	1200	700	1150	-	410
63	270	1350	4,0	1200	700	1340	600	470
100	350	1750	4,0	1250	700	1360	600	620
125	420	2100	4,0	1330	700	1360	600	710
160	500	2500	4,0	1375	750	1430	600	840
200	600	3000	4,0	1390	770	1490	600	970
250	700	3500	4,0	1530	850	1530	700	1150
315	850	1250	4,0	1580	850	1590	700	1300
400	900	5000	4,0	1720	970	1760	700	1530
500	1200	6000	4,0	1740	970	1820	700	1770
630	1450	7250	4,0	1850	1000	1820	800	2030
800	1750	8750	5,0	2050	1100	1960	800	2640
1000	2100	10500	5,0	2160	1230	2000	800	3100



9.4.2.4 Función Two-Winding Transformer y su uso en el proyecto

Two-Winding Transformer

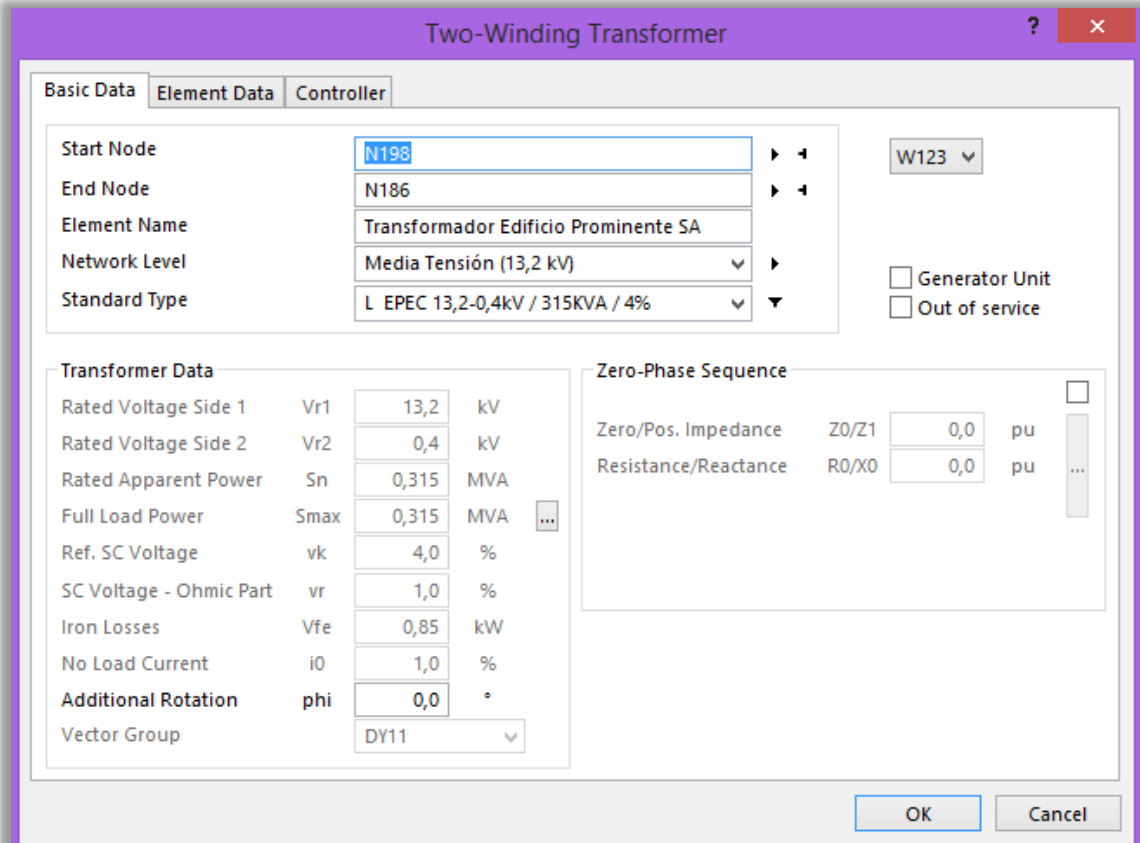
Esta función integrada que posee “PSS Sincal” permite el modelado eléctrico de los transformadores que poseen dos devanados, uno primario y otro secundario.

Al modelar un transformador de la red de distribución, el programa, a través de esta ventana emergente solicita todos los datos del transformador insertado. Se pueden completar todos los datos solicitados, o se puede utilizar un transformador previamente cargado en la base de datos de transformadores según fue aclarado en el apartado 9.4.2.3.2.

En los casos de distribuidores con cargas cuya proximidad entre ellas y el valor de la potencia en conjunto hace que sea factible el uso estratégico de una sola cámara subterránea MT/BT o subestación MT/BT aérea para brindarles suministros, se crea un transformador de dos devanados para modelar el transformador de esta subestación, teniendo en cuenta que posea una capacidad de sobra del 30%. En aquellos casos donde existan cargas cuya potencia o lejanía del resto de las cargas, obliguen a utilizar solo una subestación para brindarle suministro, también se insertara un transformador para modelar su alimentación teniendo en cuenta que este disponga de una capacidad de sobra del 30%.

Un *Two-Winding Transformer* es un elemento de red que se encuentra entre dos nodos, la nomenclatura de este y de los nodos que lo circunscriben está explicada en el apartado 10.3.1.

Fig. 16 Ventana Two-Winding Transformer

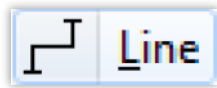


Basic Data			
Start Node		N198	
End Node		N186	
Element Name		Transformador Edificio Prominente SA	
Network Level		Media Tensión (13,2 kV)	
Standard Type		L EPEC 13,2-0,4kV / 315KVA / 4%	
			W123
			<input type="checkbox"/> Generator Unit
			<input type="checkbox"/> Out of service

Transformer Data			
Rated Voltage Side 1	Vr1	13,2	kV
Rated Voltage Side 2	Vr2	0,4	kV
Rated Apparent Power	Sn	0,315	MVA
Full Load Power	Smax	0,315	MVA
Ref. SC Voltage	vk	4,0	%
SC Voltage - Ohmic Part	vr	1,0	%
Iron Losses	Vfe	0,85	kW
No Load Current	i0	1,0	%
Additional Rotation	phi	0,0	°
Vector Group		DY11	

Zero-Phase Sequence			
Zero/Pos. Impedance	Z0/Z1	0,0	pu
Resistance/Reactance	R0/X0	0,0	pu

9.4.2.5 Función *Line*



Una vez que se tienen tanto los conductores como los transformadores cargados en la base de datos local se procede a plasmar el dibujo en el editor gráfico de “PSS Sincal” de las trazas de los distribuidores planificados. El programa, a través de la función “*Line*” permite insertar una nueva línea, cuyo recorrido y parámetros eléctricos se pueden modelar según como lo requiera el diseñador. En este proyecto, las nuevas líneas tienen sus trazas en las veredas siguiendo línea de árboles o línea municipal de cada manzana según corresponda.

Al modelar una línea que integre la red de distribución, el programa, a través de esta ventana emergente solicita todos los datos necesarios. Se pueden completar todos los datos solicitados, o se puede utilizar una línea previamente cargada en la base de datos de líneas según fue aclarado en el apartado 9.4.2.3.1.

La longitud de la línea es tomada según la posición geométrica de sus quiebres y nodos que conforman sus extremos. Esta longitud puede ser modificada según el criterio del editor.

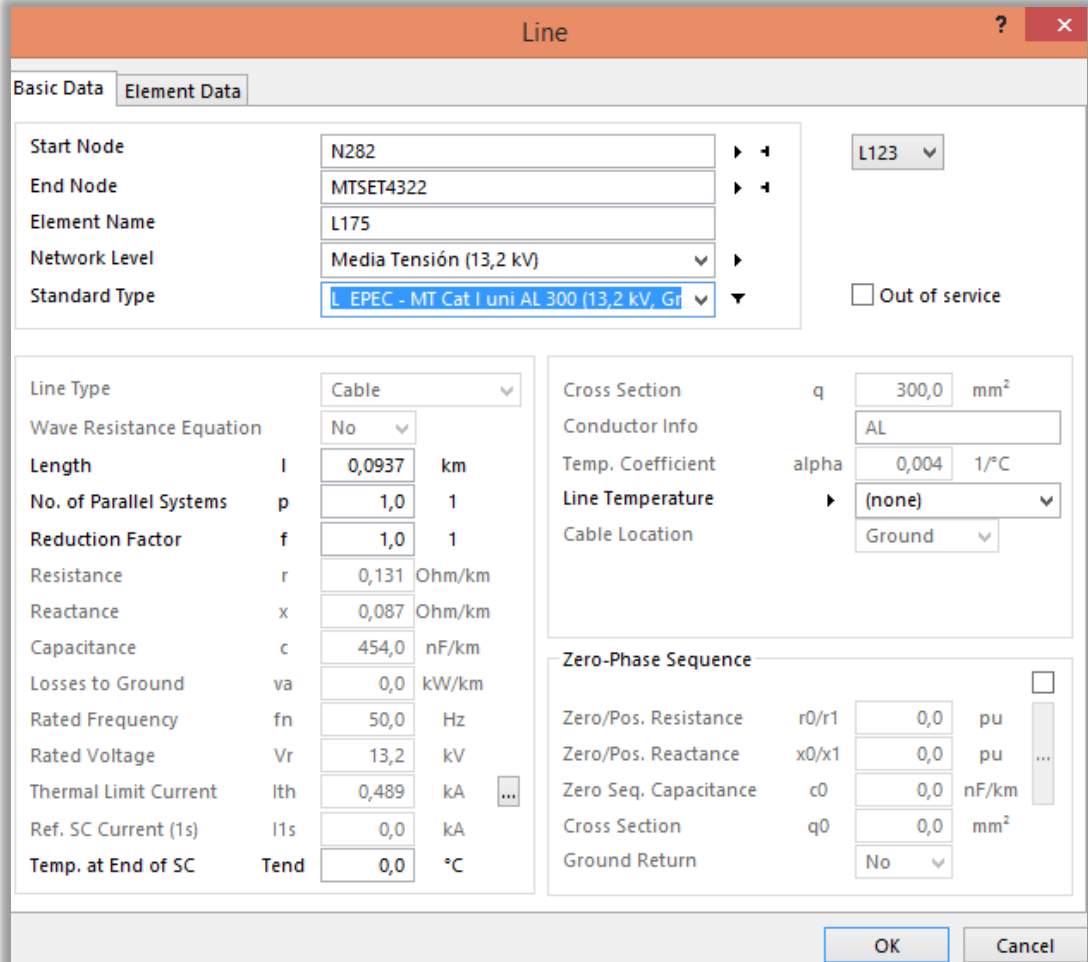
Una *Line* es un elemento de red que se encuentra entre dos nodos, la nomenclatura de este elemento y de los nodos que lo circunscriben está explicada en el apartado 10.3.1.

Con esta función se realizaron las trazas tanto de media tensión como de baja tensión, según lo que fue esquematizado en los planos adjuntos en el ANEXO documental.

Una vez que los transformadores son ubicados en la pantalla del editor gráfico, se realiza el recorrido de las líneas para completar la traza de cada nuevo distribuidor. Por lo que, la traza de las líneas de media tensión tendrá como nodos los bornes de media tensión de cada subestación, buscando que la longitud de la línea sea la mínima posible, para reducir costos y pérdidas. La traza de las líneas de baja tensión tendrá como nodos la barra de baja tensión de las subestaciones y los puntos de suministro de cada nuevo desarrollo inmobiliario.

La selección del conductor se realiza teniendo en cuenta el criterio establecido en el apartado 10.3

Fig. 17 Ventana Line



Basic Data		Element Data	
Start Node	N282		L123
End Node	MTSET4322		
Element Name	L175		
Network Level	Media Tensión (13,2 kV)		
Standard Type	L EPEC - MT Cat I uni AL 300 (13,2 kV, G)		<input type="checkbox"/> Out of service
Line Type	Cable	Cross Section	q 300,0 mm ²
Wave Resistance Equation	No	Conductor Info	AL
Length	l 0,0937 km	Temp. Coefficient	alpha 0,004 1/°C
No. of Parallel Systems	p 1,0 1	Line Temperature	(none)
Reduction Factor	f 1,0 1	Cable Location	Ground
Resistance	r 0,131 Ohm/km	Zero-Phase Sequence	
Reactance	x 0,087 Ohm/km	Zero/Pos. Resistance	r0/r1 0,0 pu
Capacitance	c 454,0 nF/km	Zero/Pos. Reactance	x0/x1 0,0 pu
Losses to Ground	va 0,0 kW/km	Zero Seq. Capacitance	c0 0,0 nF/km
Rated Frequency	fn 50,0 Hz	Cross Section	q0 0,0 mm ²
Rated Voltage	Vr 13,2 kV	Ground Return	No
Thermal Limit Current	lth 0,489 kA		
Ref. SC Current (1s)	l1s 0,0 kA		
Temp. at End of SC	Tend 0,0 °C		

9.5 Flujo de Carga

Uno de los estudios con los que se determinan las condiciones operativas de un sistema eléctrico es el estudio de flujo de carga, mediante éste se determinan los valores de tensión en las principales barras del sistema bajo análisis, los flujos de potencia activa y reactiva por los cables, líneas y transformadores de la red, su porcentaje de carga y las pérdidas a través de los diferentes componentes del sistema. El estudio de flujo de carga, es una herramienta que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia.

Los sistemas de potencia, por razones económicas y técnicas son sistemas trifásicos simétricos, y en condiciones normales de operación son trifásicos balanceados, es decir, sus fasores de tensión en cualquier punto poseen igual magnitud, solo que desfasados, al igual que ocurre con la corriente.

Generalmente para simplificar los cálculos de flujo de carga y por no tener la certeza de cómo es la naturaleza del sistema, se asumen sistemas trifásicos simétricos equilibrados. En este proyecto se planifican distribuidores nuevos cuyas cargas se presuponen simétricas y balanceadas, por este motivo se modelará el sistema como simétrico.

El software posee un módulo para el análisis de flujo de carga (“PSS Load Flow Sincal”), que es una herramienta importante para el planeamiento de los sistemas de potencia eléctricos. El objetivo de este módulo es la determinación de los parámetros más significativos de los sistemas de potencias en operación normal o bajo condiciones de emergencia.

El módulo de cálculo de flujo de carga del “PSS Sincal” es una herramienta importante para la evaluación de los elementos de red y las condiciones de carga. El programa también puede ser utilizado para estudiar las posibles operaciones de red y para ayudar en la planificación de la distribución. Se puede utilizar el método de Newton-Raphson para hacer cálculos. Este método es el más conocido y eficiente para la búsqueda de soluciones de sistemas de ecuaciones no lineales, converge muy rápidamente, lo que disminuye el tiempo empleado en los cálculos y además proporciona una buena precisión en los resultados.

El módulo de cálculo de flujo de carga del “PSS Sincal” calcula tensiones y corrientes de la red resultantes del consumo de potencia en los nodos, considerando al sistema estático, es decir que sus valores son independientes del tiempo en cuestión, es por este motivo que al modelar los distribuidores existentes se debe elegir un día y hora en especial, como por ejemplo el día y hora de máxima demanda. Con la ayuda de los cálculos de flujo de carga, se pueden recrear las posibles variaciones que pueden aparecer en la red, para asegurar la planificación adecuada y óptima de la distribución.

La capacidad de evaluación de “PSS Sincal” permite mostrar corriente, tensión y potencia en todos los nodos y ramas, la determinación de las cargas para las líneas y transformadores, evaluar las pérdidas de la red y posiciones de “tap” de transformadores.

9.6 Definiciones

En este apartado se presentan las principales definiciones de los elementos y conceptos utilizados en el presente trabajo, para que el lector pueda remitirse aquí para comprender o recordar los mismos.

9.6.1 Alimentador

Es el conjunto electromecánico encargado de alimentar con energía eléctrica en 13200 [V] desde Estaciones primarias a los Centros de distribución, son subterráneos y sus conductores de gran sección, su función es la de descentralizar las fuentes de energía (Estaciones), acercándolas a los centros de consumo. En los niveles de media tensión

9.6.2 Apoyos

9.6.2.1 Apoyo

Es todo conjunto formado por uno o más postes con sus vínculos estructurales y accesorios, o estructura reticulada para soportar los conductores. No incluye la aislación, la fundación, ni los elementos de puesta a tierra no incorporados.

9.6.2.2 Vano

Es la distancia horizontal entre dos apoyos consecutivos.

9.6.3 Caídas de tensión en la red

Se define como caída de tensión en un elemento de la red a la diferencia de potencial eléctrico que existe entre los extremos del mismo, provocada por la circulación de corriente.

9.6.4 Conductores

9.6.4.1 Conductor

Se define un conductor eléctrico como aquel material que en el momento en el cual se pone en contacto con un cuerpo cargado eléctricamente, transmite la electricidad a todos los puntos de su superficie. Los conductores eléctricos son elementos que contienen electrones libres en su interior por lo que facilitan el desplazamiento de las cargas en el material.

9.6.4.2 Cable

Se define como cable a un conductor (generalmente cobre o aluminio) o conjunto de ellos generalmente recubierto de un material aislante o protector

9.6.5 Demandas de potencia

9.6.5.1 Demanda máxima autorizada

Es la demanda máxima convenida entre la Empresa y el usuario.

9.6.5.1.1 Demanda autorizada “en pico”

Es la demanda máxima convenida y establecida en el horario de 18:00hs. a 23:00hs.

9.6.5.1.2 Demanda autorizada “fuera de pico”

Es la demanda máxima convenida y establecida para el horario fuera del horario de pico.

9.6.5.2 Demanda máxima registrada

Es el máximo valor registrado en el lapso comprendido entre dos lecturas consecutivas. Es un valor medio de potencia en [kW], demandada por el usuario e integrado en un período de 15 minutos.

La demanda Máxima Registrada, podrá ser en “En Pico” o “Fuera de Pico” según los horarios definidos en el Cuadro Tarifario.

9.6.5.3 Potencia instalada

Es la suma de las potencias individuales nominales, expresadas en [kW], de todos los artefactos, aparatos y motores eléctricos instalados por el usuario.

9.6.5.4 Potencia simultanea

Es la potencia instalada afectada por un coeficiente de simultaneidad, debido a que no todas las cargas consideradas se encuentran en funcionamiento en simultáneo.

9.6.6 Distribuidor

Es el conjunto electromecánico encargado de distribuir en 13200 [V] la energía eléctrica desde Estaciones primarias o Centros de distribución hasta las subestaciones de

distribución MT/BT o clientes de media tensión exclusivos. Un distribuidor está compuesto por una parte **troncal** y una parte **ramal**.

9.6.6.1 Troncal

Es el tramo de mayor capacidad del distribuidor que transmite la energía eléctrica desde la estación a los ramales. En los sistemas de distribución estos conductores son de gran sección, dependiendo del valor de la densidad de carga.

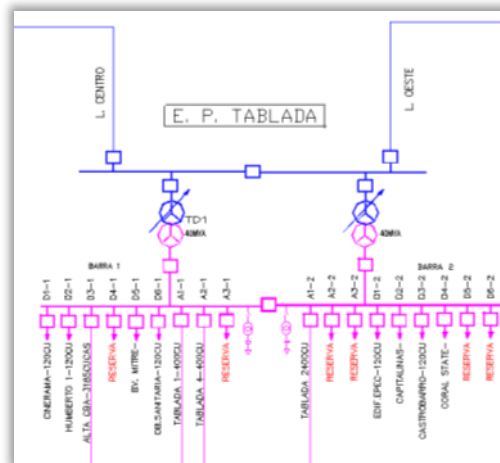
9.6.6.2 Ramal

Es la parte del distribuidor energizado a través de un tramo troncal, en el cual van conectados los transformadores de distribución y servicios particulares suministrados en media tensión. Normalmente son de menor sección que el troncal.

9.6.7 Estaciones Transformadoras

9.6.7.1 Estaciones Transformadoras Alta Tensión a Media Tensión

Fig. 18 ET Tablada



Conjunto de obra civil, montaje electromecánico, transformador y celdas con la finalidad de transformar la Alta Tensión proveniente de las líneas de transporte a Media Tensión, para suministrar potencia eléctrica, en su zona de influencia.

9.6.7.2 Subestación Alimentadora (SEA) o Centro de Distribución MT/MT

Conjunto de obra civil, montaje electromecánico y celdas de distribución, alimentado con varios alimentadores, provenientes de Estaciones de Alta Tensión a Media Tensión, con la finalidad suministrar potencia eléctrica en su zona de influencia.

9.6.7.3 Subestaciones Transformadoras MT/BT

Conjunto de obra civil, montaje electromecánico y transformador con la finalidad de prestar reserva de potencia eléctrica en su zona de influencia.

9.6.7.3.1 Subestaciones transformadoras MT/BT aéreas.

Subestación cuya ubicación es a una determinada altura sobre el nivel del terreno. Conformada por una estructura civil de hormigón, pueden estar constituidas de estructuras de hormigón biposte o monoposte, un transformador y la obra electromecánica.

9.6.7.3.2 Subestaciones transformadoras MT/BT subterráneas.

Subestación cuya ubicación es ubicada bajo el nivel del terreno. Están conformadas por uno o más transformadores, una obra civil y una obra electromecánica. También son llamadas cámaras subterráneas

9.6.8 Intensidades de corrientes

9.6.8.1 Intensidad nominal

Intensidad para la que está diseñada la instalación considerando funcionamiento normal, es decir, sin fallas. Si se sobrepasa este valor, pueden aparecer problemas de calentamiento excesivo y producirse esfuerzos mecánicos no admitidos.

9.6.8.2 Intensidades límite térmica

Intensidad máxima soportable donde los esfuerzos térmicos son admisibles.

9.6.9 Intensidades de cortocircuito

En un cortocircuito la corriente que circula por el elemento conductor toma valores elevados de n veces la corriente nominal en un periodo de tiempo corto (mseg), durante el que tienen que actuar las protecciones, despejando las fallas en un breve tiempo. En las condiciones antes mencionadas se considera que el elemento conductor soporta el calor generado en el cortocircuito en forma adiabática.

9.6.10 Pérdidas de Energía Eléctrica

Las pérdidas de energía eléctrica se pueden clasificar en dos grandes grupos según su origen:

9.6.10.1 Pérdidas técnicas

Estas pérdidas se deben en general a las condiciones propias de las instalaciones. Están provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de las redes de transmisión y distribución. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas.

9.6.10.1.1 Pérdidas Óhmicas o Pérdidas en el Cobre:

Son provocadas por la circulación de corriente eléctrica a través de los circuitos. Su magnitud depende de las características de las redes y de la carga a que éstas se ven exigidas. También se las denomina pérdidas de carga.

9.6.10.1.2 Pérdidas en Vacío:

Estas se originan por la circulación de corrientes de magnetización en los núcleos de hierro de transformadores y otros equipos de la red. También se incluyen en esta categoría las pérdidas por corrientes parásitas en aisladores de líneas y por efecto corona. Estas últimas se manifiestan en redes de transmisión. En distribución son insignificantes. A diferencia de las pérdidas de carga, las pérdidas en vacío aparecen toda vez que los circuitos están energizados, independientemente del nivel de carga o circulación de flujo de potencia por los mismos.

9.6.10.2 Pérdidas no técnicas

Se consideran pérdidas no técnicas a la diferencia entre las pérdidas totales de un sistema eléctrico de distribución y las pérdidas técnicas medidas y/o calculadas. Ello representa para la empresa prestadora del servicio público una pérdida económica importante. Según el origen, estas pérdidas pueden clasificarse en:

9.6.10.2.1 Por Robo o Hurto:

Comprende la energía que es apropiada ilegalmente de las redes por usuarios que no tienen sistemas de medición (conexiones clandestinas o “colgados”).

9.6.10.2.2 Por Fraude:

Corresponde a aquellos usuarios que manipulan los equipos de medición para que registren consumos inferiores a los reales.

9.6.10.2.3 Por Administración:

Corresponde a energía no registrada por la gestión administrativa de la empresa (errores de medición, errores en los procesos administrativos, falta de registro adecuada, estimaciones desactualizadas, obsolescencia de medidores, errores en los registros de censos de instalaciones de alumbrado público, etc.).

9.6.10.3 Pérdidas de energía eléctrica totales

Las Pérdidas Totales, son las que realmente se pueden medir en los sistemas en forma directa a través de medidores de energía y potencia, y se determinan como la diferencia de energía medida y la cobrada por el Ente o Empresa que vende el servicio a la Empresa Distribuidora y la que realmente registra y factura a sus clientes. Esa diferencia es la suma de las Pérdidas Técnicas + las Pérdidas No Técnicas.

9.6.11 Tensión

9.6.11.1 Tensión nominal

Valor convencional de la tensión con la que se denomina un sistema o instalación y para los que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento.

9.6.11.2 Niveles de tensión

A continuación se clasifican los distintos niveles de tensión nominal, los cuales varían, según la bibliografía consultada, la norma de aplicación y el lugar geográfico.

Los niveles de tensión normalizados en Argentina son los siguientes:

a) Baja Tensión (BT): Monofásico - 220 [V]

Trifásico - 3x380/220 [V]

b) Media Tensión (MT): 13.200 [V] y 33.000 [V]

c) Alta Tensión (AT): 66.000[V] y 132.000 [V]

9.6.11.3 Tensión de suministro

Es el nivel de tensión en el punto de conexión del usuario con la red. La normativa específica un rango de tensión, alrededor de la nominal, la cual asegurará un correcto funcionamiento de los equipos.

10 Desarrollo de la planificación

En este apartado se desarrolla la planificación de los nuevos distribuidores siguiendo el proceso general de planificación explicado en el apartado 9.2.2.

Primero se realiza una predicción de la demanda, donde se expone el listado de las nuevas edificaciones planificadas, junto con su potencia demandada y su ubicación.

Segundo, se realiza el análisis del sistema de distribución actual, donde se verifican las potencias disponibles, como así también las salidas de reserva en las Estaciones Transformadoras y en las Subestaciones Alimentadoras. También en este apartado se determinan los valores de corrientes de cortocircuito en la levantada de las antes mencionadas. Otro punto aquí incluido es la explicación de la importación del sistema de distribución actual a la plataforma del software PSS Sincal para el análisis de funcionamiento del sistema actual en conjunto con la alternativa propuesta.

Posteriormente, se realiza una planificación de los nuevos distribuidores para suministrar energía a las cargas descriptas en el primer paso de esta planificación.

Lo siguiente aquí expuesto es el análisis de los resultados obtenidos en los pasos previos.

Finalmente, se presenta un cómputo y presupuesto generalizado de cada nuevo distribuidor, y un resumen de todos ellos.

10.1 Predicción de demanda

A continuación se presenta un listado de los inmuebles que requieren suministro de potencia eléctrica y que se encuentran geográficamente en los barrios que conforman la zona de estudio de este trabajo.

Se utiliza para enumerarlos la siguiente codificación, "X.i", siendo "X" un valor numérico que representa a un grupo inversor e "i" es una letra para numerar los desarrollos inmobiliarios de un mismo grupo inversor. En total son 9 grupos inversores y 32 edificios.

La lista indica para cada edificación su código representativo, razón social, barrio, dirección y su potencia simultánea prevista.

Tabla 2 Tabla de Edificios

Cod.	Razón Social	Barrio	Dirección	Pot.[kW]
1 Galp				
1.a	Fideicomiso las Américas	Nva Córdoba	Ambrosio olmos 1036	127
1.b	Fideicomiso Jardín de Chacabuco	Nva Córdoba	Chacabuco 1135/39	170
1.c	Fideicomiso Quirós Green Towers	Alberdi	Duarte Quirós 1928	126,8
1.d	Fideicomiso Caseros Plaza	Alberdi	Duarte Quirós 1901	93,8
2. Bybest				
2	Ambrosio Olmos esq. Richardson	Nva Córdoba	Ambrosio Olmos esq. Richardson	985,6
3. Arinco				
3.a	Baigorri 567	Alta Córdoba	Baigorri 567	35
3.b	Vélez Sarsfield 1374	Nva Córdoba	Vélez Sarsfield 1374	135
4. Novillo&asoc				
4.	Bolívar 360-centro	Alberdi	Bolívar 360-centro	188
5. Jena SA				
5.a	Edificio Crisol 240	Nva Córdoba	Crisol 240	318
5.b	Edif. Bv. San Juan esq. A.M. Bas	Alberdi	Bv. San Juan esq. A.M. Bas	275
5.c	Edif. Obispo Salguero 479	Nva Córdoba	Obispo Salguero 479	87,5
5.d	Edificio Laprida 130	Nva Córdoba	Laprida 130	158
5.e	Edificio Buenos Aires 891	Nva Córdoba	Buenos Aires 891	268
6. Betania				
6.a	Nazareno VIII	Nva Córdoba	Obispo Trejo 1260	355
6.b	Nazareno X	Nva Córdoba	Ituzaingó 1054	135
6.c	Nazareno XI	Nva Córdoba	Bv. Arturo Illia 362	167,5
6.d	Nazareno XIII	Alberdi	Ayacucho 348	87,5
6.e	Torres del Río	Alberdi	Int. Ramón B. Mestre 690 (costanera NE)	1350
7. Inverco				
7.a	Palacio Mayor *2	Alberdi	Arturo M. Bas 336	150
7.b	Avellaneda In Premium	Alberdi	Avellaneda 459	175
7.c	College In	Nva Córdoba	Obispo Trejo 1305	84,6
7.d	Urbano I	Alberdi	Santa Rosa 1323	71,5
8. Elyon				
8.a	Altos de Colón	Alberdi	Av. Colón 1750	371
8.b	Edificio Montefiore	Alta Córdoba	Bedoya 628	85
8.c	Edificio Hebe	Alta Córdoba	Jujuy 1510	101
8.d	Edificio Faro de Chacabuco	Nva Córdoba	Chacabuco 432	99
9. Grupo Canter				
9.a	Syrax	Alta Córdoba	Isabel la Católica 518	74
9.b	Le Ron Champs	Alta Córdoba	Fragueiro 1900	95
9.c	Taiquen	Alta Córdoba	Isabel la Católica 544	92
9.d	Allegro	Alta Córdoba	Bedoya 546	75
9.e	Alto Parque	Alta Córdoba	Tucumán 1946	107
9.f	Montana	Alta Córdoba	San Martin 1561/65	181

Se representan todos los desarrollos en un plano con fondo catastral para mostrar su ubicación. Dicho plano se encuentra en el apartado 12.3.

10.2 Análisis del sistema actual

Cómo se explicó en la descripción de la problemática, una de las premisas para realizar este proyecto es la consideración de que los distribuidores existentes se encuentran solicitados a su capacidad máxima, o próximos a ella, lo que los vuelve inútiles para alimentar a estas nuevas edificaciones. Según esto expresado anteriormente, surge la necesidad de realizar el análisis de las Estaciones Transformadoras y Subestaciones Alimentadoras existentes, para conocer el estado actual de las mismas, es decir, conocer si tienen disponibilidad de potencia y de salidas para agregar un nuevo distribuidor a las mismas.

10.2.1 Estaciones y SEAs

En la ciudad de Córdoba existen 18 estaciones principales de Alta Tensión a Media Tensión y 18 Subestaciones alimentadoras (SEA)

En este apartado se indicarán las estaciones principales de Alta Tensión a Media Tensión y las SEAs próximas a la zona de estudio, para alimentar los inmuebles definidos en el punto anterior de este trabajo.

10.2.1.1 Estaciones Transformadoras AT/MT

Se destacan las siguientes estaciones transformadoras de AT/MT:

10.2.1.1.1 ET Nueva Córdoba

Ubicación: Av. Ambrosio Olmos 819, Nueva Córdoba

Potencia: 2 transformadores de 40[MVA] - Total 80[MVA]

Potencia Disponible: 17,82[MVA]

Cantidad de salidas: 16

Cantidad de salidas disponibles: 2

Nivel de transformación: 132/13,2 [kV]

Potencia de cortocircuito: 500 [MVA]

Tiempo de actuación de la protección de cortocircuito: 0,5 [S]

10.2.1.1.2 ET La Tablada

Ubicación: La Tablada 308, Centro

Potencia: 2 transformadores de 40[MVA] - Total 80[MVA]

Potencia Disponible: 40[MVA]

Cantidad de salidas: 12

Cantidad de salidas disponibles: 3

Nivel de transformación: 132/13,2 [kV]

Potencia de cortocircuito: 500 [MVA]

Tiempo de actuación de la protección de cortocircuito: 0,5 [S]

10.2.1.2 SEAs

Se destacan las siguientes SEAs o centros de distribución en la zona de estudio:

10.2.1.2.1 SEA Alta Córdoba

Ubicación: Baigorri esq. General Urquiza, Alta Córdoba

Cantidad de salidas: 16

Cantidad de salidas disponibles: 5

Alimentación: ET La Tablada

Potencia de cortocircuito: 350 [MVA]

Tiempo de actuación de la protección de cortocircuito: 0,5 [S]

10.2.1.2.2 SEA Rebaje

Ubicación: Bv. San Juan 930, Alberdi

Cantidad de salidas: 16

Cantidad de salidas disponibles: 0

Alimentación: ET Oeste

Potencia de cortocircuito: 350 [MVA]

Tiempo de actuación de la protección de cortocircuito: 0,5 [S]

10.2.1.3 Valores de cortocircuito en Estaciones y SEAs y determinación de secciones mínimas

En este apartado se realizan los cálculos de las corrientes de cortocircuito y la determinación de las secciones mínimas para el caso de las Estaciones Transformadoras y Subestaciones Alimentadoras consideradas para este trabajo, según lo expresado en el apartado 9.3.1.3.

Como dato para este trabajo la empresa de energía de Córdoba proveyó la potencia de cortocircuito a la salida de las estaciones principales (ET), las potencia de cortocircuito a la salida de las subestaciones alimentadoras (SEA) y el tiempo de actuación de las protecciones. Estos datos son valores superiores a los reales por lo que el estudio de verificación al cortocircuito será conservativo. El tiempo de actuación se presupone máximo de 0,5 [S] y las potencia de cortocircuito son 500 [MVA] en las ET y 350 [MVA] en las SEA.

Entonces se tiene:

$$U = 13200 [V]$$

$$Ea = \frac{U}{\sqrt{3}} = 7621 [V]$$

10.2.1.3.1 Impedancia de cortocircuito

$$Z_{cc} = Z_{sist} = X_{sist} = U^2/P_{cc}$$

ET:

$$Z_{ccET} = \frac{U^2}{P_{ccET}} = 13200^2[V^2]/500[MVA] = 0,34848[\Omega]$$

SEA:

$$Z_{ccSEA} = \frac{U^2}{P_{ccSEA}} = 13200^2[V^2]/350[MVA] = 0,49783[\Omega]$$

10.2.1.3.2 Corriente de cortocircuito máxima

$$I_{ccmax} = \frac{Ea * 1,1}{Z_{cc}}$$

ET:

$$I_{ccmaxET} = \frac{Ea * 1,1}{Z_{ccET}} = \frac{7621 [V] \cdot 1,1}{0,34848[\Omega]} = 24056,26[A]$$

SEA:

$$I_{ccmaxSEA} = \frac{Ea * 1,1}{Z_{ccSEA}} = \frac{7621 [V] \cdot 1,1}{0,49783[\Omega]} = 16839,38[A]$$

10.2.1.3.3 Sección mínima para verificar al cortocircuito

$$S^2 k^2 \geq I_{cc}^2 t$$

Es válido usar esta expresión debido a que el tiempo de actuación es superior a 0,100[S].

En este proyecto a la salida de las ET y SEA se utilizará cable subterráneo de aluminio aislado en XLPE, entonces:

$$k = 94 \left[\frac{A^2 S}{mm^4} \right]$$

$$S \geq \sqrt{I_{cc}^2 t / k^2}$$

$$S_{min} = \sqrt{I_{cc}^2 t / k^2}$$

ET:

$$S_{minET} = \sqrt{I_{ccmaxET}^2 \frac{t}{k^2}} = \sqrt{\frac{24056,26^2 [A^2] \cdot 0,5[S]}{94^2 \left[\frac{A^2 S}{mm^4} \right]}} = 255,92 [mm^2]$$

SEA:

$$S_{minSEA} = \sqrt{I_{ccmaxSEA}^2 \frac{t}{k^2}} = \sqrt{\frac{16839,38^2 [A^2] \cdot 0,5[S]}{94^2 \left[\frac{A^2 S}{mm^4} \right]}} = 179,14 [mm^2]$$

Por lo que para verificar que los cables resistan el efecto térmico debido a las altas corrientes de cortocircuito se necesita que a la salida de las ET se utilicen conductores de por lo menos 300[mm²] y a la salida de las SEA conductores de como mínimo 185[mm²].

10.2.1 Importación del sistema de distribución actual a PSS Sincal

Con la finalidad de realizar el estudio del comportamiento del sistema de distribución actual, relacionándolo con los nuevos distribuidores planeados, es necesario poseer este en la plataforma PSS Sincal.

Para realizar una planificación adecuada es necesario disponer de las herramientas y los datos más precisos y actualizados. La empresa de energía dispone de un sistema virtual (geolMAX) donde se puede identificar cada componente de la red de distribución “geolocalizado”, para obtener precisión en sus soluciones.

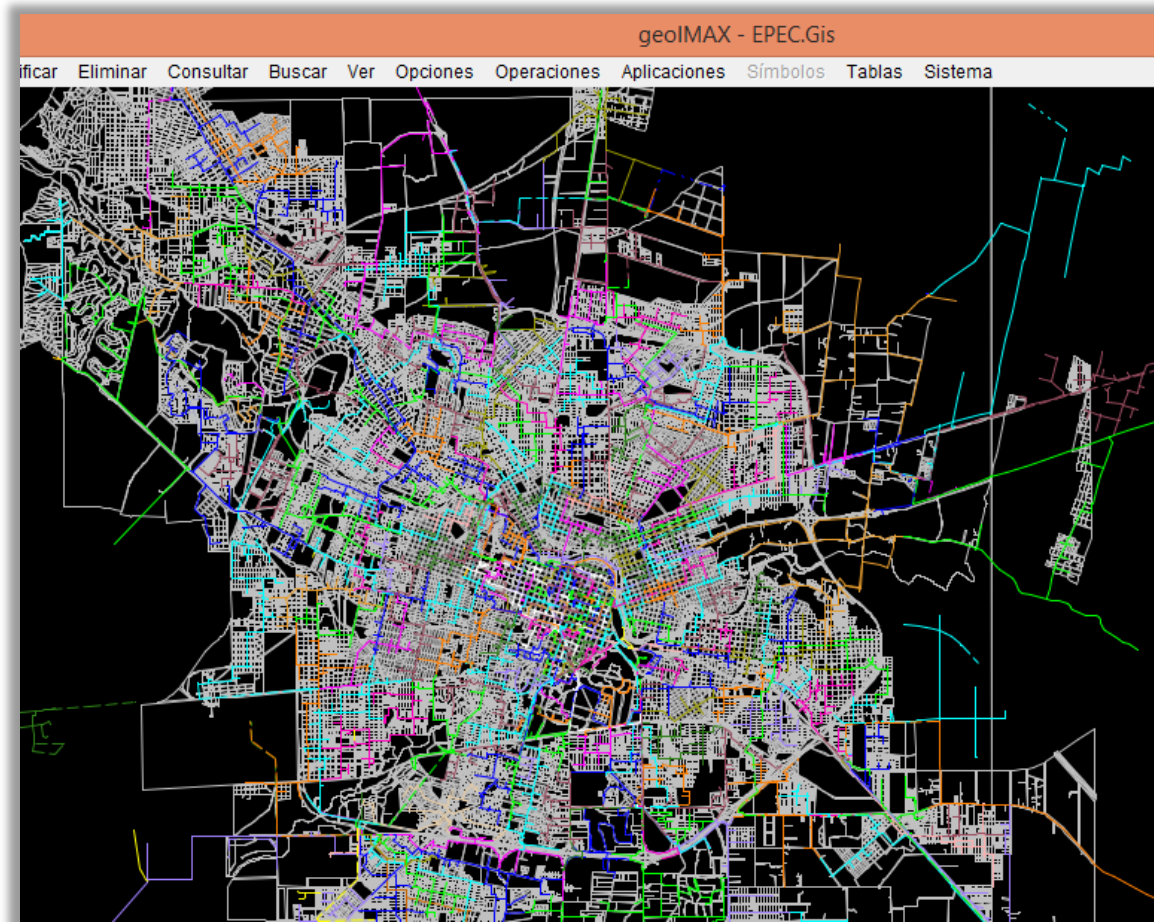
Surge entonces como primera medida para poder realizar trabajos de planeamiento de manera eficiente, elevar la base de datos utilizada en el software geolMAX a “PSS Sincal” y así poder disponer de la red de distribución de Córdoba georreferenciada para modelizarla y realizar los estudios de planeamiento previstos.

GeolMAX, es un desarrollo argentino en plataforma Java. El sistema se alimenta de una base de datos en formato “.GIS” la cual dispone de toda la información geográfica de la red de distribución que se encuentra asociada por un identificador común a los objetos gráficos de un mapa digital. De esta forma, señalando un objeto, se conocen sus atributos e, inversamente, preguntando por un registro de la base de datos se puede saber su localización en la cartografía.

La razón fundamental para utilizar una base de datos en formato “.GIS” es la gestión de información espacial. El sistema permite separar la información en diferentes capas temáticas y las almacena independientemente, permitiendo trabajar con ellas de manera rápida y sencilla, y facilitando al profesional la posibilidad de relacionar la información existente a través de la topología de los objetos, con el fin de generar otra nueva que no se podría obtener de otra forma.

El archivo de formato “.GIS” posee un mapa detallado de la ubicación de cada una de las líneas de media tensión, su extensión en kilómetros, quiebres, derivaciones, subestaciones transformadoras, seccionadores, estaciones transformadoras y suministros georreferenciados. (Fig. 19)

Fig. 19 Red de distribución de la ciudad de Córdoba en la plataforma geoIMAX.



Para poder importar los distribuidores existentes a la plataforma “PSS Sincal” fue necesario importar de la base de datos “.GIS” a archivos de texto, los datos referidos a las líneas, los seccionadores, las subestaciones, postes y nodos auxiliares que sean necesarios. Luego para su posterior tratamiento estos datos fueron volcados en una planilla de Excel.

El programa “PSS Sincal” brinda la posibilidad de importar los datos de la red de distribución desde una planilla de Excel, para ello existe un modelo de planilla de Excel que debe ser cargado con los datos correspondientes a la red. Esta planilla tiene una pestaña para definir las áreas de la red, una para definir los niveles de tensión, una para definir los nodos de la red y otra para definir los tramos de líneas y sus características. En una hoja de esta planilla se deben cargar los datos de los transformadores, otra hoja para los datos de las cargas, otra para la parte gráfica de los nodos y una última hoja para la parte gráfica de los elementos. Cada hoja tiene columnas que identifican el tipo de dato de cada elemento que se debe cargar.

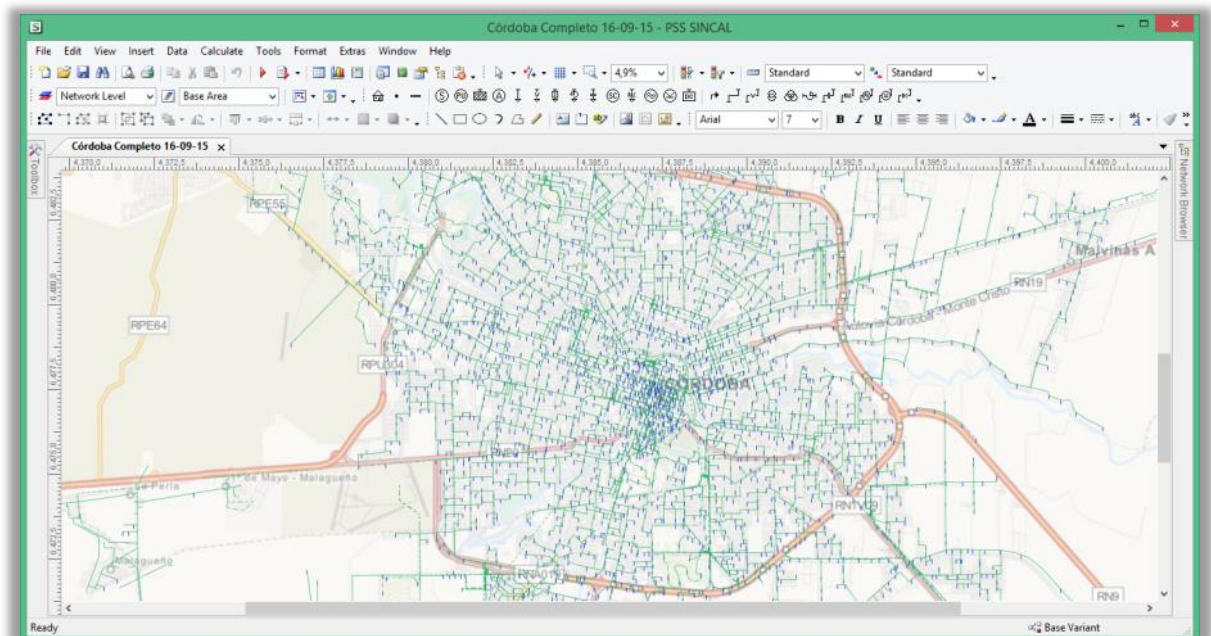
De esta forma se poseían los datos geográficos de todos los nodos de la red (SET MT/BT, seccionadores, interruptores, postes y nodos auxiliares), también se disponía de la identificación de los tramos de línea que unían los nodos y su longitud.

Para llegar a obtener una planilla con todos los datos necesarios de la red se debió realizar cierto tratamiento sobre esta planilla para que finalmente se mostraran los datos que se querían con el formato adecuado. Se debió cruzar la información de los nodos donde había SET MT/BT con las planillas donde estaban los datos de potencia de estas y su distribuidor, además que basándose en los nodos de MT de las SET se debieron crear nodos terminales de BT de estas, ya que la base de datos “.GIS” solo devuelve un nodo por cada transformador y el Software “PSS Sincal” necesita dos nodos por transformador.

Para el modelado de la red se tuvieron que crear cargas en baja tensión a bornes de la SET MT/BT cuya potencia demandada en un principio era igual a la de la SET.

Una vez terminadas las tareas que comprendía esta planilla se realizó la importación de la red a “PSS Sincal”.

Fig. 20 Red de distribución en PSS Sincal

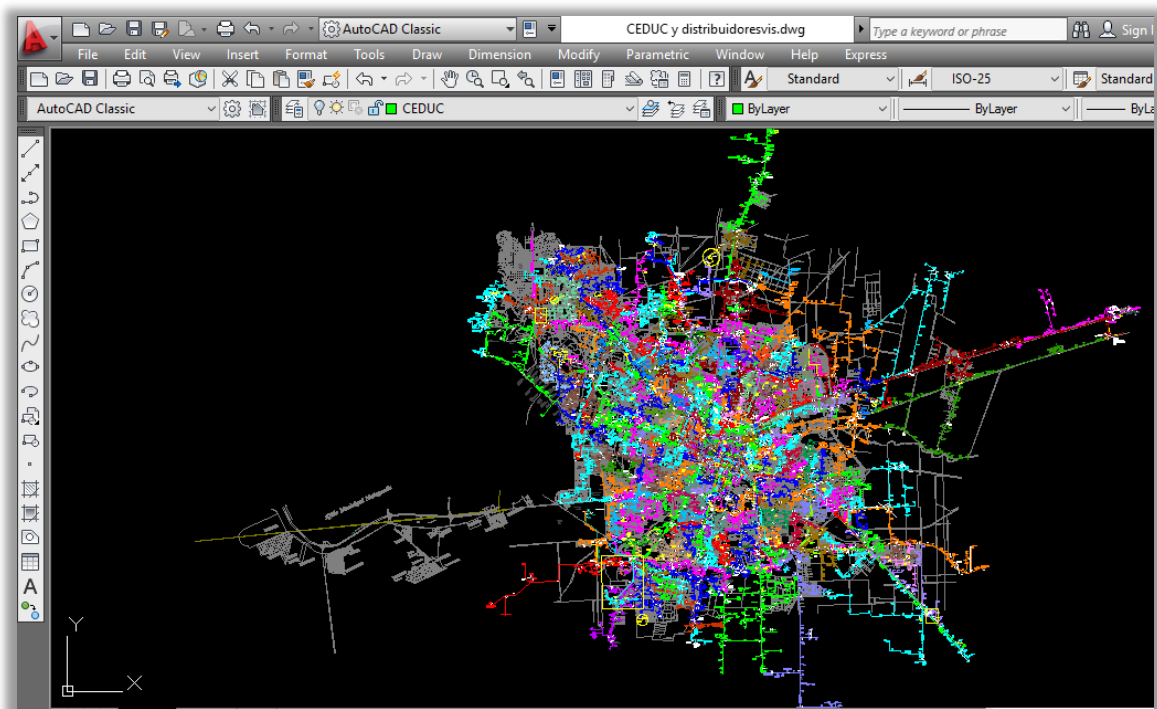


Una vez que se tuvo la red de distribución importada en el software “PSS Sincal” se seleccionaron los distribuidores existentes que de alguna manera se podían relacionar con las trazas propuestas para los nuevos distribuidores y se debió comenzar a mejorar el modelado, acomodar los nodos gráficamente para que simulen la ET lo mejor posible. Luego, se debieron rehacer los tramos de línea que conforman las levantadas, recorrer

distribuidor por distribuidor acomodándolo de la forma que mejor represente la realidad, incorporar la función de seccionar a los nodos que representan a los seccionadores y cambiar el color de las líneas.

La base de datos “.GIS” con la que se dispone no se encuentra actualizada, por lo que fue necesario comparar el resultado de la importación con un plano en formato “.CAD” del que dispone la empresa, donde sobre un plano catastral de fondo se dibuja la red de distribución en MT, sus seccionadores, SET, Estaciones principales y SEAs. En este plano se pueden diferenciar claramente los 325 distribuidores que posee Córdoba Capital y como están compuestos.

Fig. 21 Red de Distribución en Autocad



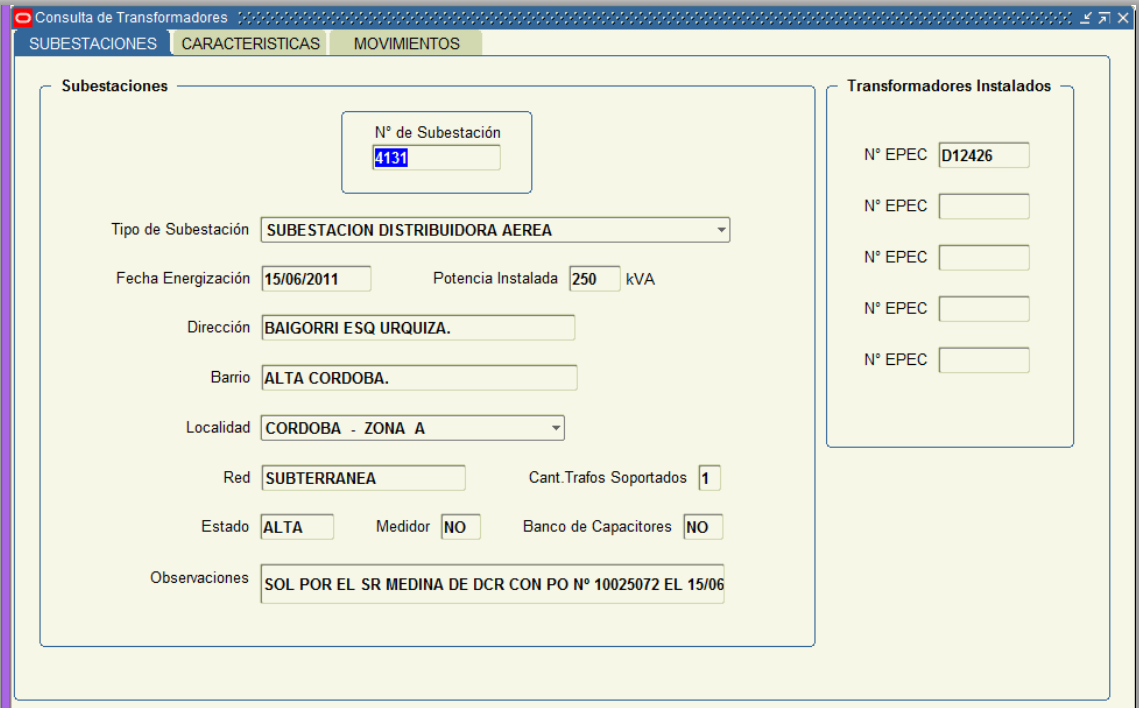
Una vez terminada la tarea de que cada distribuidor se encuentre gráficamente bien representado se procedió a modelarlo eléctricamente, es decir atribuirle a estos las secciones de conductores correspondientes con sus parámetros eléctricos conocidos, revisar las potencias de las subestaciones, modelar las potencias de cargas y realizar las correcciones que sean necesarias, así como incorporar elementos que no se hayan importado.

10.2.1.1 Plataforma SITRA de la EPEC

La empresa provincial de energía eléctrica posee una plataforma llamada SITRA, en la cual se dispone de una base de datos con las características de los transformadores o subestaciones existentes en la red de distribución en media tensión de la provincia de Córdoba. Entonces se recurrió al sistema SITRA, para revisar los datos importados de geolMAX que hacen referencia a las subestaciones ya existentes.

Para operar en este sistema, es necesario tener el número de subestación necesitada y se obtiene por ejemplo el valor de la potencia aparente del mismo, para ser cargado en el PSS Sincal.

Fig. 22 Ventana de la plataforma SITRA del sistema técnico de EPEC



The screenshot shows a web application window titled "Consulta de Transformadores". It has three tabs: "SUBESTACIONES" (selected), "CARACTERISTICAS", and "MOVIMIENTOS". The main content area is divided into two sections: "Subestaciones" and "Transformadores Instalados".

Subestaciones Section:

- N° de Subestación:
- Tipo de Subestación:
- Fecha Energización: Potencia Instalada: kVA
- Dirección:
- Barrio:
- Localidad:
- Red: Cant. Trafos Soportados:
- Estado: Medidor: Banco de Capacitores:
- Observaciones:

Transformadores Instalados Section:

- N° EPEC:
- N° EPEC:
- N° EPEC:
- N° EPEC:
- N° EPEC:

Una vez que la topología de todos los distribuidores se encuentra de forma correcta, se procede a calcular distribuidor por distribuidor un factor de utilización para atribuirle a las cargas de BT de cada SET MT/BT.

10.2.1.2 Factor de utilización de cargas de subestaciones

Ante la imposibilidad que existe de conocer exactamente la carga que posee una subestación aérea o cámara subterránea, se procedió a modelar las cargas de las subestaciones con un valor igual a la potencia de la subestación correspondiente y el

software “PSS Sincal” dispone de la posibilidad de aplicarle un factor de utilización que afecta su valor nominal. A continuación se procede a calcular para cada distribuidor con el cual se van a interconectar los nuevos distribuidores un factor de utilización general de cada distribuidor, es decir según la potencia instalada que tiene un distribuidor y su potencia demandada máxima se calcula un factor que se redistribuye en todas las subestaciones que lo componen.

Este factor se elige contemplando que el flujo de carga de “PSS Sincal” de cada distribuidor diera resultados similares a los días de máxima demanda de cada distribuidor.

El valor de demanda anual máxima de un distribuidor (obtenida del sistema técnico de EPEC), se divide por la potencia instalada total del distribuidor y esto entrega un factor para afectar a cada carga y de esta forma se consigue que el cable del distribuidor se encuentre sometido a la carga real que este posee.

Tabla 3 Factores de ponderación de cargas

Nuevo Distrib.	Distribuidor importado para interconexión	Datos de Distribuidor importado para interconexión					
		Pot. total SET [kVA]	Pot. total clientes MT [kVA]	Pot. Inst. Total [kVA]	Dem. Máxima [kVA]	Corriente [A]	Factor de utiliz. fs
Alta Cba 1	13_Atenas	2920	0	2920	2070	95	0,71
	13_JBJusto	3915	0	3915	3040	151	0,78
Alta Cba 2	13_Cofico	8265	260	8525	5470	251,1	0,63
	13_JBJusto	3915	0	3915	3040	151	0,78
Nva Cba 1	13_Brasil	4305	0	4305	3560	163	0,83
Nva Cba 2	13_Argenta	3260	0	3260	2050	95	0,63
	13_NvaCba	2850	0	2850	2500	110	0,88
	13_PEspaña	1510	1100	2610	2510	110	0,93
Rebaje	13_Güemes	2245	300	2545	1910	88	0,72
	13_Sanjuan	815	0	815	500	22	0,61
	13_Tribunales	3375	0	3375	2120	100	0,63
Tablada	13_BCaseros	6010	0	6010	4760	212	0,79
	13_EIndustrial	4058	260	4318	3460	159	0,79
	13_UMendoza	5095	0	5095	2740	126	0,54

10.3 Planificación de nuevos distribuidores para cumplir con los requerimientos de demanda

Para realizar las trazas de los nuevos distribuidores que surgen como una alternativa para cumplir con los requerimientos de la demanda de la mejor manera, se analiza si las nuevas trazas serán subterráneas o aéreas, según la naturaleza de los distribuidores existentes en las proximidades. Para elegir si las subestaciones transformadoras MT/BT serán aéreas (SET) o subterráneas (Cámaras) se contemplan las subestaciones de la zona de proximidad. Las nuevas cámaras subterráneas necesarias deben colocarse en alguno de los inmuebles mencionados en el apartado 10.1, las SET aéreas deben colocarse en las esquinas, a no ser que exista alguna imposibilidad, como ser que ya exista una SET en la esquina, o que el hecho de colocarla allí incremente demasiado la distancia hacia el desarrollo inmobiliario.

Los nuevos distribuidores con salida desde estaciones principales (ET) tendrán un conductor cuya sección debe ser igual o superior a los 300 [mm^2] en caso de utilizar conductor de Aluminio por requisito de EPEC, debido que se va a ocupar una celda de salida de una ET. Entonces se requiere que la sección del conductor sea lo suficiente, para cubrir posibles incrementos de demanda, siendo la sección mínima requerida para resistir las corrientes de cortocircuito.

Los distribuidores con salida desde centros de distribución (SEA) tendrán un conductor cuya sección debe ser igual o superior a los 185 [mm^2] en caso de utilizar conductor de aluminio por requisito de EPEC, debido que se va a ocupar una celda de salida de una SEA. Entonces se requiere una sección de conductor suficiente para cubrir incrementos de demanda, siendo la sección mínima requerida para resistir las corrientes de cortocircuito.

Al elegir las características de los transformadores MT/BT, se requirió que la potencia mínima de estos para colocarlos en cámaras subterráneas MT/BT fuera de 250[kVA], en subestaciones MT/BT aéreas no se estableció una potencia mínima, y para elegir la potencia en ambos casos se consideró que se debe disponer de una reserva con una capacidad del 30% al igual que al elegir los conductores (por su capacidad). Este valor del 30% surge de considerar un incremento de demanda anual de 4,5% acumulado, a lo largo de 6 años, lo que asegura capacidad de reserva por este periodo de tiempo.

También se tiene en cuenta al seleccionar los conductores y la traza, que las caídas de tensión tanto en media tensión como en baja tensión no superen el 5%, según lo estipulado en las especificaciones técnicas de EPEC.

Se pueden observar las trazas propuestas en los planos 01-02, 02-02, 03-02, 04-02, 05-02, 06-02 y 07-02 adjuntos en el apartado 12.3(Anexo Documental).

Se proponen seis nuevos distribuidores para afrontar la demanda de los nuevos suministros. Dos de ellos saldrán de la estación principal Nueva Córdoba, otros dos saldrán de la SEA Alta Córdoba, uno de la SEA Rebaje y el último de la estación principal La Tablada. Entonces se tendrían:

- Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1.
- Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2.
- Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1.
- Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2.
- Nuevo Distribuidor Rebaje.
- Nuevo Distribuidor Tablada.

Cabe destacar que el nuevo distribuidor Alta Córdoba 1, es la continuación del ya existente distribuidor Francés que solo alimentaba dos subestaciones MT/BT y un cliente en MT. El distribuidor Alta Córdoba 2, toma subestaciones MT/BT y tramos de líneas de los distribuidores Juan B. Justo y Lavalleja. El distribuidor Rebaje es la continuación del distribuidor San Juan saliente de la SEA Rebaje, que solo poseía dos subestaciones MT/BT.

Se va a proceder a verificar caídas de tensión, capacidades en conductores y transformadores en funcionamiento normal, y también se estudiará la posibilidad de alimentar las cargas de cada distribuidor a través de interconexiones con distribuidores ya existentes, para ello se utilizará el software "PSS Sincal".

10.3.1 Nomenclatura de los elementos de red

Para disponer de un cierto orden y mejorar el manejo de los resultados que proveen los reportes que se estudian más adelante en el apartado 12.2 y por una cuestión de que el Software “PSS SincaI” tiene solo 8 caracteres disponibles para usar como nombre corto de los elementos de red, se decide plantear la siguiente nomenclatura.

10.3.1.1 Nuevos Distribuidores

La nomenclatura estipulada para definir los seis nuevos distribuidores se basa en lo estipulado en la siguiente tabla. En ella se puede ver que cada distribuidor va a ser representado con cuatro dígitos en el formato XXXX.

Tabla 4 Nomenclatura de Distribuidores

Distribuidor	Código (XXXX)
Alta Córdoba 1	ACb1
Alta Córdoba 2	ACb2
Nueva Córdoba 1	NCb1
Nueva Córdoba 2	NCb2
Rebaje	Reba
Tablada	Tabl

10.3.1.2 Cámaras

Las cámaras serán identificadas con la letra “C”, seguida de un número indicando el número de cámara dentro del distribuidor que compone y finalmente los cuatro dígitos que componen el código del distribuidor, es decir con el formato CiXXX.

Por ejemplo: **“C1NCb1”**: Cámara N°1 del distribuidor Nueva Córdoba 1

10.3.1.3 Elementos

10.3.1.3.1 Infeeder

Los elementos Infeeder que representan a las estaciones principales (ET) o centros de distribución (SEA), estarán codificados mediante seis caracteres con el formato ZZZZZZ.

Tabla 5 Nomenclatura de ET y SEA

ET /SEA	Código (ZZZZZ)
ET Nueva Córdoba	ENvaCb
ET Tablada	ETabla
SEA Alta Córdoba	SAICba
SEA Rebaje	SRebaj

10.3.1.3.2 Cargas

Para nombrar a las cargas se utiliza la siguiente codificación, con el formato “X.i”, siendo “X” un valor numérico que representa a un grupo inversor e “i” es una letra para numerar los desarrollos inmobiliarios de un mismo grupo inversor, como fue explicado en el apartado 10.1.

Aquellas cargas que se encuentran alimentadas con una línea de baja tensión se encontrarán conectadas a un nodo llamado “Suministro X.i”, cuyo nombre corto será “SX.i”.

10.3.1.3.3 Líneas

Su codificación estará compuesta por ocho caracteres diferenciándose entre líneas de Media Tensión (LMT) y de Baja Tensión (LBT), en sus primeros tres caracteres, el cuarto carácter indica el número de tramo dentro del distribuidor que compone y los últimos cuatro caracteres hacen referencia al distribuidor, es decir que tendrán un formato LMTiXXXX, para líneas de media tensión y un formato LBTiXXXX, para líneas de baja tensión.

Por ejemplo: “**LMT1NCb1**”: Línea Media Tensión tramo N°1 distribuidor Nueva Córdoba 1.

10.3.1.3.3.1 Tramos de interconexión

Aquellos tramos que brinden una interconexión con otros distribuidores existentes, serán codificados con las tres primeras letras que corresponden a “Int” y las siguientes hacen referencia al distribuidor con el que se realiza la interconexión.

Por ejemplo: “IntJBJusto”: Interconexión con el Distribuidor Juan B Justo.

10.3.1.3.4 Transformadores

10.3.1.3.4.1 Subterráneo

La nomenclatura de los transformadores que compongan una cámara subterránea poseerán una codificación compuesta por ocho caracteres, los primeros dos caracteres

sirven para diferenciar entre transformadores dentro de la misma cámara, ya que dentro de una cámara subterránea puede ser colocado más de un transformador, el tercer y cuarto carácter representa la cámara que los incluye y los últimos cuatro caracteres representan al distribuidor, es decir con un formato similar a TiCjXXXX.

Por ejemplo: **“T1C1NCb1”**: Transformador N°1 de la cámara N°1 del distribuidor Nueva Córdoba 1.

10.3.1.3.4.2 Aéreo

La codificación empleada para transformadores aéreos estará compuesta por siete caracteres, los primeros dos caracteres sirven para diferenciar que es una subestación aérea (TS), el tercer dígito indica el número de subestación dentro del distribuidor indicado con los cuatro caracteres finales que lo representan, por lo que el formato es TSiXXXX.

Por ejemplo: **“TS1Tabl”**: Transformador de la subestación N°1 del distribuidor Tablada.

10.3.1.3.4.3 Nodos

Al modelar el sistema de distribución compuesto por los nuevos distribuidores, el software “PSS Sincal” va generando nuevos nodos que establecen la unión entre elementos, en este apartado se pretende especificar cómo será su nomenclatura.

10.3.1.3.4.4 Barra de MT de Estaciones o SEAs

Cada estación principal o centro de distribución posee una barra de media tensión donde parten cada uno de sus correspondientes distribuidores, para codificar esta barra se utilizan ocho caracteres, los dos primeros están compuestos por las letras MT, representando el nivel de tensión, concatenado con los seis dígitos que componen el código de los infeeders establecido en el apartado 10.3.1.3.1. Es decir que el código será similar a MTZZZZZZ.

Tabla 6 Nomenclatura de barras MT

Barra MT de ET /SEA	Código (MTZZZZZ)
ET Nueva Córdoba	MTENvaCb
ET Tablada	MTETabla
SEA Alta Córdoba	MTSAICba
SEA Rebaje	MTSRebaj

10.3.1.3.4.5 Barra de Media Tensión de Cámaras

Cada cámara subterránea posee una barra a donde confluyen los tramos de línea de media tensión y le brindan suministro a los bornes primarios de los transformadores de distribución. El código que los representa está compuesto por ocho dígitos, los dos primeros son las letras “MT” y los seis restantes el código de la cámara, estipulado en el apartado 10.3.1.2.

Por ejemplo: “**MTC1NCb1**”: Barra de Media Tensión de la cámara N°1 del distribuidor Nueva Córdoba 1.

10.3.1.3.4.6 Barra de Media Tensión de los transformadores aéreos

10.3.1.3.4.6.1 Nuevos

El código de nombre corto de estos nodos está conformado en sus dos primeros caracteres por las letras “MT”, haciendo referencia al nivel de tensión, luego los seis siguientes hacen referencia de transformadores aéreos, identificadas en el apartado 10.3.1.3.4.2.

Por ejemplo: “**MTS1ACb1**”: Barra de MT del transformador de la SET N°1 del distribuidor Alta Córdoba 1.

10.3.1.3.4.6.2 Existentes

El código de nombre corto de estos nodos está conformado en sus dos primeros caracteres por las letras “MT”, haciendo referencia al nivel de tensión, luego los seis siguientes hacen referencia a la subestación aérea existente.

Por ejemplo: “**MTS3804**”: Barra de MT de la subestación existente N°3804

10.3.1.3.4.7 Barra de Baja Tensión de los transformadores aéreos

El código de nombre corto de estos nodos está conformado en sus dos primeros caracteres por las letras “BT”, haciendo referencia al nivel de tensión, luego los seis siguientes hacen referencia al transformador aéreo, identificadas en el apartado 10.3.1.3.4.2.

Por ejemplo: “**BTS1ACb1**”: Barra de BT del transformador de la SET N°1 del distribuidor Alta Córdoba 1.

10.3.1.3.4.8 Barras de interconexión

Para codificar el nombre de las barras y nodos de interconexión, el código se compone por las letras “Nint” y los siguientes caracteres hacen referencia al distribuidor con el que se realiza la interconexión.

Por ejemplo: “NIntBras” Nodo de interconexión con el distribuidor Brasil.

10.3.1.3.4.9 Seccionador de Transición Aéreo-Subterráneo

Código Compuesto por 8 caracteres, los tres primeros son Sec, indicando que es un seccionador, el siguiente es el número del seccionador dentro del distribuidor y los cuatro restantes, el código del distribuidor.

Por ejemplo: “Sec1Tabl” Seccionador de transición Aéreo-Subterráneo Distribuidor Tablada

10.3.1.3.4.10 Nodos de Derivación

El código se encuentra compuesto por 7 caracteres, los dos primeros “ND”, hacen referencia a nodo de derivación, el tercero idéntica el nodo dentro de un distribuidor y por último el código de 4 dígitos que representa al distribuidor.

Por ejemplo: “ND2ACb2”: Nodo de derivación N°2 del distribuidor Alta Córdoba 2.

10.3.2 Reportes del resultado del análisis de flujo de carga

Una vez realizadas todas las actividades explicadas anteriormente, se tendrán todas las trazas nuevas, con las características de las cargas, conductores, transformadores, etc. cargadas y las interconexiones de los nuevos distribuidores con los que anteriormente existían.

El “PSS Sincal” permite realizar simulaciones, suponiendo diferentes escenarios de funcionamiento, de las cuales se obtiene el comportamiento de la línea de distribución con los datos especificados. Es decir, se obtienen valores de caída de tensión de las distintas líneas, valores de potencia en diferentes puntos, y de utilización de carga para cada elemento existente a lo largo de las nuevas líneas creadas.

Con todos estos datos especificados en el programa para los nuevos distribuidores, se procederá a extraer un reporte que entrega el PSS Sincal.

Existe la posibilidad de extraer un reporte de todos los distribuidores juntos, o de cada distribuidor por separado. Para esto basta con dejar abierto o cerrado el seccionador del distribuidor que corresponda.

En este reporte, el programa entrega una planilla con el resumen de todos los nodos, líneas, cargas y transformadores presentes en el distribuidor/es analizado/s, se presentan también los niveles de tensión definidos en el apartado 9.4.2.3, las características de las líneas presentes en el distribuidor, ya sean de baja o media tensión, el balance de potencia, en otra hoja entrega también un resumen de los nodos, indicando el nivel de tensión, potencia, y caída de tensión. Finalmente, entrega una última hoja, que es un resumen de todas las anteriores, en la cual se presentan todas las cargas, en que nodos están ubicadas, el nivel de tensión y la caída, las potencias, el “cosphi”, la corriente y el porcentaje de utilización de carga.

El reporte en cuestión será descrito a continuación, citando título por título presentado en el mismo, y con algunas descripciones.

10.3.2.1 Contenido

En la primera hoja se ve un listado con los contenidos presentes en el reporte en cuestión.

Fig. 23 Página *Contenidos del reporte*

12.2.1 Funcionamiento Normal	
Nivel de Tensión	
Área de red	
Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1	
	Nodos
	Datos de Líneas
	Reporte de resultado de nodos
	Reporte de Flujo de Carga
Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2	
	Nodos
	Datos de Líneas
	Reporte de resultado de nodos
	Reporte de Flujo de Carga

10.3.2.2 Nivel de tensión

Indica los niveles de tensión que fueron establecidos para realizar los estudios de flujo de carga de los distribuidores planificados. Aquí se observan los dos niveles de tensión definidos, 0,400 [kV] (Baja tensión) y 13,200 [kV] (Media tensión).

Fig. 24 Página *Nivel de tensión del reporte*

Nivel de Tensión			
Un	Voltaje nominal		
Nombre	Nombre corto	Un [kV]	f [Hz]
Baja Tension	0,4 kV	0,400	50,000
Media Tensión	13,2 kV	13,200	50,000

10.3.2.3 Área de red

Muestra todos los elementos presentes en el distribuidor estudiado, y los nodos con los cuales estos se relacionan. Tiene las siguientes columnas:

- Área de red: indica el nombre del distribuidor estudiado.
- Tipo elemento de red: indica justamente, el tipo de elemento analizado. El mismo puede ser, Carga (*Load*), Línea (*Line*) o Transformador (*Two-Winding Transformer*).
- Nombre del elemento
- Nodo 1 y Nodo 2, indica el nodo inicial y el nodo final del elemento. En el caso de las cargas, tiene solamente nodo inicial, ya que luego de la misma, la línea no continúa.

Fig. 25 Página *Área de red* del reporte

Área de red				
Área de red	Tipo Elemento red	Nombre del elemento	Nodo 1	Nodo 2
Nuevo Distribuidor Alta Cba1				
	Load	3.a Baigorri 567	S3.a	
	Load	9.a Syrah	S9.a	
	Load	9.c Taiquen	S9.c	
	Load	9.e Alto Parque	BTS2ACb1	
	Load	Edificio Prominente SA	MTEdiPro	
	Line	Línea BT N°1 Distr. Alta Córdoba 1	S9.c	BTS1ACb1
	Line	Línea BT N°2 Distr. Alta Córdoba 1	S9.a	BTS1ACb1
	Line	Línea BT N°3 Distr. Alta Córdoba 1	BTS1ACb1	S3.a
	Line	Línea Interconexión con Distr. Atenas	MTS2ACb1	NIntAten
	Line	Línea interconexión con Distr. JB Justo	NIntJBJu	MTS4300
	Line	Línea MT Tramo N°1 Distr. Alta Córdoba 1	MTSAICba	MTS4131
	Line	Línea MT Tramo N°2 Distr. Alta Córdoba 1	MTS4131	MTEdiPro
	Line	Línea MT Tramo N°3 Distr. Alta Córdoba 1	MTS4322	MTEdiPro
	Line	Línea MT Tramo N°4 Distr. Alta Córdoba 1	MTS1Acb1	MTS4322
	Line	Línea MT Tramo N°5 Distr. Alta Córdoba 1	MTS1Acb1	NIntJBJu
	Line	Línea MT Tramo N°6 Distr. Alta Córdoba 1	MTS2ACb1	NIntJBJu
	Load	SET4131	BTS4131	
	Load	SET4322	BTS4322	
	Two-Winding Transformer	Transformador SET 4131	MTS4131	BTS4131

10.3.2.4 Nodos

Se indican los nodos presentes en el o los distribuidores estudiados, ya sea en media o en baja tensión. Se indica el nombre del nodo, el nombre corto del mismo y el tipo, que puede ser un nodo del tipo puntual (Nodo) o del tipo barra (Barra).

Fig. 26 Página *Nodos* del reporte

Nodos		
Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)		
Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra BT SET N°1 Distr. Alta Córdoba 1	BTS1ACb1	Nodo
Barra BT SET N°2 Distr. Alta Córdoba 1	BTS2ACb1	Nodo
BTSET4131	BTS4131	Nodo
BTSET4322	BTS4322	Nodo
Suministro 3.a	S3.a	Nodo
Suministro 9.a	S9.a	Nodo
Suministro 9.c	S9.c	Nodo
Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)		
Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra MT Edificio Prominente	MTEdiPro	Nodo
Barra MT SET N°1 Distr. Alta Córdoba 1	MTS1ACb1	Nodo
Barra MT SET N°2 Distr. Alta Córdoba 1	MTS2ACb1	Nodo
MTSET4131	MTS4131	Nodo
MTSET4322	MTS4322	Nodo
Nodo Interconexión JB Justo	NIntJBJu	Nodo

10.3.2.5 Datos de líneas

En esta hoja del reporte se indican las líneas presentes en el distribuidor, sea tanto de media como de baja tensión. Se indican también los nodos iniciales y finales de las mismas, así como el tipo de línea, donde “cable” será el indicativo para conductores subterráneo y “Línea aérea” será el término utilizado para conductores aéreos.

Se dan también otras características importantes del conductor, como ser, el tipo de conductor utilizado, con su conformación, material, sección, tipo de aislación y nivel de tensión de utilización. Entre otras características del conductor se destacan, la longitud (l), la resistencia (r), la reactancia (x) y la última columna da una idea de la cantidad de haces en paralelo (p) del conductor especificado en la descripción.

Fig. 27 Página Datos de líneas del reporte.

Datos de líneas									
l	Longitud								
r	Resistencia								
x	Reactancia								
c	Capacitancia								
Un	Voltaje nominal								
p	Número Sistemas Paralelos								
Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)									
Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p	
S9.c	BTS1ACb1	LBT1ACb1	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,032	0,822	0,080	2,000	
S9.a	BTS1ACb1	LBT2ACb1	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,015	0,822	0,080	2,000	
BTS1ACb1	S3.a	LBT3ACb1	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,221	0,822	0,080	2,000	
Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)									
Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p	
MTS2ACb1	NIntAten	IntAtena	Línea aérea	3x(1x50)AlAl	0,062	0,654	0,540	1,000	
NIntJBJu	MTS4300	IntJBJus	Línea aérea	3x(1x50)AlAl	0,041	0,654	0,540	1,000	
MTSACba	MTS4131	LMT1ACb1	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I Existente	0,094	0,213	0,093	1,000	
MTS4131	MTEdiPro	LMT2ACb1	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I Existente	0,169	0,213	0,093	1,000	
MTS4322	MTEdiPro	LMT3ACb1	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I Existente	0,236	0,213	0,093	1,000	
MTS1Acb1	MTS4322	LMT4ACb1	Línea aérea	3x(1x50)AlAl	0,232	0,654	0,540	1,000	
MTS1Acb1	NIntJBJu	LMT5ACb1	Línea aérea	3x(1x50) AlAl	0,032	0,654	0,540	1,000	
MTS2ACb1	NIntJBJu	LMT6ACb1	Línea aérea	3x(1x50)AlAl	0,421	0,654	0,540	1,000	

10.3.2.6 Balance de potencia

Esta hoja del reporte se especifica el área de red (Distribuidor) estudiado, indicando tanto la potencia activa, reactiva y aparente, dando los detalles de si son pérdidas en el transformador, pérdidas en los elementos, potencia que entra al distribuidor o que sale. Entregando finalmente, el resultado del balance de potencia.














Fig. 28 Pagina *Balance de Potencia* del reporte

Balance de Potencia			
Área de la red: Nuevo Distribuidor Alta Cba1			
Balance de Potencia del Área de Red			
	Activa	Reactiva	Aparente
Pérdidas Transform.	0,007 MW	0,028 Mvar	0,029 MVA
Elementos Pérdidas	0,002 MW	0,000 Mvar	0,002 MVA
Pérdidas Suman	0,010 MW	0,018 Mvar	0,020 MVA
Entrada Potencia	0,000 MW	0,000 Mvar	0,000 MVA
Salida Potencia	0,845 MW	0,210 Mvar	0,871 MVA
Balance Potencia	-0,855 MW	-0,228 Mvar	0,885 MVA

10.3.2.7 Reporte de resultado de nodos

En este caso, esta hoja del reporte de "PSS Sincal" indica la tensión, la potencia, tanto activa, como reactiva y aparente, y la caída de tensión presente en los nodos del distribuidor estudiado, sea en media, como en baja tensión.

Fig. 29 Página *Reporte de resultados de nodos* del reporte

Reporte de resultado de nodos						
U	Voltaje Nodo					
P	Potencia Activa					
Q	Potencia Reactiva					
S	Potencia Aparente					
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo					
Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)						
Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTS1ACb1	0,394	0,000	0,000	0,000	98,393	
BTS2ACb1	0,396	-0,107	-0,035	0,113	98,882	
BTS4131	0,395	-0,172	-0,035	0,175	98,695	
BTS4322	0,395	-0,172	-0,035	0,175	98,663	
S3.a	0,385	-0,035	-0,012	0,037	96,264	
S9.a	0,392	-0,074	-0,024	0,078	98,085	
S9.c	0,390	-0,092	-0,030	0,097	97,600	
Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)						
Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTEdiPro	13,197	-0,194	-0,039	0,198	99,973	
MTS1Acb1	13,190	0,000	0,000	0,000	99,922	
MTS2ACb1	13,187	0,000	0,000	0,000	99,898	
MTS4131	13,199	0,000	0,000	0,000	99,989	
MTS4322	13,194	0,000	0,000	0,000	99,957	
NIntJBJu	13,189	0,000	0,000	0,000	99,920	

10.3.2.8 Resultado del flujo de carga

Esta hoja del reporte es una hoja resumen, en la que se especifican todos los cálculos detallados anteriormente.

Indica el nombre de los nodos, ya sea de media o de baja tensión, nivel de tensión y caída de tensión en el mismo, potencia activa, reactiva y aparente, “cosphi”, corriente y porcentaje de carga.

Fig. 30 Página Resultado de flujo de carga del reporte

Resultado de Flujo de Carga										
U	Voltaje Nodo									
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo									
fi	Ángulo - Voltaje Slack									
P	Potencia Activa									
Q	Potencia Reactiva									
S	Potencia Aparente									
cosfi	Factor Potencia									
I	Actual									
I/In	Corriente /Corriente Nominal									
Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)										
Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
BTS1ACb1	0,394	98,393								
	Line		S3.a	LBT3ACb1	-0,036	-0,012	0,038	0,952	0,055	19,315
	Line		S9.a	LBT2ACb1	-0,074	-0,024	0,078	0,950	0,115	40,079
	Line		S9.c	LBT1ACb1	-0,093	-0,030	0,098	0,951	0,143	50,076
	Two-Winding Transformer		MTS1Ac b1	TS1ACb1	0,203	0,066	0,213	0,951	0,313	67,754
BTS2ACb1	0,396	98,882								
	Two-Winding Transformer		MTS2ACb1	TS2ACb1	0,107	0,035	0,113	0,950	0,164	45,053
	Load			9.e	-0,107	-0,035	0,113	0,950	0,164	0,000
BTS4131	0,395	98,695								
	Load			SET4131	-0,172	-0,035	0,175	0,980	0,256	0,000
	Two-Winding Transformer		MTS4131	TSET4131	0,172	0,035	0,175	0,980	0,256	70,000
BTS4322	0,395	98,663								
	Load			SET4322	-0,172	-0,035	0,175	0,980	0,256	0,000

10.3.3 Memoria Descriptiva de los nuevos distribuidores

A continuación se describe como están compuestos los nuevos distribuidores, según se fueron definiendo a lo largo del desarrollo anterior. En los títulos siguientes se detallan los materiales y equipamientos necesarios para cada nuevo distribuidor planificado.

10.3.3.1 Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1

El nuevo distribuidor Alta Córdoba 1 tiene la finalidad de brindar suministro a nuevos desarrollos de la ciudad de Córdoba, así como brindar una reserva en la zona Norte de Alta Córdoba para posibles futuras demandas. En este caso, la traza de media tensión del distribuidor tiene un tramo subterráneo, ya existente formando parte del distribuidor Francés, y otro tramo aéreo. En el caso de la línea subterránea, es todo conductor ya existente.

El distribuidor Francés, posee un tramo de MT subterráneo con conductor de 3x(1x185) Al, aislado en XLPE para 13,2kV Categoría I, con una longitud de 498,1 [m]. Sobre este distribuidor ya existente se encuentran la SET4131 de 250[kVA], la SET 4322 de 250[kVA] y el edificio PROMINENTE con 150[kW] de demanda autorizada.

El tipo de conductor elegido para los nuevos tramos aéreos de la traza, es del tipo conductor unipolar desnudo de Aleación de Aluminio de sección 50 [mm²]. Su longitud total es de 805,6 [m].

Se planifica la construcción de 2 subestaciones aéreas para brindar reserva a la demanda solicitada y a un posible incremento de ella. Las subestaciones utilizadas son:

Tabla 7 SET y edificios del Distribuidor Alta Córdoba 1

Subestación	Transformadores	Edificios alimentados
TS1ACb1	1x315[kVA]	9.c-9.a-3.a
TS2ACb1	1x250[kVA]	9.e

La traza de baja tensión cuya una longitud total de 488,5[m], se planifica con conductor preensamblado de 3x1x50 + 1x50 [mm²] de aluminio, para 1[kV]. Para alimentar las cargas 3.a, 9.a y 9.c fue necesario utilizar doble haz de cable para cumplir los requisitos de carga y niveles de tensión.

Se planifica interconectar este nuevo distribuidor con los distribuidores **existentes Juan B. Justo y Atenas**, para presentar reserva a este nuevo distribuidor. Para interconectar con Juan B. Justo es necesario realizar un tramo de 40,7 [m] de línea aérea desde un seccionador aéreo a cuchillas en poste terminal alineación perteneciente a la nueva traza del distribuidor hasta la SET4300 ya existente. Para interconectar con el distribuidor Atenas se planifica un tramo aéreo de 61,6 [m] desde un seccionador a cuchillas en la nueva SET S2ACb1 hasta cruzar un tramo de línea existente donde se debe realizar un puente.

10.3.3.2 Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2

El nuevo distribuidor Alta Córdoba 2, al igual que Alta Córdoba 1, tiene la finalidad de brindar suministro a nuevos desarrollos de la ciudad de Córdoba, así como brindar una reserva en la zona Sur de Alta Córdoba para posibles futuras demandas. En este caso, la línea de media tensión del distribuidor tiene un tramo subterráneo, y otro tramo aéreo. En el caso del tramo subterráneo de media tensión se utilizó cable unipolar subterráneo cuyo conductor de Aluminio posee una sección de 185 [mm²], su aislación es de XLPE, para

13,2[kV] y con una categoría I, con una longitud de 168 [m]. En los tramos aéreos, fue elegido el conductor del tipo unipolar de Aleación de Aluminio con sección de 50 [mm²], sin aislación, es decir, conductor desnudo. La traza aérea posee una longitud de 1.415 [m].

Se planifica utilizar una celda de salida ya existente en la SEA Alta Córdoba.

El nuevo distribuidor Alta Córdoba 2, toma subestaciones y tramos de los distribuidores Juan B. Justo y Lavallega, para aliviar su carga y abaratar costos en la construcción de nuevas trazas. Sobre estos tramos ya existentes se encuentran la SET1659 de 630[kVA], la SET321 de 315[kVA], la SET 3804 de 160[kVA] y la SET4251 de 100[kVA], que se suman a las 3 nuevas SET planificadas.

En este caso se planifican 3 subestaciones aéreas para brindar reserva a la demanda solicitada y a un posible incremento de ella. Las subestaciones utilizadas son:

Tabla 8 SET y edificios del Distribuidor Alta Córdoba 2

Subestación	Transformadores	Edificios alimentados
TS1ACb2	1x250[kVA]	9.b
TS2ACb2	1x500[kVA]	8.b – 9.d – 8.c
TS3ACb2	1x500[kVA]	9.f

La traza de baja tensión cuya una longitud total de 369,4 [m], se planifica con conductor preensamblado de 3x1x50 + 1x50 [mm²] de aluminio, para 1[kV]. Para alimentar las cargas 8.b y 8.c fue necesario utilizar doble haz de cable para cumplir los requisitos de carga y niveles de tensión.

En aquellos lugares donde no se llega a los límites establecidos para carga o caída de tensión se utiliza doble haz.

Se planifica interconectar este nuevo distribuidor con los distribuidores **existentes Juan B. Justo y Cofico**, para presentar reserva a este nuevo distribuidor. La interconexión con Juan B. Justo ya queda implícita al modificar la traza de este distribuidor. Para interconectarse con el distribuidor Cofico se planifica un tramo aéreo desde un poste terminal alineación hasta un seccionador aéreo a cuchillas colocado en la SET 911 ya existente.

10.3.3.3 Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1

El nuevo distribuidor Nueva Córdoba 1 tiene la finalidad de brindar suministro a nuevos desarrollos de la ciudad de Córdoba, así como brindar una reserva en la zona Sur de Nueva Córdoba para posibles futuras demandas. Este distribuidor es en su totalidad subterráneo. En todos los tramos subterráneos de media tensión se planificó utilizar cable subterráneo cuyo conductor de Aluminio posee una sección de 300 [mm²], su aislación es de XLPE, para 13,2[kV], con una categoría I y una pantalla de cobre de 25 [mm²]. Posee una longitud de 1.145 [m].

Se planifica utilizar una celda de salida ya existente en la ET Nueva Córdoba.

Para brindar reserva a la demanda solicitada y a un posible incremento de ella se planifican 3 Cámaras subterráneas utilizando transformadores cuyas potencias van desde los 250 a los 630 [kVA].

Tabla 9 SET y edificios del Distribuidor Nueva Córdoba 1

Cámara	Transformadores	Edificios alimentados
C1NCb1	3x630 [kVA]	2
C2NCb1	1x250[kVA]	3.b
C3NCb1	1x630[kVA]+1x500[kVA]	6.a -7.c -1.a

Las nuevas cámaras subterráneas en su mayoría están conformadas por 2 celdas tipo A para realizar el anillado del distribuidor, y una celda tipo B por cada transformador usado.

La traza de baja tensión cuya longitud total de 375[m] se planifica con cables subterráneos del tipo 3x185 + 1x95 de aluminio aislados por XLPE, para 1[kV]. Para alimentar la carga 1.a fue necesario utilizar doble haz de cable para cumplir los requisitos de carga y niveles de tensión.

Se planifica interconectar este nuevo distribuidor con distribuidor **existente Brasil**, para presentar reserva a este nuevo distribuidor, esta interconexión se realiza entre la nueva cámara C3NCb1 y la cámara ya existente SET1084, para esto es necesario agregar una celda en ambas cámaras.

10.3.3.4 Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2

En el caso del nuevo distribuidor Nueva Córdoba 2, ubicado en la misma zona que el caso del distribuidor Nueva Córdoba 1, pero alimentando la zona norte del Barrio Nueva

Córdoba, es en su totalidad subterráneo. Al igual que en el caso del distribuidor descrito anteriormente, en todos los tramos subterráneos de media tensión se utilizó cable subterráneo cuyo conductor de Aluminio posee una sección de 300 [mm²], su aislación es de XLPE, para 13,2[kV], con una categoría I y una pantalla de cobre de 25 [mm²]. Su longitud es de 3.006 [m].

Para brindar reserva a la demanda solicitada y a un posible incremento de ella se planifican 5 Cámaras subterráneas utilizando transformadores cuyas potencias van desde los 315 a los 630 [kVA]

Tabla 10 SET y edificios del Distribuidor Nueva Córdoba 2

Cámara	Transformadores	Edificios alimentados
C1NCb2	1x315[kVA]+1x500[kVA]	1.b – 5.a
C2NCb2	1x315[kVA]	6.c
C3NCb2	1x500[kVA]	5.e
C4NCb2	1x315[kVA]	5.d
C5NCb2	1x630[kVA]	5.c – 6.c – 8.d

Las nuevas cámaras subterráneas en su mayoría están conformadas por 2 celdas tipo A para realizar el anillado del distribuidor, una celda tipo B por cada transformador usado.

La traza de baja tensión cuya una longitud total de 461[m] se planifica con cables subterráneos del tipo 3x185 + 1x95 de aluminio aislados por XLPE, para 1[kV]. Para alimentar las cargas 1.b y 8.d fue necesario utilizar doble haz de cable para cumplir los requisitos de carga y niveles de tensión.

Se planifica interconectar este nuevo distribuidor con los distribuidores **existentes Nueva Córdoba, Plaza España y Argenta** para presentar reserva a este nuevo distribuidor. La interconexión con el distribuidor Nueva Córdoba se realiza entre la nueva cámara C1NCb2 y la cámara ya existente SET1044, para esto es necesario agregar una celda tipo A en ambas cámaras. La interconexión con el distribuidor Plaza España se realiza entre la nueva cámara C2NCb2 y la cámara ya existente SET509, para esto es necesario agregar una celda tipo A en ambas cámaras. La interconexión con el distribuidor Argenta se realiza entre la nueva cámara C5NCb2 y la cámara ya existente SET4388, para esto también es necesario agregar una celda tipo A en ambas cámaras.

10.3.3.5 Nuevo Distribuidor Rebaje

El nuevo distribuidor Rebaje, tiene la finalidad de brindar suministro a nuevos desarrollos de la ciudad de Córdoba, así como brindar una reserva en la zona Sur de Alberdi para posibles futuras demandas.

En este caso, al no tener celdas de salida disponibles en la SEA Rebaje y por estar muy lejos las otras estaciones, se prosiguió a modificar el distribuidor San Juan, que poseía en un principio una carga mínima.

El distribuidor San Juan, posee un traza existente de MT subterránea con conductor de 3x50 Cu, aislado en XLPE para 13,2kV Categoría I, cuya longitud es de 690,1[m]. Sobre este distribuidor ya existente se encuentran la SET3875 de 315[kVA] y la SET 1648 de 500[kVA].

La nueva traza de media tensión del distribuidor es totalmente subterránea, parte de la SET3875 ya existente, agregándose una celda tipo A en ella. Se utiliza un cable unipolar subterráneo cuyo conductor de Aluminio posee una sección de 185[mm²], su aislación es de XLPE, para 13,2[kV], con una categoría I y una pantalla de cobre de 25 [mm²]. Su longitud total es de 306 [m].

En este caso, se planifica incorporar 2 cámaras subterráneas para brindar reserva a la demanda solicitada y a un posible incremento de ella. Los transformadores utilizados son:

Tabla 11 SET y edificios del Distribuidor Rebaje

Subestación	Transformadores	Edificios alimentados
T1C1Reba	1x630[kVA]	5.b – 7.a
T1C2Reba	1x500[kVA]	4 -6.d

Las nuevas cámaras subterráneas en su mayoría están conformadas por 2 celdas tipo A para realizar el anillado del distribuidor, y una celda tipo B por cada transformador usado.

La traza de baja tensión cuya una longitud total de 736 [m] se planifica con cables subterráneos del tipo 3x185 + 1x95 de aluminio aislados por XLPE, para 1[kV]. Para alimentar las cargas 7.a y 6.d fue necesario utilizar doble haz de cable para cumplir los requisitos de carga y niveles de tensión.

Se planifica interconectar este nuevo distribuidor con los distribuidores **existentes Güemes y Tribunales** para presentar reserva a este nuevo distribuidor. La interconexión con el distribuidor **Güemes** se realiza entre la nueva cámara C1Reba y la cámara ya

existente SET854, para esto es necesario agregar una celda tipo A en ambas cámaras. La interconexión con el distribuidor **Tribunales** se realiza entre la nueva cámara C2Reba y la cámara ya existente SET1297, para esto también es necesario agregar una celda tipo A en ambas cámaras.

10.3.3.6 Nuevo Distribuidor Tablada

El nuevo distribuidor Tablada, tiene la finalidad de brindar suministro a nuevos desarrollos de la ciudad de Córdoba, así como brindar una reserva en la zona norte de Alberdi para posibles futuras demandas. En este caso, la línea de media tensión del distribuidor tiene traza subterránea, traza aérea desnuda convencional y un tramo aéreo protegido compacto. En el caso en el primer tramo subterráneo de media tensión se utilizó cable unipolar subterráneo cuyo conductor de Aluminio posee una sección de 300 [mm²], su aislación es de XLPE, para 13,2 [kV], con categoría I y una malla de Cu de 25 [mm²]. Su longitud es de 1270 [m]. Este distribuidor posee otra traza subterránea de media tensión con cable unipolar subterráneo de conductor de Aluminio posee una sección de 185 [mm²], su aislación es de XLPE, para 13,2 [kV], con categoría I y una malla de Cu de 25 [mm²]. Su longitud es de 1030,3 [m].

En el caso del conductor aéreo, se utilizaron de dos tipos, por un lado se utilizó conductor desnudo unipolar de Aleación de Aluminio de sección 50 [mm²], de una longitud de 554 [m]. Por otro lado, el otro tipo de conductor aéreo utilizado es conductor protegido compacto de Aluminio de sección 3x(1x95) [mm²], para 13,2[kV]. Su longitud es de 575 [m].

En este caso, se utilizarán 4 subestaciones aéreas y una cámara subterránea para brindar reserva a la demanda solicitada y a un posible incremento de ella. Los transformadores utilizados son:

Tabla 12 SET y edificios del Distribuidor Tablada

Subestación	Transformadores	Edificios alimentados
TS1Tabl	1x250[kVA]	7.b
TS2Tabl	1x160[kVA]	7.d
TS3Tabl	1x500[kVA]	8.a
TS4Tabl	1x500[kVA]	1.c – 1.d
C1Tabl	3x630[kVA]	6.e

La nueva cámara subterránea está conformada por 2 celdas tipo A para realizar el anillado del distribuidor, y una celda tipo B por cada transformador usado.

Los tramos de baja tensión aéreos tienen conductor preensamblado de $3 \times 1 \times 50 + 1 \times 50$ [mm²] de aluminio, para 1[kV], con una longitud total de 145 [m]. Para alimentar las cargas 7.d y 1.d fue necesario utilizar doble haz de cable para cumplir los requisitos de carga y niveles de tensión.

Se planifica interconectar este nuevo distribuidor con los distribuidores **existentes Usina Mendoza, Escuela Industrial y Bajada Caseros** para presentar reserva a este nuevo distribuidor. La interconexión con el distribuidor **Usina Mendoza** se realiza adicionando a la cámara ya existente SET165 dos celdas tipo A y anillando el nuevo tramo de línea subterráneo a través de ellas. La interconexión con el distribuidor **Escuela Industrial** se realiza entre un seccionador a cuchillas ubicado en un poste terminal-alineación en la traza aérea del nuevo distribuidor y SET 1999 ya existente, mediante un tramo aéreo de 23,2[m]. La interconexión con el distribuidor **Bajada Caseros** se realiza entre una nueva SET 562 y un seccionador a cuchillas ubicado en la SET 562 ya existente, mediante un tramo aéreo de 310[m].

10.4 Análisis de Resultados

En este apartado se realiza un análisis de los resultados obtenidos a través del software PSS Sincal, al realizar la simulación del flujo de carga de los nuevos distribuidores planificados. En los títulos sucesivos no se detallan los resultados en sí, ya que estos están presentes en el anexo documental, apartado 12.2.

Se realiza un análisis y descripción técnica de los nuevos distribuidores bajo dos escenarios, uno de funcionamiento normal, y otro considerando funcionamiento en situación de contingencia (posibilidades de interconexión).

10.4.1 Funcionamiento Normal

El modelado de los nuevos distribuidores realizado en PSS Sincal, fue realimentado a partir de los resultados obtenidos en simulaciones sucesivas de flujo de carga, realizando los cambios pertinentes para lograr los niveles de tensión admisibles y disponer de la capacidad de reserva planteada anteriormente.

Algunos de los cambios que se fueron realizando para cumplir con las condiciones de diseño establecidas en el apartado 10.3 son:

- Colocar dos haces de preensamblado donde la capacidad de carga o la caída de tensión no cumplan con el requisito especificado.
- Cambiar el recorrido de las trazas de los correspondientes distribuidores para disminuir distancias.
- Cambiar transformadores a una potencia superior para que dispongan de capacidad de reserva.
- Separar alguno de los distribuidores planteados inicialmente en dos nuevos (Caso de Nueva Córdoba)

Por lo que todos los distribuidores en funcionamiento normal cumplen con las condiciones planteadas.

10.4.1.1 Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1

La barra de media tensión de la segunda subestación aérea proyectada del distribuidor Alta Córdoba 1 representada por el nodo MTS2ACb1 en el PSS Sincal, posee una caída de tensión de 13 [V], lo que representa una caída porcentual del 0,10% bastante inferior a 5%. Este es el nodo de la red de MT con mayor caída de tensión de este distribuidor, por lo que se cumple en él con el criterio de caída de tensión.

El suministro de la carga 3.a que se alimenta de la SET S1ACb1, en un principio no cumplía con el requisito de caída de tensión inferior a 5%, por lo que se decidió, para esta carga, utilizar doble haz de conductor preensamblado. Con este doble haz, el valor porcentual de capacidad utilizada de carga del conductor queda en 19,32%, y el valor de caída de tensión es de 3,74 %, valor que se encuentra por debajo del 5% estipulado como límite admisible de caída de tensión.

El tramo de línea LMT1ACb1 en MT que nace en la SEA Alta Córdoba es el tramo de media tensión subterráneo más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 85,62% muy superior a la requerida, por lo tanto cumple con creces su función. Se podría utilizar una sección de conductor más pequeña pero este ya es existente y además la sección de 185[mm²] es la mínima que se recomienda para la salida de una SEA.

El tramo de línea LMT4ACb1 en MT que nace en la SEA Alta Córdoba es el tramo de media tensión aéreo más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 90,63 % muy superior a la requerida, por

lo tanto cumple con creces su función. Se podría utilizar una sección de conductor más pequeña pero se encuentra especificado en la ET1002 de EPEC que los conductores desnudos de aleación de aluminio deben tener como mínimo 50 mm^2 , por lo que se deja esta sección.

Los tramos de red de BT, LBT1ACb1 y LBT2ACb1 que alimentan las cargas 9.c y 9.a respectivamente poseen doble haz de preensamblado para brindar una reserva mayor a 30% en ambos. El tramo LBT3ACb1 que alimenta la carga 3.a tiene dos haces para que verifique la caída de tensión, y no tiene problema de carga, ya que con un solo haz ya poseía la reserva suficiente.

El transformador de la nueva subestación S1ACb1 con una potencia de 315 [kVA] de donde se alimentan las cargas 3.a, 9.a y 9.c tiene una reserva de 30,63 % cumpliendo con la reserva planteada como mínima, este es de los dos transformadores planteados, el que se encuentra más solicitado.

10.4.1.2 Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2

La barra de media tensión de la tercera subestación aérea proyectada del distribuidor Alta Córdoba 2 representada por el nodo MTS3ACb2 en el PSS Sincal, posee una caída de tensión de 54 [V], lo que representa una caída porcentual del 0,41% bastante inferior a 5%. Este es el nodo de la red de MT con mayor caída de tensión de este distribuidor, por lo que se cumple en él con el criterio de caída de tensión.

El suministro de la carga 8.b que se alimenta de la SET S2ACB2, en un principio no cumplía con el requisito de caída de tensión inferior a 5%, por lo que se decidió, para esta carga, utilizar doble haz de conductor preensamblado. Con este doble haz, el valor porcentual de capacidad utilizada de carga del conductor queda en 47,134 %, y el valor de caída de tensión es de 4,20 %, valor que se encuentra por debajo del 5% estipulado como límite admisible de caída de tensión.

El tramo de línea LMT1ACb2 en MT que nace en la SEA Alta Córdoba es el tramo de media tensión subterráneo más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 76,27 % muy superior a la requerida, por lo tanto cumple con creces su función. Se podría utilizar una sección de conductor más pequeña pero la sección de $185 \text{ [mm}^2\text{]}$ es la mínima que se recomienda para la salida desde una SEA.

El tramo de línea LMT5ACb1 es el tramo de media tensión aéreo más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 84,92 % muy superior a la requerida, por lo tanto cumple con creces su función. Se podría utilizar una sección de conductor más pequeña pero se encuentra especificado en la ET1002 de EPEC que los conductores desnudos de aleación de aluminio deben tener como mínimo 50 mm², por lo que se deja esta sección.

Los tramos de red de BT, LBT1ACb2 y LBT2ACb2 que alimentan las cargas 8.b y 8.c respectivamente poseen doble haz de preensamblado para brindar una reserva mayor a 30% en ambos.

El transformador de la nueva subestación S2ACb2 con una potencia de 500 [kVA] de donde se alimentan las cargas 8.b y 8.c tiene una reserva de 42,86 % cumpliendo con la reserva planteada como mínima, este es de los tres transformadores planteados, el que se encuentra más solicitado.

10.4.1.3 Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1

La barra de media tensión de la tercera cámara subterránea proyectada en el distribuidor Nueva Córdoba 1 representada por el nodo MTC3NCb1 en el PSS Sincal, posee una caída de tensión de 17 [V], lo que representa una caída porcentual del 0,13%, valor muy inferior a 5%. Este es el nodo de la red de MT con mayor caída de tensión de este distribuidor, por lo que se cumple en él, el criterio de caída de tensión.

El suministro de la carga 1.a que se alimenta del transformador de la cámara C3NCB1, en un principio, con simple haz no cumplía con los requisitos de capacidad de reserva, ni tampoco con el criterio de caída de tensión. Se decidió entonces, colocar para esta carga, doble haz de conductor 3x185+1x95 Al 1kV aislado en XLPE. Con este doble haz, el valor porcentual de capacidad utilizada de carga del conductor queda en 37,94 %, y el valor de caída de tensión es de 2,84 %, valor que se encuentra por debajo del 5% estipulado como límite admisible de caída de tensión.

El suministro de la carga 7.c utiliza un conductor de simple haz de 3x185+1x95 Al 1kV aislado en XLPE, con el cual, tiene una capacidad utilizada de carga de 37,36 %, dejando una reserva de 62,64 %, valor que es aceptable según los criterios requeridos. Por otro lado, el valor de caída de tensión en la carga es de 1,41 %, valor inferior al 5 % establecido como límite de caída de tensión.

El tramo de línea LMT1NCb1 en MT que nace en la Estación Nueva Córdoba es el tramo de media tensión subterráneo más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 68,98 % muy superior a la requerida, por lo tanto cumple con creces su función. Se podría utilizar una sección de conductor más pequeña, pero la sección de 300 [mm²] es la mínima que se recomienda para la salida de una Estación principal.

El transformador de la nueva cámara 3, T1C3NCb1 con una potencia de 630 [kVA] de donde se alimenta la carga 6.a tiene una reserva de 39,35 % cumpliendo con la reserva planteada como mínima. Este es de todos los transformadores planteados para este distribuidor, el que se encuentra más solicitado, por lo tanto, los demás transformadores cumplirán con la reserva.

10.4.1.4 Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2

La barra de media tensión de la quinta cámara subterránea proyectada en el distribuidor Nueva Córdoba 2 representada por el nodo MTC5NCb2 en el PSS Sincal, posee una caída de tensión de 21 [V], lo que representa una caída porcentual del 0,16 %, valor inferior a 5%. Este es el nodo de la red de MT con mayor caída de tensión de este distribuidor, por lo que se cumple en él con el criterio de caída de tensión.

El suministro de la carga 5.c que se alimenta del transformador de la cámara C5NCB2, con simple haz cumple con los requisitos de capacidad de reserva, y con el criterio de caída de tensión. Quedando con una capacidad utilizada de carga de 52,595 % y una caída de tensión porcentual de 3,43 %.

En cambio, en el caso de la carga 8.d, alimentada desde el mismo transformador, es necesario colocarle doble haz de conductor 3x185+1x95 de Aluminio, aislación XLPE para 1 [kV], para cumplir con los criterios enunciados anteriormente.

En el caso del suministro 1.b, alimentado por el transformador 1 de la cámara subterránea 1 (T1C1NCb2) no cumplía con los requisitos planteados, por lo que se decidió utilizar doble haz.

El tramo de línea LMT1NCb2 en MT que nace en la Estación Nueva Córdoba es el tramo de media tensión subterráneo más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 81,40 % muy superior a la requerida, por lo tanto cumple con creces su función, se podría utilizar una sección de

conductor más pequeña, pero la sección de 300 [mm²] es la mínima que se recomienda para la salida de una Estación principal.

El transformador de la nueva cámara 1 T2C1NCb2 con una potencia de 500 [kVA] de donde se alimenta la carga 5.a tiene una reserva de 31,48 % cumpliendo con la reserva planteada como mínima. Este es de todos los transformadores planteados para este distribuidor, el que se encuentra más solicitado, por lo tanto, los demás transformadores cumplirán con la reserva.

10.4.1.5 Nuevo Distribuidor Rebaje

La barra de media tensión de la segunda cámara subterránea proyectada en el distribuidor Rebaje representada por el nodo MTC2Reba en el PSS Sincal, posee una caída de tensión de 21 [V], lo que representa una caída porcentual del 0,16 %, valor muy inferior a 5%. Este es el nodo de la red de MT con mayor caída de tensión de este distribuidor, por lo que se cumple en él, el criterio de caída de tensión.

El suministro de la carga 6.d que se alimenta del transformador de la cámara C2Reba, en un principio, con simple haz no cumplía con los requisitos de capacidad de reserva, ni tampoco con el criterio de caída de tensión. Se decidió entonces, colocar para esta carga, doble haz de conductor 3x185+1x95 Al 1kV aislado en XLPE. Con este doble haz, el valor porcentual de capacidad utilizada de carga del conductor queda en 25,35 %, y el valor de caída de tensión es de 2,88 %, valor que se encuentra por debajo del 5% estipulado como límite admisible de caída de tensión.

El suministro de la carga 7.a que se alimenta del transformador de la cámara C1Reba, también deberá utilizar conductor de doble haz de 3x185+1x95 Al 1kV aislado en XLPE. En esta condición, tiene una capacidad utilizada de carga de 41,15 %, dejando una reserva de 58,85 %. Por otro lado, el valor de caída de tensión en la carga es de 2,49 %, valor inferior al 5 % establecido como límite de caída de tensión. El resto de las cargas cumple con los requisitos antes mencionados.

El tramo de línea LMT1Reba en MT que nace en la SEA Rebaje es el tramo de media tensión subterráneo más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 63,59 % muy superior a la requerida, por lo tanto cumple con creces su función. Se podría utilizar una sección de conductor más pequeña, pero este cable ya es existente del distribuidor San Juan.

El transformador de la nueva cámara 1 T1C1Reba con una potencia de 630 [kVA] de donde se alimentan las cargas 7.a y 5.b tiene una reserva de 30,80 %, valor aceptable con respecto a la requerida. Al ser este el más cargado de todos los transformadores planteados para este distribuidor, verificará que el otro transformador de este cumple con la reserva.

10.4.1.6 Nuevo Distribuidor Tablada

La barra de media tensión de la cuarta subestación aérea proyectada en el distribuidor Tablada representada por el nodo MTS4Tabl en el PSS Sincal, posee una caída de tensión de 102 [V], lo que representa una caída porcentual del 0,77 %, valor muy inferior a 5%. Este es el nodo de la red de MT con mayor caída de tensión de este distribuidor, por lo que se cumple en él con el criterio de caída de tensión.

El suministro de la carga 1.d que se alimenta de la subestación S4Tabl, en un principio, con simple haz no cumplía con los requisitos de capacidad de reserva, ni tampoco con el criterio de caída de tensión. Se decidió entonces, colocar para esta carga, doble haz de conductor preensamblado. Con este doble haz, el valor porcentual de capacidad utilizada de carga del conductor queda en 51,36 %, y el valor de caída de tensión es de 2,98 %, valor que se encuentra por debajo del 5% estipulado como límite admisible de caída de tensión. El resto de las cargas cumple con los requisitos antes mencionados.

El tramo de línea LMT1Tabl en MT que nace en la Estación Tablada es el tramo de media tensión subterráneo más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 70,62 % muy superior a la requerida, por lo tanto cumple con creces su función. Se podría utilizar una sección de conductor más pequeña, pero la sección de 300 [mm²] es la mínima que se recomienda para la salida de una Estación principal.

El tramo de línea LMT3Tabl en MT que nace en la Estación Tablada es el tramo de media tensión aéreo compacto más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 73,56 % muy superior a la requerida, por lo tanto cumple con creces su función.

El tramo de línea LM11Tabl en MT que nace en la Estación Tablada es el tramo de media tensión aéreo más solicitado en lo que se refiere a nivel de carga, se puede ver en el reporte correspondiente que posee una reserva de 94,61 % muy superior a la requerida, por lo tanto cumple con creces su función.

Los tramos de red de BT, LBT1Tabl y LBT2Tabl que alimentan las cargas 1.d y 7.d respectivamente poseen doble haz de preensamblado para disponer de una reserva mayor a 30% en ambos.

Los 3 transformadores de la nueva cámara C1Tabl con una potencia de 630 [kVA] c/u, de donde se alimenta la carga 6.e tiene una reserva de 24,81 %, que si bien no cumple con el nivel de reserva planteada como mínimo, no se justificaría utilizar uno de mayor potencia por la poca diferencia entre la reserva real entregada por el reporte, y la establecida como límite. Al ser estos los más solicitados de todos los transformadores planteados para este distribuidor, verificará que el resto de los transformadores de este distribuidor cumplen con la reserva.

10.4.2 Posibilidad de reserva de Interconexión

En este aparatado se plantea el caso de que por algún motivo alguno de los nuevos distribuidores no pueda ser alimentado de manera normal, ya sea por la existencia de alguna contingencia, por algún desperfecto en su levantada o por algún mantenimiento programado. Se analiza el comportamiento de los parámetros eléctricos del propio distribuidor si se alimenta a través de alguno de los distribuidores ya existentes con los que esta interconectado.

En este caso considerando que es una situación de funcionamiento inusual y suponiendo que esta no se extenderá en el tiempo, se permitirá que los elementos posean un porcentaje de carga de hasta 100%. En lo referido a la caída de tensión, el límite establecido del 5% será respetado para que el funcionamiento en el punto de alimentación sea normal, teniendo en cuenta lo que especifican las Normas de Calidad del Servicio estipuladas por el ERSEP, que en los suministros de baja tensión se tolera una variación porcentual del nivel de tensión de $\pm 8\%$ del valor nominal.

A continuación se analizara cada distribuidor planificado con sus correspondientes interconexiones.

10.4.2.1 Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1

Al no poder alimentar el nuevo distribuidor **Alta Córdoba 1** de manera habitual, se analiza que sucede con los parámetros eléctricos del mismo (Niveles de tensión y carga) cuando se alimenta desde alguno de los distribuidores ya existentes con los que se planifica se interconecte, Juan B. Justo o Atenas. Ambos distribuidores se alimentan desde la SEA Alta Córdoba, al igual que el nuevo distribuidor planificado, pero de barras distintas, es decir

el nuevo distribuidor se alimentara de la barra 1 y los otros dos ya existentes se alimentan desde la barra número 2.

Entonces si por algún motivo la barra 1 sale de servicio, la levantada de Alta Córdoba 1 falle, se le realice mantenimiento a las protecciones de este o algún otro motivo que imposibilite la alimentación normal del mismo, se lo puede alimentar a través de cualquiera de los distribuidores existentes antes mencionados.

10.4.2.1.1 Interconexión con distribuidor Juan B. Justo

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Juan B. Justo desde la SEA Alta Córdoba queda solicitado en un 112,19 % de su carga admisible máxima, por lo que no se verifica la ausencia de sobrecargas al alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Juan B. Justo. En este caso, por lo antes mencionado al realizar esta maniobra se debería conocer el estado de carga del distribuidor Juan B. Justo, ya que el análisis que se realiza en este trabajo es considerando la carga máxima registrada en este (en época invernal este distribuidor se encuentra al 70%). Se podría dar el caso de que sea un día que el mismo se encuentre con un nivel de carga bajo y permita la alimentación del distribuidor Alta Córdoba 1 a través de su interconexión.

Otra posibilidad es la de realizar una interconexión parcial, es decir no alimentar la totalidad del distribuidor Alta Córdoba 1 desde Juan B. Justo, realizando aperturas y cierres estratégicos de seccionadores del nuevo distribuidor. En este caso de interconexión parcial y considerando los distribuidores existentes con su carga máxima registrada, el distribuidor Atenas podría tomar la subestación S2ACb1, no sufriendo sobrecargas y el distribuidor Juan B. Justo tomar el resto de las cargas, quedando cargado en 108,55 %, valor inferior al antes mencionado.

En el caso de alimentar desde el distribuidor Juan B Justo las cargas del nuevo distribuidor planificado se puede ver en el reporte que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de esta interconexión, que no existen inconvenientes respecto a sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos, pero sí de caída de tensión en algunos de los nodos de baja tensión del distribuidor planificado. En este caso según las Normas de Calidad del Servicio estipuladas por el ERSEP, en los suministros de baja tensión se tolera una variación porcentual del nivel de tensión de $\pm 8\%$ del valor nominal, por lo que considerando que la caída de tensión en el suministro de la carga 3.a es de 7,13 %, será aceptable en el periodo de tiempo que dure esta condición inusual de servicio.

10.4.2.1.1 Interconexión con distribuidor Atenas

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Atenas desde la SEA Alta Córdoba queda solicitado en un 66,05 % de su carga admisible máxima, por lo que se verifica que no existe ningún inconveniente por sobrecargas para alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Atenas. Viéndose en el reporte, que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de esta interconexión, que no existen inconvenientes de caída de tensión en los nodos del distribuidor planificado, ni sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos.

10.4.2.2 Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2

Al no poder alimentar el nuevo distribuidor **Alta Córdoba 2** de manera habitual, se analiza que sucede con los parámetros eléctricos del mismo (Niveles de tensión y carga) cuando se alimenta desde alguno de los distribuidores ya existentes con los que se planifica se interconecte, Juan B. Justo o Cofico. El distribuidor Juan B. Justo se alimenta desde la SEA Alta Córdoba, al igual que el nuevo distribuidor planificado, pero de barras distintas, es decir el nuevo distribuidor se alimentara de la barra 1 y el distribuidor Juan B. Justo se alimenta desde la barra número 2. En cambio, el distribuidor Cofico se alimenta desde la SEA Tablada. Entonces se puede alimentar este nuevo distribuidor a través de uno u otro de los distribuidores existentes antes mencionados, según el motivo que imposibilite la alimentación normal, ya sea que por algún motivo la barra 1 de la SEA Alta Córdoba o la SEA completa salen de servicio, la levantada de Alta Córdoba 2 falle, se le realice mantenimiento a las protecciones de este o algún otro motivo que imposibilite la alimentación normal del mismo.

10.4.2.2.1 Interconexión con distribuidor Juan B. Justo

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Juan B. Justo desde la SEA Alta Córdoba queda solicitado en un 129,17 % de su carga admisible máxima, por lo que no se verifica la ausencia de sobrecargas al alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Juan B. Justo. En este caso, por lo antes mencionado al realizar esta maniobra se debería conocer el estado de carga del distribuidor Juan B. Justo, ya que el análisis que se realiza en este trabajo es considerando la carga máxima registrada en este distribuidor, podría darse el caso de que sea un día que el mismo se encuentre con un nivel de carga bajo y permita la alimentación del distribuidor Alta Córdoba 2 a través de su interconexión. Otra posibilidad es la de realizar una interconexión parcial, es decir no alimentar la totalidad del distribuidor Alta Córdoba 2 desde

Juan B. Justo, realizando aperturas y cierres estratégicos de seccionadores del nuevo distribuidor.

En el caso de alimentar desde el distribuidor Juan B Justo las cargas del nuevo distribuidor planificado se puede ver en el reporte que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de esta interconexión, que no existen inconvenientes respecto a sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos, pero sí de caída de tensión en algunos de los nodos de baja tensión del distribuidor planificado. En este caso según las Normas de Calidad del Servicio estipuladas por el ERSEP, en los suministros de baja tensión se tolera una variación porcentual del nivel de tensión de $\pm 8\%$ del valor nominal, por lo que considerando que la caída de tensión en los suministros de las cargas 8.b y 8.c, de 6,78 % y 6,28 % respectivamente, serán aceptables en el periodo de tiempo que dure esta condición inusual de servicio.

10.4.2.2.1 Interconexión con distribuidor Cofico

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Cofico desde la SEA Tablada queda solicitado en un 116,47 % de su carga admisible máxima, por lo que no se verifica la ausencia de sobrecargas al alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Cofico. En este caso, por lo antes mencionado al realizar esta maniobra se debería conocer el estado de carga del distribuidor Cofico, ya que el análisis que se realiza en este trabajo es considerando la carga máxima registrada en este distribuidor, podría darse el caso de que sea un día que el mismo se encuentre con un nivel de carga bajo y permita la alimentación del distribuidor Alta Córdoba 2 a través de su interconexión. Otra posibilidad es la de realizar una interconexión parcial, es decir no alimentar la totalidad del distribuidor Alta Córdoba 2 desde Cofico, realizando aperturas y cierres estratégicos de seccionadores del nuevo distribuidor.

En el caso de alimentar desde el distribuidor Cofico las cargas del nuevo distribuidor planificado, se puede ver en el reporte que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de esta interconexión, que tiene las mismas características que en el caso de la interconexión con el distribuidor Juan B. Justo.

10.4.2.2.1 Interconexión con los distribuidores Juan B. Justo y Cofico

En este caso de interconexión parcial de ambos distribuidores, y considerando que los existentes están exigidos con su carga máxima registrada, el distribuidor Cofico podría tomar hasta la subestación S2ACb2, quedando su tramo de MT más exigido en un 99,87%, y el distribuidor Juan B. Justo tomaría el resto de las cargas, quedando cargado en 114,62 %,

valor inferior al antes mencionado, pero aun superior al 100%, por lo que se puede llegar a la conclusión que no es posible un día de máxima demanda alimentar el fragmento del nuevo distribuidor alta Córdoba 2 que se debería alimentar desde Juan B. Justo, por lo que queda a disposición realizar la interconexión cuando las condiciones sean propicias.

10.4.2.3 Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1

Al no poder alimentar el nuevo distribuidor **Nueva Córdoba 1** de manera habitual, se analiza que sucede con los parámetros eléctricos del mismo (Niveles de tensión y carga) cuando se alimenta desde el distribuidor ya existente Brasil. Estos dos distribuidores se alimentan desde la ET Nueva Córdoba, pero de barras distintas, es decir el distribuidor Brasil se alimenta de la barra 1 y Nueva Córdoba 1 de la barra 2. Entonces si por algún motivo la barra 2 sale de servicio, la levantada de Nueva Córdoba 1 falle, se le realice mantenimiento a las protecciones de este o algún otro motivo que imposibilite la alimentación normal del mismo, se lo puede alimentar a través del distribuidor Brasil.

10.4.2.3.1 Interconexión con distribuidor Brasil

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Brasil desde la ET Nueva Córdoba queda solicitado a un 63% de su carga admisible máxima, por lo que se verifica que no existe ningún inconveniente por sobrecargas para alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Brasil. Viéndose en el reporte, que entrega los resultados del análisis de flujo de carga del nuevo distribuidor Nueva Córdoba 1 cuando se alimenta a través del distribuidor Brasil, que no existen inconvenientes de caída de tensión en los nodos del distribuidor planificado, ni sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos.

10.4.2.4 Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2

Al no poder alimentar el nuevo distribuidor **Nueva Córdoba 2** de manera habitual, se analiza que sucede con los parámetros eléctricos del mismo (Niveles de tensión y carga) cuando se alimenta desde alguno de los distribuidores ya existentes con los que se planifica se interconecte, Nueva Córdoba, Plaza España o Argenta. Nueva Córdoba y Plaza España se alimentan desde la ET Nueva Córdoba, al igual que el nuevo distribuidor planificado, pero de barras distintas, es decir el nuevo distribuidor se alimentara de la barra 1 y los otros dos ya existentes se alimentan desde la barra número 2. Entonces si por algún motivo la barra 1 sale de servicio, la levantada de Nueva Córdoba 2 falle, se le realice mantenimiento a las protecciones de este o algún otro motivo que imposibilite la alimentación normal del mismo, se lo puede alimentar a través de cualquiera de los distribuidores existentes antes

mencionados. El distribuidor Argenta sale de la SEA 25 de Mayo, por lo que si por alguno de los motivos anteriores que imposibiliten el funcionamiento normal del nuevo distribuidor o por que la ET Nueva Córdoba entera salga fuera de servicio, el nuevo distribuidor Nueva Córdoba 2 no sufriría una interrupción de larga duración, ya que su interconexión con Argenta le permitiría permanecer tensionado.

10.4.2.4.1 Interconexión con distribuidor Nueva Córdoba

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Nueva Córdoba desde la ET Nueva Córdoba queda solicitado en un 46,85 % de su carga admisible máxima, por lo que se verifica que no existe ningún inconveniente por sobrecargas para alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Nueva Córdoba. Viéndose en el reporte, que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de esta interconexión, que no existen inconvenientes de caída de tensión en los nodos del distribuidor planificado, ni sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos.

10.4.2.4.1 Interconexión con distribuidor Plaza España

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Plaza España desde la ET Nueva Córdoba queda solicitado en un 47,18 % de su carga admisible máxima, por lo que se verifica que no existe ningún inconveniente por sobrecargas para alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Plaza España. Viéndose en el reporte, que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de esta interconexión, que no existen inconvenientes de caída de tensión en los nodos del distribuidor planificado, ni sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos.

10.4.2.4.2 Interconexión con distribuidor Argenta

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Argenta desde la SEA 25 de Mayo queda solicitado en un 78,98 % de su carga admisible máxima, por lo que se verifica que no existe ningún inconveniente por sobrecargas para alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Argenta. Viéndose en el reporte, que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de esta interconexión, que no existen inconvenientes de caída de tensión en los nodos del distribuidor planificado, ni sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos.

10.4.2.5 Nuevo Distribuidor Rebaje

Al no poder alimentar el nuevo distribuidor **Rebaje** de manera habitual, se analiza que sucede con los parámetros eléctricos del mismo (Niveles de tensión y carga) cuando se alimenta desde alguno de los distribuidores ya existentes con los que se planifica se interconecte, Güemes o Tribunales. Tanto el distribuidor Güemes, como Tribunales se alimentan desde la SEA Rebaje, al igual que el nuevo distribuidor planificado. En este caso, el distribuidor Tribunales se alimenta de la misma barra que en el caso del nuevo distribuidor Rebaje planificado. En el caso del otro distribuidor de interconexión, Güemes, este se conecta de una barra diferente a los otros dos distribuidores mencionados. Entonces si por algún motivo, la levantada del distribuidor Rebaje falle, se le realice mantenimiento a las protecciones de este o algún otro motivo que imposibilite la alimentación normal del mismo, se lo puede alimentar a través de cualquiera de los distribuidores existentes antes mencionados. En el caso que la falla se produzca en la barra del distribuidor nuevo, el distribuidor Tribunales también saldría de servicio, por lo que solamente el distribuidor Güemes estaría disponible para alimentar las cargas del nuevo distribuidor Rebaje.

10.4.2.5.1 Interconexión con distribuidor Güemes

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Güemes desde la SEA Rebaje queda solicitado en un 70,42 % de su carga admisible máxima, por lo que se verifica que no existe ningún inconveniente por sobrecargas para alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Güemes. Viéndose en el reporte, que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de esta interconexión, que no existen inconvenientes de caída de tensión en los nodos del distribuidor planificado, ni sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos.

10.4.2.5.2 Interconexión con distribuidor Tribunales

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Tribunales desde la SEA Rebaje queda solicitado en un 75,16 % de su carga admisible máxima, por lo que se verifica que no existe ningún inconveniente por sobrecargas para alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Tribunales. Viéndose en el reporte, que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de esta interconexión, que no existen inconvenientes de caída de tensión en los nodos del distribuidor planificado, ni sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos.

10.4.2.6 Nuevo Distribuidor Tablada

Al no poder alimentar el nuevo distribuidor **Tablada** de manera habitual (barra 2 de la Estación Tablada), se analiza que sucede con los parámetros eléctricos del mismo (Niveles de tensión y carga) cuando se alimenta desde alguno de los distribuidores ya existentes con los que se planifica se interconecte, Bajada Caseros, Escuela Industrial o Usina Mendoza. El distribuidor Escuela Industrial se alimenta desde la SEA Rebaje. En cambio, los distribuidores Bajada Caseros y Usina Mendoza se alimentan desde la SEA Oeste. Entonces si por algún motivo la barra 2 o la Estación Tablada salen de servicio, la levantada del distribuidor Tablada falle, se le realice mantenimiento a las protecciones de este o algún otro motivo que imposibilite la alimentación normal del mismo, se lo puede alimentar a través de alguno de los distribuidores existentes antes mencionados, según el motivo que imposibilite la alimentación normal.

10.4.2.6.1 Interconexión con distribuidor Bajada Caseros

En el día de máxima carga de Bajada Caseros en el 2015, el tramo de MT, que representa la salida de la SEA Oeste estuvo sometido a 145,58 % de su carga admisible, por lo que desde este punto de partida se puede apreciar la imposibilidad en un día de solicitudes máximas, que Bajada Caseros sea reserva del nuevo distribuidor Tablada. Realizando la prueba de que sucede al alimentar el nuevo distribuidor desde Bajada Caseros este tramo de MT, queda solicitado en un 231,3% de su carga admisible máxima, por lo que no se verifica la ausencia de sobrecargas al alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Bajada Caseros. En este caso, por lo antes mencionado al realizar esta maniobra se debería conocer el estado de carga del distribuidor Bajada Caseros, ya que el análisis que se realiza en este trabajo es considerando la carga máxima registrada en este distribuidor, podría darse el caso de que sea un día que el mismo se encuentre con un nivel de carga bajo y permita la alimentación del distribuidor Tablada a través de su interconexión. Otra posibilidad es la de realizar una interconexión parcial, es decir no alimentar la totalidad del nuevo distribuidor Tablada desde Bajada Caseros, realizando aperturas y cierres estratégicos de seccionadores del nuevo distribuidor.

10.4.2.6.1 Interconexión con distribuidor Escuela Industrial

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Escuela Industrial desde la SEA Rebaje queda solicitado en un 134,84% de su carga admisible máxima, por lo que no se verifica la ausencia de sobrecargas al alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Escuela Industrial. En este caso, por lo antes mencionado al realizar esta maniobra se debería conocer el estado de carga del

distribuidor Escuela Industrial, ya que el análisis que se realiza en este trabajo es considerando la carga máxima registrada en este distribuidor, podría darse el caso de que sea un día que el mismo se encuentre con un nivel de carga bajo y permita la alimentación del distribuidor Tablada a través de su interconexión. Otra posibilidad es la de realizar una interconexión parcial, es decir no alimentar la totalidad del distribuidor Tablada desde Escuela Industrial, realizando aperturas y cierres estratégicos de seccionadores del nuevo distribuidor.

10.4.2.6.2 Interconexión con distribuidor Usina Mendoza

En este caso el tramo de MT, que representa la levantada del distribuidor Usina Mendoza desde la SEA Oeste queda solicitado en un 159,16 % de su carga admisible máxima, por lo que no se verifica la ausencia de sobrecargas al alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión con el distribuidor Usina Mendoza. En este caso, por lo antes mencionado al realizar esta maniobra se debería conocer el estado de carga del distribuidor Usina Mendoza, ya que el análisis que se realiza en este trabajo es considerando la carga máxima registrada en este distribuidor, podría darse el caso de que sea un día que el mismo se encuentre con un nivel de carga bajo y permita la alimentación del distribuidor Tablada a través de su interconexión. Otra posibilidad es la de realizar una interconexión parcial, es decir no alimentar la totalidad del distribuidor Tablada desde Usina Mendoza, realizando aperturas y cierres estratégicos de seccionadores del nuevo distribuidor.

10.4.2.6.3 Interconexión parcial con los distribuidores Escuela Industrial y Usina Mendoza.

Analizando distintas variantes de interconexión parcial, se llegó a la conclusión de que no se puede usar el distribuidor Bajada Caseros para realizar ningún tipo de reserva al nuevo distribuidor Tablada.

Los otros dos distribuidores existentes que presentan por su proximidad la posibilidad de interconexión con el nuevo distribuidor, solo podrán brindar una interconexión parcial si se deja sin suministro durante esta contingencia a la carga 6.e Torres del Río.

Realizando la interconexión parcial antes mencionada, a través del distribuidor Escuela Industrial, el tramo de MT, que representa la levantada de este distribuidor desde la SEA Rebaje queda solicitado en un 99,75 % de su carga admisible máxima, por lo que se verifica la ausencia de sobrecargas al alimentar el nuevo distribuidor desde su interconexión.

Otra posibilidad es alimentar la subestación S1Tabl desde el distribuidor Usina Mendoza y el resto, menos Torres del Río desde el distribuidor Escuela Industrial. En este



caso de interconexión parcial de ambos distribuidores, y considerando que los existentes están exigidos con su carga máxima registrada, el distribuidor Escuela Industrial, queda sometido en su tramo de MT más exigido en un 93,80 %, y el distribuidor Usina Mendoza quedaría cargado en 93,04%.

Viéndose en el reporte, que entrega los resultados del análisis de flujo de carga de estas interconexiones, que no existen inconvenientes respecto a sobrecargas en los elementos del mismo según los criterios establecidos, pero sí de caída de tensión en algunos de los nodos de baja tensión y media tensión del distribuidor planificado.

En este caso según las Normas de Calidad del Servicio estipuladas por el ERSEP, en los suministros de baja tensión se tolera una variación porcentual del nivel de tensión de $\pm 8\%$ del valor nominal, por lo que considerando que la caída de tensión inferior en todos los puntos al 8%, será aceptable en el periodo de tiempo que dure esta condición inusual de servicio.

10.5 Cómputo y presupuesto final

En el apartado anterior se especificaron los materiales necesarios para cada nuevo distribuidor. Entonces, con estos datos obtenidos anteriormente, y utilizando los valores de costos obtenidos a través de la EPEC, a continuación se mostrarán los presupuestos de cada nuevo distribuidor, en formato de tablas correspondientes a cada uno, en las que se especifican las cantidades y costos necesarios para la construcción de los nuevos distribuidores.

En el título anterior se realizó una breve descripción de la conformación de las nuevas trazas y se expresó en forma general los materiales a utilizar en cada uno de los nuevos distribuidores planteados. Si bien el fin de este trabajo no es la realización de un análisis económico, se realizará una breve mención de los costos que se manejarían a nivel profesional.

Se tuvieron en cuenta para los presupuestos, las subestaciones utilizadas. En el caso de las aéreas, la postación necesaria y el transformador correspondiente. En el caso de las cámaras subterráneas, se tuvo en consideración el valor de construcción de la misma, y el/los transformadores presentes en ella.

En el caso de los conductores, se diferenciaron los tipos de cables utilizados (estándares de EPEC) si son aéreos o subterráneos, y si son para baja tensión o para media tensión.

En el caso de media tensión, se utilizaron cables para 13,2 [kV]. Para las trazas subterráneas se utilizaron conductores de 3x(1x300) Al XLPE y de 3x(1x185) Al XLPE. Entre los conductores aéreos, se destacan los siguientes tipos utilizados: 3x(1x95) Al Compacto, para la zona con mucha vegetación (en el caso del nuevo distribuidor Tablada, que va por la orilla del río) y en los otros casos, se utilizó 3x(1x50) AlAl.

Entre los conductores de baja tensión utilizados, se destaca que son cables para 1,1 [kV]. Como conductor para casos subterráneos se consideró el 3x185+1x95 Al y para los aéreos, el conductor elegido fue uno preensamblado de 3x(1x50)+1x50 Al.



Todos los valores de costos utilizados como así también los conceptos analizados en cada tipo de elemento considerado en cada distribuidor se realizaron a través de tres planillas proporcionadas por EPEC utilizadas para realizar presupuestos.

A continuación se presenta el resumen de los costos obtenidos para cada nuevo distribuidor:

10.5.1 Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1

Tabla 13 Presupuesto Alta Córdoba 1

Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Alta Córdoba 1"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
SET Aérea	Cantidad	Potencia instalada[kVA]	Costo
Subtotal	2	565,00	\$ 536.694
Nuevas trazas			
Media Tensión	Aéreo	Conductor: 3x(1x50) AIAI 13,2kV	
Ítem	Detalle		Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)	Longitud: 805,6 [m]		\$ 846.223
Baja Tensión	Aéreo	Conductor: Preens. 3x(1x50)+1x50 AI 1,1kV	
Ítem	Detalle		Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)	Longitud: 488,5 [m]		\$ 552.115
TOTAL			\$ 1.935.032

10.5.2 Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2

Tabla 14 Presupuesto Alta Córdoba 2

Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Alta Córdoba 2"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
SET Aérea	Cantidad	Potencia instalada[kVA]	Costo
Total	3	1250,00	\$ 833.191
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Ítem	Detalle		Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)	Longitud: 167,1 [m]		\$ 481.372
Media Tensión	Aéreo	Conductor: 3x(1x50) AlAl 13,2kV	
Ítem	Detalle		Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)	Longitud: 1397,8 [m]		\$ 1.115.554
Baja Tensión	Aéreo	Conductor: Preens. 3x(1x50)+1x50 Al 1,1kV	
Ítem	Detalle		Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)	Longitud: 369,4 [m]		\$ 350.660
TOTAL			\$ 2.780.777

10.5.3 Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1

Tabla 15 Presupuesto Nueva Córdoba 1

Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Nueva Córdoba 1"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
Cámaras	Cantidad	Potencia instalada[kVA]	Costo
Total	3	3270	\$ 1.954.568
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Ítem		Detalle	Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 1144,7 [m]	\$ 6.082.994
Baja Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x185+1x95 Al 1,1kV	
Ítem		Detalle	Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 376,4 [m]	\$ 464.859
TOTAL			\$ 8.502.421

10.5.4 Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2

Tabla 16 Presupuesto Nueva Córdoba 2

Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Nueva Córdoba 2"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
Cámaras	Cantidad	Potencia instalada[kVA]	Costo
Total	5	2575	\$ 2.678.604
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Ítem		Detalle	Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 3005,8 [m]	\$ 9.973.035
Baja Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x185+1x95 Al 1,1kV	
Ítem		Detalle	Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 460,7 [m]	\$ 648.974
TOTAL			\$ 13.300.614

10.5.5 Nuevo Distribuidor Rebaje

Tabla 17 Presupuesto Rebaje

Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Rebaje"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
Cámaras	Cantidad	Potencia instalada[kVA]	Precio
Total	2	1130	\$ 1.069.217
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Ítem	Detalle		Precio
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)	Longitud: 305,6 [m]		\$ 2.213.274
Baja Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x185+1x95 Al 1,1kV	
Ítem	Detalle		Precio
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)	Longitud: 736 [m]		\$ 920.942
TOTAL			\$ 4.203.433

10.5.6 Nuevo Distribuidor Tablada

Tabla 18 Presupuesto Tablada

Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Tablada"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
Cámaras subterráneas	Cantidad	Potencia instalada[kVA]	Costo
Subtotal	1	1890	\$ 808.651
SET Aérea	Cantidad	Potencia instalada[kVA]	Costo
Subtotal	4	1605,00	\$ 1.078.937
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Ítem		Detalle	Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 4503,9 [m]	\$ 6.749.742
Media Tensión	Aéreo	Conductor: 3x(1x95) Al Compacto	
Ítem		Detalle	Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 575,2 [m]	\$ 951.944
Media Tensión	Aéreo	Conductor: 3x(1x50) AlAl 13,2kV	
Ítem		Detalle	Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 1064,8 [m]	\$ 900.416
Baja Tensión	Aéreo	Conductor: Preens. 3x(1x50)+1x50 Al 1,1kV	
Ítem		Detalle	Costo
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 145,1 [m]	\$ 169.957
TOTAL			\$ 10.659.646

En el apartado 12.1, anexo documental, se puede ver estos presupuestos más desagregados.

10.5.7 Resumen de presupuestos

Tabla 19 Resumen de presupuestos

Distribuidor	Costo de línea	Costo de subestaciones	Costo total
Alta Córdoba 1	\$ 1.398.338	\$ 536.694	\$ 1.935.032
Alta Córdoba 2	\$ 1.947.586	\$ 833.191	\$ 2.780.777
Nueva Córdoba 1	\$ 6.547.853	\$ 1.954.568	\$ 8.502.421
Nueva Córdoba 2	\$ 10.622.010	\$ 2.678.604	\$ 13.300.614
Rebaje	\$ 3.134.216	\$ 1.069.217	\$ 4.203.433
Tablada	\$ 8.772.058	\$ 1.887.588	\$ 10.659.646
Costo total de distribuidores			\$ 41.381.924

11 Conclusión

El contexto donde tuvo lugar el Proyecto Integrador ha sido de gran importancia, una empresa con una larga historia en lo que respecta al servicio eléctrico de Distribución de energía eléctrica, buscando el uso de nuevas herramientas para realizar nuevas planificaciones.

Este Proyecto Integrador deja asentado un precedente de cómo realizar un planeamiento eficiente de nuevas redes eléctricas, con la ayuda de los avances tecnológicos, aplicando especificaciones técnicas, normas técnicas y criterios de diseño para brindar una solución óptima al alimentar eléctricamente a nuevos desarrollos inmobiliarios, sin olvidar la expansión propia del sistema.

11.1 Cumplimiento de objetivos

En este Proyecto Integrador se pudo realizar una planificación eficiente para **alimentar** nuevos proyectos inmobiliarios en la ciudad de Córdoba. A través de la planificación de 6 nuevos distribuidores en las zonas afectadas, y mediante el soporte informático del PSS Sincal, se logró encontrar una solución técnico-económica conveniente para el suministro de energía eléctrica de las nuevas edificaciones planteadas. También se logró cumplir con otro de los objetivos al **incrementar** la reserva de potencia eléctrica para asegurar el suministro a futuros clientes. Considerando una reserva de 30 % en la capacidad, tanto de cables como de subestaciones transformadoras, y según registros de EPEC de aumento anual acumulado de demanda, se logra una reserva de potencia por un plazo de aproximadamente 6 años.

Por otro lado, se logró **reducir** el perímetro abastecido por los distribuidores existentes Juan B. Justo y Lavalleja, redistribuyendo las cargas en el nuevo distribuidor Alta Córdoba 2. Considerando condiciones operativas a futuro, se podría llegar a reducir el perímetro de distribuidores existentes mediante las interconexiones planteadas en el proyecto.

En búsqueda de una solución a la problemática planteada en este proyecto, e innovando en el proceso de planificación del sistema de distribución eléctrica, se logró **utilizar** la nueva herramienta informática adquirida por EPEC (PSS Sincal, de la firma Siemens) para el planeamiento eficiente de nuevas redes eléctricas.

Finalmente, para la realización de esta planificación, siempre estuvo presente **aplicar** normas técnicas y reglamentarias para el tendido de nuevas redes eléctricas en media tensión y baja tensión.

11.2 Utilización de PSS Sincal como herramienta para planificar redes eléctricas

En este proyecto, para realizar la planificación de nuevas redes de distribución eléctrica, la utilización del software PSS Sincal fue muy efectiva desde el punto de vista de la realización de cálculos y simulaciones de flujo de carga.

Si bien existen las problemáticas de tener que aprender a utilizar el software, cargar una base de datos de los elementos a utilizar, importar el sistema de distribución actual al mismo y modelarlo para que sus parámetros eléctricos y geográficos sean lo más próximo a los existentes, una vez que superados los inconvenientes planteados surgen como ventajas, la rapidez y gran poder de cálculo (soporta un gran sistema de distribución como el que posee EPEC), la versatilidad al momento de modificar la red planificada, lo completos que se presentan los resultados, la facilidad de encontrar posibles errores, etc.

Habiendo observado la utilidad del software, conociendo la proximidad de una actualización en el plan de estudios y sabiendo que el fabricante del aquí utilizado otorga licencias estudiantiles, surge como una propuesta de este proyecto integrador, implementar el uso de herramientas de este tipo, ya sea PSS Sincal u otras similares en el plan de estudios de la carrera Ingeniería Mecánica Electricista, y otras afines.

11.3 Conclusiones en base a resultados

Como se presentó en el análisis de resultados de este proyecto, bajo la consideración de funcionamiento normal se obtuvieron resultados acordes a los objetivos técnicos planteados, observando que en los elementos de los nuevos distribuidores se logró la reserva de capacidad de al menos 30 % y caídas de tensión inferiores al 5 % planteado, tanto en media tensión, como en baja tensión.

Considerando la posibilidad de reserva de interconexión en el caso de la aparición de alguna contingencia, los resultados obtenidos en su mayoría fueron acordes a los objetivos planteados ante esta situación. Solo se remarca que el único nuevo distribuidor que ante la

imposibilidad de cumplir con los objetivos técnicos no se lo podrá alimentar mediante las interconexiones planteadas es Tablada, que debería dejarse fuera de servicio la cámara subterránea que alimenta al cliente 6.e- Torres del Río. Esto se debe principalmente a la gran demanda solicitada por el mismo.

11.4 Aprendizaje obtenido

Con este proyecto integrador se lograron reforzar los conceptos de distribución de energía eléctrica, tanto teóricos específicos como en el caso práctico, que debido a problemáticas surgidas, y gracias a ayuda de profesionales con experiencia en el rubro se logró adoptar un criterio a la hora de definir objetivos técnicos y soluciones.

El mismo también fue de mucha utilidad para aprender a realizar proyectos del tipo técnico-académico, con todas las formalidades y complejidades que estos implican.

A través de este proyecto se tomó magnitud de la gran utilidad que presenta la utilización de herramientas tecnológicas informáticas actuales, en trabajos y proyectos académicos y profesionales.

Este proyecto sirvió para ampliar los conocimientos sobre el sistema de distribución de energía de la ciudad de Córdoba, los procedimientos de trabajo profesional

Resultó de mucha utilidad para desarrollar experiencia laboral especializada en los temas concernientes a la carrera universitaria. Fue necesaria la integración de los conocimientos y aprendizajes conseguidos durante la formación académica y los adquiridos durante la realización del proyecto. Demostró al futuro ingeniero como puede contribuir a la sociedad desde el rol que le toca y le ayudó a consolidar sus conocimientos y destrezas.

Por ultimo este trabajo le sirvió para saber cómo plantear soluciones a problemas reales en base a las herramientas cognitivas que a lo largo de su carrera universitaria ha adquirido.

12 Anexo documental

En este anexo documental, se incluyen en tres apartados, los documentos necesarios para complementar y comprender mejor el presente trabajo.

Se agregan, los detalles de los presupuestos, para de esta forma comprender como están compuestos los costos tenidos en cuenta para los 6 nuevos distribuidores planteados en este trabajo.

Posteriormente se presentan los reportes extraídos del software PSS Sincal, en los que se muestran los resultados de la simulación del flujo de carga en los nuevos distribuidores, los que ayudan a justificar lo expuesto en el apartado 10.4, de análisis de los resultados.

Finalmente, se muestran los planos en los que está presentada la ubicación de los nuevos clientes que solicitan el suministro de energía eléctrica. También están los planos en los que se muestran las trazas de los nuevos distribuidores.

12.1 Presupuestos

En este apartado se incluye el detalle de los diferentes costos tenidos en cuenta para la elaboración de los presupuestos de los nuevos distribuidores planteados.

Los costos aquí presentados pueden ser divididos en dos grandes grupos. Por un lado, los costos de las nuevas subestaciones, y por el otro, los costos de las nuevas líneas de distribución.

En el caso de los costos relacionados con las subestaciones, se consideran en dos subgrupos. En el primer subgrupo se incluyen las subestaciones aéreas, teniendo en consideración, la postación necesaria para estas subestaciones, y los transformadores utilizados en cada una de ellas. En el caso del segundo subgrupo, se analizan los costos de las cámaras subterráneas, considerando el costo de la realización de la cámara en sí, e incluyendo el de los transformadores a utilizar en la misma.

Por otro lado, se consideran los costos relacionados con las líneas, teniendo en cuenta si las mismas son aéreas o subterráneas.

En el caso de las líneas subterráneas se hace la diferenciación entre los conductores utilizados para la media tensión y para baja tensión. En el caso de la media tensión, el conductor utilizado es $3 \times (1 \times 300)$ Al XLPE 13,2 [kV], y en baja tensión, $3 \times 185 + 1 \times 95$ Al 1,1 [kV].

Los principales ítems tenidos en cuenta para las líneas subterráneas son:

- Zanjeo en cruce de calzada y ejecución de túneles
- Provisión e instalación de caños de PVC
- Cierre de zanja en cruce de calzadas
- Zanjeo en veredas
- Tendido de cables
- Protección para cables
- Cierre de zanja en vereda

En ambos casos son tenidos en cuenta los materiales necesarios para realizar estas tareas, como así también la mano de obra. Luego, también son tenidos en cuenta cada caso en particular según sus necesidades, como ser en el caso de media tensión, que se pueden requerir empalmes, señalizaciones, terminales y celdas de media tensión para colocar en la Estación Transformadora AT/MT o Subestación Alimentadora(SEA) en caso de ser necesario.

Para el caso de las líneas aéreas, se consideran los conductores según si se tiene media tensión o baja tensión. En el caso de la media tensión, se utilizaron dos tipos distintos de cables, siendo estos:

Conductor protegido 3x(1x95) Al Compacto 13,2 [kV], para casos particulares, donde se bordea o cruza algún río, ferrocarril, etc.

Conductor desnudo 3x(1x50) AIAI 13,2 [kV] para el resto de los casos.

En el caso de la baja tensión, el conductor utilizado es el preensamblado de EPEC de 3x(1x50)+1x50 Al 1,1 [kV].

Para el caso de las líneas aéreas, sean estas en media tensión o en baja tensión, los ítems tenidos en cuenta para obtener el precio de las mismas son los siguientes:

- Excavación, provisión de materiales y construcción de bases de hormigón
- Provisión y montaje de apoyos, ménsulas y vínculos de hormigón armado
- Provisión y montaje de circuitos de puesta a tierra
- Provisión y montaje de aislación, morsetería y herrajes
- Provisión y montaje de conductores de energía
- Desmontaje, ejecución de podas, reposición de veredas y trabajos complementarios

A continuación se presentan los presupuestos separados, uno por cada distribuidor, con los ítems tenidos en cuenta y descriptos anteriormente.

Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Alta Córdoba 1"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
SET Aérea	Demanda kW	Potencia instalada kVA	Costo
1	201		315,00 \$ 296.497
2	107		250,00 \$ 240.197
Subtotal	308		565,00 \$ 536.694
Nuevas trazas			
Media Tensión	Aéreo	Conductor: 3x(1x50) AIAI 13,2kV	
Item		Detalle	Costo
1		EXCAVACIÓN, PROVISIÓN DE MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN DE BASES DE HORMIGÓN	\$ 98.457
2		PROVISIÓN Y MONTAJE DE APOYOS, MÉNSULAS Y VÍNCULOS DE HORMIGÓN ARMADO	\$ 559.949
3		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CIRCUITOS DE PUESTA A TIERRA	\$ 21.651
4		PROVISIÓN Y MONTAJE DE AISLACIÓN, MORSETERÍA Y HERRAJES	\$ 21.364
5		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CONDUCTORES DE ENERGÍA	\$ 82.483
6		DESMONTAJE, EJECUCIÓN DE PODAS, REPOSICIÓN DE VEREDAS Y TRABAJOS COMPLEMENTARIOS	\$ 62.319
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 805,6 [m]	\$ 846.223
Baja Tensión	Aéreo	Conductor: Preens. 3x(1x50)+1x50 AI 1,1kV	
Item		Detalle	Costo
1		EXCAVACIÓN, PROVISIÓN DE MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN DE BASES DE HORMIGÓN	\$ 63.803
2		PROVISIÓN Y MONTAJE DE APOYOS, MÉNSULAS Y VÍNCULOS DE HORMIGÓN ARMADO	\$ 332.781
3		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CIRCUITOS DE PUESTA A TIERRA	\$ 10.074
4		PROVISIÓN Y MONTAJE DE AISLACIÓN, MORSETERÍA Y HERRAJES	\$ 18.145
5		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CONDUCTORES DE ENERGÍA	\$ 84.440
6		DESMONTAJE, EJECUCIÓN DE PODAS, REPOSICIÓN DE VEREDAS Y TRABAJOS COMPLEMENTARIOS	\$ 42.872
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 488,5 [m]	\$ 552.115
TOTAL			\$ 1.935.032



Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Alta Córdoba 2"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
SET Aerea	Demanda kW	Potencia instalada kVA	Costo
1	95		250,00 \$ 240.197
2	261		500,00 \$ 296.497
3	181		500,00 \$ 296.497
Total	537		1250,00 \$ 833.191
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Item		Detalle	Costo
1		ZANJEO EN CRUCE DE CALZADA Y EJECUCIÓN DE TÚNELES	\$ 34.575
2		PROVISIÓN E INSTALACIÓN DE CAÑOS DE PVC	\$ 69.307
3		CIERRE DE ZANJA EN CRUCE DE CALZADAS	\$ 5.319
4		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE CALZADAS	\$ 34.419
5		ZANJEO EN VEREDAS	\$ 37.550
6		TENDIDO DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ 144.759
7		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE IDENTIFICACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 4.981
8		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 21.650
9		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE EMPALMES TERMOCONTRAÍBLES PARA CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ -
10		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE SEÑALIZACIÓN DE EMPALMES DE CABLES DE MT	\$ -
11		CIERRE DE ZANJA EN VEREDA	\$ 6.258
12		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE VEREDAS	\$ 54.122
13		PROVISIÓN, CONFORMADO Y CONEXIONADO DE CONJUNTOS TERMINALES TERMOCONTRAÍBLES P/ CABLES	\$ 6.365
14		ESTRUCTURAS DE TRANSICIÓN AEREO SUBTERRÁNEO Y REMODELACIÓN DE APOYOS EXISTENTES	\$ 62.066
15		PROVISIÓN, MONTAJE Y CONEXIÓN DE CELDAS SECUNDARIAS	\$ -
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 167,1 [m]	\$ 481.372
Media Tensión	Aéreo	Conductor: 3x(1x50) AlAl 13,2kV	
Item		Detalle	Costo
1		EXCAVACIÓN, PROVISIÓN DE MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN DE BASES DE HORMIGÓN	\$ 116.594
2		PROVISIÓN Y MONTAJE DE APOYOS, MÉNSULAS Y VÍNCULOS DE HORMIGÓN ARMADO	\$ 667.398
3		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CIRCUITOS DE PUESTA A TIERRA	\$ 30.297
4		PROVISIÓN Y MONTAJE DE AISLACIÓN, MORSETERÍA Y HERRAJES	\$ 64.453
5		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CONDUCTORES DE ENERGÍA	\$ 143.117
6		DESMONTAJE, EJECUCIÓN DE PODAS, REPOSICIÓN DE VEREDAS Y TRABAJOS COMPLEMENTARIOS	\$ 93.696
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 1397,8 [m]	\$ 1.115.554
Baja Tensión	Aéreo	Conductor: Preens. 3x(1x50)+1x50 Al 1,1kV	
Item		Detalle	Costo
1		EXCAVACIÓN, PROVISIÓN DE MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN DE BASES DE HORMIGÓN	\$ 40.160
2		PROVISIÓN Y MONTAJE DE APOYOS, MÉNSULAS Y VÍNCULOS DE HORMIGÓN ARMADO	\$ 206.058
3		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CIRCUITOS DE PUESTA A TIERRA	\$ 6.566
4		PROVISIÓN Y MONTAJE DE AISLACIÓN, MORSETERÍA Y HERRAJES	\$ 9.910
5		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CONDUCTORES DE ENERGÍA	\$ 63.853
6		DESMONTAJE, EJECUCIÓN DE PODAS, REPOSICIÓN DE VEREDAS Y TRABAJOS COMPLEMENTARIOS	\$ 24.112
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 369,4 [m]	\$ 350.660
TOTAL			\$ 2.780.777



Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Nueva Córdoba 1"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
Camaras	Demanda kW	Potencia instalada kVA	Costo
1	985,60	3x630	\$ 808.651
2	135,00	250	\$ 476.700
3	566,60	630+500	\$ 669.217
Total	1687,20	3270	\$ 1.954.568
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Item		Detalle	Costo
1		ZANJEO EN CRUCE DE CALZADA Y EJECUCIÓN DE TÚNELES	\$ 80.675
2		PROVISIÓN E INSTALACIÓN DE CAÑOS DE PVC	\$ 161.716
3		CIERRE DE ZANJA EN CRUCE DE CALZADAS	\$ 12.412
4		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE CALZADAS	\$ 80.311
5		ZANJEO EN VEREDAS	\$ 320.992
6		TENDIDO DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ 1.804.547
7		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE IDENTIFICACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 42.580
8		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 181.636
9		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE EMPALMES TERMOCONTRAÍBLES PARA CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ 75.347
10		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE SEÑALIZACIÓN DE EMPALMES DE CABLES DE MT	\$ 4.864
11		CIERRE DE ZANJA EN VEREDA	\$ 53.499
12		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE VEREDAS	\$ 462.657
13		PROVISIÓN, CONFORMADO Y CONEXIONADO DE CONJUNTOS TERMINALES TERMOCONTRAÍBLES PARA CA	\$ 25.460
14		ESTRUCTURAS DE TRANSICIÓN AEREO SUBTERRÁNEO Y REMODELACIÓN DE APOYOS EXISTENTES	\$ -
15		PROVISIÓN, MONTAJE Y CONEXIÓN DE CELDAS SECUNDARIAS	\$ 2.776.298
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 1144,7 [m]	\$ 6.082.994
Baja Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x185+1x95 Al 1,1kV	
Item		Detalle	Costo
1		ZANJEO EN CRUCE DE CALZADA Y EJECUCIÓN DE TÚNELES	\$ 23.050
2		PROVISIÓN E INSTALACIÓN DE CAÑOS DE PVC	\$ 14.100
3		CIERRE DE ZANJA EN CRUCE DE CALZADAS	\$ 3.546
4		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE CALZADAS	\$ 22.946
5		ZANJEO EN VEREDAS	\$ 94.061
6		TENDIDO DE CABLES DE BAJA TENSIÓN	\$ 115.754
7		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE PROTECCIÓN PARA CABLES DE BT	\$ 40.152
8		CIERRE DE ZANJA EN VEREDA	\$ 15.677
9		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE VEREDAS	\$ 135.573
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 376,4 [m]	\$ 464.859
TOTAL			\$ 8.502.421



Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Nueva Córdoba 2"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
Camaras	Demanda kW	Potencia instalada kVA	Costo
1	488,00	500+315	\$ 625.129
2	135,00	315	\$ 492.129
3	268,00	500	\$ 533.000
4	158,00	315	\$ 492.129
5	354,00	630	\$ 536.217
Total	1403,00	2575	\$ 2.678.604
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Item		Detalle	Costo
1		ZANJEO EN CRUCE DE CALZADA Y EJECUCIÓN DE TÚNELES	\$ 265.076
2		PROVISIÓN E INSTALACIÓN DE CAÑOS DE PVC	\$ 531.353
3		CIERRE DE ZANJA EN CRUCE DE CALZADAS	\$ 40.781
4		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE CALZADAS	\$ 263.879
5		ZANJEO EN VEREDAS	\$ 774.998
6		TENDIDO DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ 3.350.754
7		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE IDENTIFICACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 102.806
8		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 439.665
9		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE EMPALMES TERMOCONTRAÍBLES PARA CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ 50.232
10		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE SEÑALIZACIÓN DE EMPALMES DE CABLES DE MT	\$ 3.243
11		CIERRE DE ZANJA EN VEREDA	\$ 129.166
12		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE VEREDAS	\$ 1.117.032
13		PROVISIÓN, CONFORMADO Y CONEXIONADO DE CONJUNTOS TERMINALES TERMOCONTRAÍBLES PARA CA	\$ 50.919
14		ESTRUCTURAS DE TRANSICIÓN AEREO SUBTERRÁNEO Y REMODELACIÓN DE APOYOS EXISTENTES	\$ -
15		PROVISIÓN, MONTAJE Y CONEXIÓN DE CELDAS SECUNDARIAS	\$ 2.853.132
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 3005,8 [m]	\$ 9.973.035
Baja Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x185+1x95 Al 1,1kV	
Item		Detalle	Costo
1		ZANJEO EN CRUCE DE CALZADA Y EJECUCIÓN DE TÚNELES	\$ 57.625
2		PROVISIÓN E INSTALACIÓN DE CAÑOS DE PVC	\$ 35.250
3		CIERRE DE ZANJA EN CRUCE DE CALZADAS	\$ 8.865
4		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE CALZADAS	\$ 57.365
5		ZANJEO EN VEREDAS	\$ 114.769
6		TENDIDO DE CABLES DE BAJA TENSIÓN	\$ 141.559
7		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE PROTECCIÓN PARA CABLES DE BT	\$ 48.992
8		CIERRE DE ZANJA EN VEREDA	\$ 19.128
9		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE VEREDAS	\$ 165.420
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 460,7 [m]	\$ 648.974
TOTAL			\$ 13.300.614



Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Rebaje"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
Camaras	Demanda kW	Potencia instalada kVA	Precio
1	425,00		630 \$ 536.217
2	275,50		500 \$ 533.000
Total	700,50		1130 \$ 1.069.217
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Item		Detalle	Precio
1		ZANJEO EN CRUCE DE CALZADA Y EJECUCIÓN DE TÚNELES	\$ 46.100
2		PROVISIÓN E INSTALACIÓN DE CAÑOS DE PVC	\$ 92.409
3		CIERRE DE ZANJA EN CRUCE DE CALZADAS	\$ 7.092
4		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE CALZADAS	\$ 45.892
5		ZANJEO EN VEREDAS	\$ 73.782
6		TENDIDO DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ 266.445
7		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE IDENTIFICACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 9.787
8		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 42.191
9		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE EMPALMES TERMOCONTRAÍBLES PARA CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ -
10		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE SEÑALIZACIÓN DE EMPALMES DE CABLES DE MT	\$ -
11		CIERRE DE ZANJA EN VEREDA	\$ 12.297
12		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE VEREDAS	\$ 106.345
13		PROVISIÓN, CONFORMADO Y CONEXIONADO DE CONJUNTOS TERMINALES TERMOCONTRAÍBLES PARA CA	\$ 25.460
14		ESTRUCTURAS DE TRANSICIÓN AEREO SUBTERRÁNEO Y REMODELACIÓN DE APOYOS EXISTENTES	\$ -
15		PROVISIÓN, MONTAJE Y CONEXIÓN DE CELDAS SECUNDARIAS	\$ 1.485.473
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 305,6 [m]	\$ 2.213.274
Baja Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x185+1x95 Al 1,1kV	
Item		Detalle	Precio
1		ZANJEO EN CRUCE DE CALZADA Y EJECUCIÓN DE TÚNELES	\$ 23.050
2		PROVISIÓN E INSTALACIÓN DE CAÑOS DE PVC	\$ 14.100
3		CIERRE DE ZANJA EN CRUCE DE CALZADAS	\$ 3.546
4		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE CALZADAS	\$ 22.946
5		ZANJEO EN VEREDAS	\$ 203.932
6		TENDIDO DE CABLES DE BAJA TENSIÓN	\$ 238.392
7		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE PROTECCIÓN PARA CABLES DE BT	\$ 87.054
8		CIERRE DE ZANJA EN VEREDA	\$ 33.989
9		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE VEREDAS	\$ 293.934
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 736 [m]	\$ 920.942
TOTAL			\$ 4.203.433



Obra: Nuevo distribuidor MT 13,2 [kV] "Tablada"			
Nuevas subestaciones transformadoras			
Camaras subterr	Demanda kW	Potencia instalada kVA	Costo
1	1350,00	3x630	\$ 808.651
Subtotal	1350,00	1890	\$ 808.651
SET Aerea	Demanda kW	Potencia instalada kVA	Costo
1	175	315,00	\$ 255.626
2	71,5	160,00	\$ 227.100
3	371	630,00	\$ 299.714
4	220,6	500,00	\$ 296.497
Subtotal	838,1	1605,00	\$ 1.078.937
Nuevas trazas			
Media Tensión	Subterráneo	Conductor: 3x(1x300) Al XLPE 13,2kV	
Item		Detalle	Costo
1		ZANJEO EN CRUCE DE CALZADA Y EJECUCIÓN DE TÚNELES	\$ 205.678
2		PROVISIÓN E INSTALACIÓN DE CAÑOS DE PVC	\$ 405.611
3		CIERRE DE ZANJA EN CRUCE DE CALZADAS	\$ 33.279
4		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE CALZADAS	\$ 183.568
5		ZANJEO EN VEREDAS	\$ 616.121
6		TENDIDO DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ 2.364.712
7		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE IDENTIFICACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 81.730
8		PROVISIÓN Y COLOCACIÓN DE PROTECCIÓN Y SEÑALIZACIÓN PARA CABLES DE MT	\$ 350.135
9		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE EMPALMES TERMOCONTRAÍBLES PARA CABLES DE MEDIA TENSIÓN	\$ 38.559
10		PROVISIÓN Y EJECUCIÓN DE SEÑALIZACIÓN DE EMPALMES DE CABLES DE MT	\$ 3.243
11		CIERRE DE ZANJA EN VEREDA	\$ 102.687
12		PROVISIÓN DE MATERIALES Y REPOSICIÓN DE VEREDAS	\$ 888.036
13		PROVISIÓN, CONFORMADO Y CONEXIONADO DE CONJUNTOS TERMINALES TERMOCONTRAÍBLES PARA CA	\$ 50.919
14		ESTRUCTURAS DE TRANSICIÓN AEREO SUBTERRÁNEO Y REMODELACIÓN DE APOYOS EXISTENTES	\$ 682.728
15		PROVISIÓN, MONTAJE Y CONEXIÓN DE CELDAS SECUNDARIAS	\$ 742.736
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 4503,9 [m]	\$ 6.749.742
Media Tensión	Aéreo	Conductor: 3x(1x95) Al Compacto	
Item		Detalle	Costo
1		EXCAVACIÓN, PROVISIÓN DE MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN DE BASES DE HORMIGÓN	\$ 81.940
2		PROVISIÓN Y MONTAJE DE APOYOS, MÉNSULAS Y VÍNCULOS DE HORMIGÓN ARMADO	\$ 416.544
3		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CIRCUITOS DE PUESTA A TIERRA	\$ 15.048
4		PROVISIÓN Y MONTAJE DE AISLACIÓN, MORSETERÍA Y HERRAJES	\$ 89.034
5		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CONDUCTORES DE ENERGÍA	\$ 301.053
6		DESMONTAJE, EJECUCIÓN DE PODAS, REPOSICIÓN DE VEREDAS Y TRABAJOS COMPLEMENTARIOS	\$ 48.325
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 575,2 [m]	\$ 951.944
Media Tensión	Aéreo	Conductor: 3x(1x50) AlAl 13,2kV	
Item		Detalle	Costo
1		EXCAVACIÓN, PROVISIÓN DE MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN DE BASES DE HORMIGÓN	\$ 97.162
2		PROVISIÓN Y MONTAJE DE APOYOS, MÉNSULAS Y VÍNCULOS DE HORMIGÓN ARMADO	\$ 564.482
3		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CIRCUITOS DE PUESTA A TIERRA	\$ 23.506
4		PROVISIÓN Y MONTAJE DE AISLACIÓN, MORSETERÍA Y HERRAJES	\$ 35.365
5		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CONDUCTORES DE ENERGÍA	\$ 109.022
6		DESMONTAJE, EJECUCIÓN DE PODAS, REPOSICIÓN DE VEREDAS Y TRABAJOS COMPLEMENTARIOS	\$ 70.879
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 1064,8 [m]	\$ 900.416
Baja Tensión	Aéreo	Conductor: Preens. 3x(1x50)+1x50 Al 1,1kV	
Item		Detalle	Costo
1		EXCAVACIÓN, PROVISIÓN DE MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN DE BASES DE HORMIGÓN	\$ 22.671
2		PROVISIÓN Y MONTAJE DE APOYOS, MÉNSULAS Y VÍNCULOS DE HORMIGÓN ARMADO	\$ 101.509
3		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CIRCUITOS DE PUESTA A TIERRA	\$ 2.931
4		PROVISIÓN Y MONTAJE DE AISLACIÓN, MORSETERÍA Y HERRAJES	\$ 7.724
5		PROVISIÓN Y MONTAJE DE CONDUCTORES DE ENERGÍA	\$ 25.064
6		DESMONTAJE, EJECUCIÓN DE PODAS, REPOSICIÓN DE VEREDAS Y TRABAJOS COMPLEMENTARIOS	\$ 10.058
Subtotal (IVA INCLUIDO \$)		Longitud: 145,1 [m]	\$ 169.957
TOTAL			\$ 10.659.646

12.2 Reportes de PSS Sincal

En este apartado referido a los reportes entregados por el software PSS Sincal, se incluye un documento en el que se compilan los 6 nuevos distribuidores, con los resultados del funcionamiento normal de los mismos, expresados de la forma que entrega los reportes el software, según el apartado 10.3.2.

En este se entrega por cada distribuidor, la siguiente información:

- Nodos
- Datos de Líneas
- Reporte de resultado de nodos
- Reporte de Flujo de Carga

12.2.1 Funcionamiento Normal

Nivel de Tensión

Área de red

Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Rebaje

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Tablada

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Balance de Potencia

Nivel de Tensión

Un	Voltaje nominal
----	-----------------

Nombre	Nombre corto	Un [kV]	f [Hz]
Baja Tension	0,4 kV	0,400	50,000
Media Tensión	13,2 kV	13,200	50,000

Area de red

Área de red	Tipo Elemento red	Nombre del elemento	Nodo 1	Nodo 2
Nuevo Distribuidor Alta Cba1				
	Load	3.a Baigorri 567	S3.a	
	Load	9.a Syrah	S9.a	
	Load	9.c Taiquen	S9.c	
	Load	9.e Alto Parque	BTS2ACb1	
	Load	Edificio Prominente SA	MTEdiPro	
	Line	Línea BT N°1 Distr. Alta Córdoba 1	S9.c	BTS1ACb1
	Line	Línea BT N°2 Distr. Alta Córdoba 1	S9.a	BTS1ACb1
	Line	Línea BT N°3 Distr. Alta Córdoba 1	BTS1ACb1	S3.a
	Line	Línea Interconexión con Distr. Atenas	MTS2ACb1	NIntAten
	Line	Línea interconexión con Distr. JB Justo	NIntJBJu	MTS4300
	Line	Línea MT Tramo N°1 Distr. Alta Córdoba 1	MTSAICba	MTS4131
	Line	Línea MT Tramo N°2 Distr. Alta Córdoba 1	MTS4131	MTEdiPro
	Line	Línea MT Tramo N°3 Distr. Alta Córdoba 1	MTS4322	MTEdiPro
	Line	Línea MT Tramo N°4 Distr. Alta Córdoba 1	MTS1Acb1	MTS4322
	Line	Línea MT Tramo N°5 Distr. Alta Córdoba 1	MTS1Acb1	NIntJBJu
	Line	Línea MT Tramo N°6 Distr. Alta Córdoba 1	MTS2ACb1	NIntJBJu
	Load	SET4131	BTS4131	
	Load	SET4322	BTS4322	
	Two-Winding Transformer	Transformador SET 4131	MTS4131	BTS4131
	Two-Winding Transformer	Transformador SET 4322	MTS4322	BTS4322
	Two-Winding Transformer	Transformador SET N°1 Distr. Alta Córdoba 1	MTS1Acb1	BTS1ACb1
	Two-Winding Transformer	Transformador SET N°2 Distr. Alta Córdoba 1	MTS2ACb1	BTS2ACb1
Nuevo Distribuidor Alta Cba2				
	Load	8.b Edificio Montefiore	S8.b	
	Load	8.c Edificio Hebe	S8.c	
	Load	9.b Le Ron Champs	BTS1ACb2	
	Load	9.d Allegro	BTS2ACb2	
	Load	9.f Montana	BTS3ACb2	
	Line	Línea BT N°1 Distr. Alta Córdoba 2	BTS2ACb2	S8.b
	Line	Línea BT N°2 Distr. Alta Córdoba 2	BTS2ACb2	S8.c
	Line	Línea de Interconexión con Distr. JB Justo	SECC3861	NIntJBJu
	Line	Línea Interconexión con Distr. Cofico	ND2ACb2	NIntCofi

Área de red	Tipo Elemento red	Nombre del elemento	Nodo 1	Nodo 2
	Line	Línea MT Tramo N°1 Distr. Alta Córdoba 2	MTSAICba	MTS1659
	Line	Línea MT Tramo N°10 Distr. Alta Córdoba 2	ND2ACb2	MTS3ACb2
	Line	Línea MT Tramo N°2 Distr. Alta Córdoba 2	MTS1659	MTS1ACb2
	Line	Línea MT Tramo N°3 Distr. Alta Córdoba 2	NIntJBju	MTS1ACb2
	Line	Línea MT Tramo N°4 Distr. Alta Córdoba 2	NIntJBju	MTS321
	Line	Línea MT Tramo N°5 Distr. Alta Córdoba 2	MTS321	MTS3804
	Line	Línea MT Tramo N°6 Distr. Alta Córdoba 2	MTS3804	ND1ACb2
	Line	Línea MT Tramo N°7 Distr. Alta Córdoba 2	MTS4251	ND1ACb2
	Line	Línea MT Tramo N°8 Distr. Alta Córdoba 2	ND1ACb2	MTS2ACb2
	Line	Línea MT Tramo N°9 Distr. Alta Córdoba 2	MTS2ACb2	ND2ACb2
	Load	SET1369	BTS1659	
	Load	SET321	BTS321	
	Load	SET3804	BTS3804	
	Load	SET4251	BTS4251	
	Two-Winding Transformer	Transformador SET 1659	MTS1659	BTS1659
	Two-Winding Transformer	Transformador SET 3 Distr. Alta Córdoba 2	MTS3ACb2	BTS3ACb2
	Two-Winding Transformer	Transformador SET 321	MTS321	BTS321
	Two-Winding Transformer	Transformador SET 3804	MTS3804	BTS3804
	Two-Winding Transformer	Transformador SET 4251	MTS4251	BTS4251
	Two-Winding Transformer	Transformador SET N°1 Distr. Alta Córdoba 2	MTS1ACb2	BTS1ACb2
	Two-Winding Transformer	Transformador SET N°2 Distr. Alta Córdoba 2	MTS2ACb2	BTS2ACb2
Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1				
	Load	1.a Fideicomiso las américas	S1.a	
	Load	2. Ambrosio Olmos esq. Richardson	B2C1Ncb1	
	Load	2. Ambrosio Olmos esq. Richardson	B1C1Ncb1	
	Load	2. Ambrosio Olmos esq. Richardson	B3C1Ncb1	
	Load	3.b Vélez Sarsfield 1374	BTC2Ncb1	
	Load	6.a Nazareno VIII	B2C3Ncb1	
	Load	7.c College In	S7.c	
	Line	Línea BT N°1 Distr. Nva. Córdoba1	B1C3Ncb1	S7.c

Área de red	Tipo Elemento red	Nombre del elemento	Nodo 1	Nodo 2
	Line	Línea BT N°2 Distr. Nva. Córdoba1	B1C3Ncb1	S1.a
	Line	Línea Interconexión con Distr. Brasil	MTC3Ncb1	MTIntBra
	Line	Línea MT Tramo 1 Distr. Nva. Córdoba 1	MTETNcb	MTC1Ncb1
	Line	Línea MT Tramo 2 Distr. Nva. Córdoba 1	MTC2Ncb1	MTC1Ncb1
	Line	Línea MT Tramo N°3 Distr. Nva. Córdoba1	MTC2Ncb1	MTC3Ncb1
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°1 Distr. Nva. Córdoba 1	MTC1Ncb1	B1C1Ncb1
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°2 Distr. Nva. Córdoba 1	MTC2Ncb1	BTC2Ncb1
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°3 Distr. Nva. Córdoba 1	MTC3Ncb1	B2C3Ncb1
	Two-Winding Transformer	Transformador N°2 Cámara N°1 Distr. Nva. Córdoba 1	MTC1Ncb1	B2C1Ncb1
	Two-Winding Transformer	Transformador N°2 Cámara N°3 Distr. Nva. Córdoba 1	MTC3Ncb1	B1C3Ncb1
	Two-Winding Transformer	Transformador N°3 Cámara N°1 Distr. Nva. Córdoba 1	MTC1Ncb1	B3C1Ncb1
Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2				
	Load	1.b Fideicomiso Jardín de Chacabuco	S1.b	
	Load	5.a Edificio Crisol 240	B2C1Ncb2	
	Load	5.c Edificio Obispo Salguero 479	S5.c	
	Load	5.d Edificio Laprida 130	BTC4Ncb2	
	Load	5.e Edificio Buenos Aires 891	BTC3Ncb2	
	Load	6.c Nazareno XI	BTC5Ncb2	
	Load	6.c Nazareno XI	BTC2Ncb2	
	Load	8.d Edificio Faro de Chacabuco	S8.d	
	Line	Línea BT N°1 Distr. Nva. Córdoba 2	B1C1Ncb2	S1.b
	Line	Línea BT N°2 Distr. Nva. Córdoba 2	S5.c	BTC5Ncb2
	Line	Línea BT N°3 Distr. Nva. Córdoba 2	S8.d	BTC5Ncb2
	Line	Línea Interconexión con Distr. Argentina	MTC5Ncb2	MTIntArg
	Line	Línea Interconexión con Distr. Nva Córdoba	MTC1Ncb2	MTIntNcb
	Line	Línea Interconexión con Distr. PEspaña	MTC3Ncb2	MTIntPEs
	Line	Línea MT Tramo 1 Distr. Nva. Córdoba 2	MTETNcb	MTC1Ncb2
	Line	Línea MT Tramo 2 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC1Ncb2	MTC2Ncb2
	Line	Línea MT Tramo 3 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC2Ncb2	MTC3Ncb2
	Line	Línea MT Tramo 4 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC3Ncb2	MTC4Ncb2
	Line	Línea MT Tramo 5 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC4Ncb2	MTC5Ncb2

Área de red	Tipo Elemento red	Nombre del elemento	Nodo 1	Nodo 2
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°1 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC1Ncb2	B1C1Ncb2
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°2 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC2Ncb2	BTC2Ncb2
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°3 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC3Ncb2	BTC3Ncb2
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°4 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC4Ncb2	BTC4Ncb2
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°5 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC5Ncb2	BTC5Ncb2
	Two-Winding Transformer	Transformador N°2 Cámara N°1 Distr. Nva. Córdoba 2	MTC1Ncb2	B2C1Ncb2
Nuevo Distribuidor Rebaje				
	Load	4 Bolivar 360-centro	BTC2Reba	
	Load	5.b Edificio Bv. San Juan esq. A.M. Bas	BTC1Reba	
	Load	6.d Nazareno XIII	S6d	
	Load	7.a Palacio Mayor *2	S7a	
	Load	CBT-SET1648	BTS1648	
	Load	CBT-SET3875	BTS3875	
	Line	Línea BT N°1 Distr. Rebaje	S7a	BTC1Reba
	Line	Línea BT N°2 Distr. Rebaje	S6d	BTC2Reba
	Line	Línea Interconexión con Distr. Güemes	MTS854	MTC1Reba
	Line	Línea Interconexión con Distr. Tribunales	MTC2Reba	MTS1297
	Line	Línea MT Tramo 1 Distr. Rebaje	MTSRebaj	MTS3875
	Line	Línea MT Tramo 2 Distr. Rebaje	MTS3875	MTC1Reba
	Line	Línea MT Tramo 3 Distr. Rebaje	MTC1Reba	MTC2Reba
	Line	Línea MT Tramo 4 Distr. Rebaje	MTS3875	MTS1648
	Line	Línea MT Tramo 5 Distr. Rebaje	MTS1648	IntCorce
	Two-Winding Transformer	T-1648	MTS1648	BTS1648
	Two-Winding Transformer	T-3875	MTS3875	BTS3875
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°1 Distr. Rebaje	MTC1Reba	BTC1Reba
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°2 Distr. Rebaje	MTC2Reba	BTC2Reba
Nuevo Distribuidor Tablada				
	Load	1.c Fideicomiso Quiros Green Towers	BTS4Tabl	
	Load	1.d Fideicomiso Caseros Plaza	S1.d	
	Load	6.e Torres del Río	B3C1Tabl	
	Load	6.e Torres del Río	B2C1Tabl	
	Load	6.e Torres del Río	B1C1Tabl	
	Load	7.b Avellaneda In Premium	BTS1Tabl	
	Load	7.d Urbano I	S7.d	
	Load	8.a Altos de Colón	BTS3Tabl	

Área de red	Tipo Elemento red	Nombre del elemento	Nodo 1	Nodo 2
	Line	Interconexión con Distr. Usina Mendoza	MTIntUMe	MTS165
	Line	Línea BT N°1 Distr. Tablada	BTS2Tabl	S7.d
	Line	Línea BT N°2 Distr. Tablada	BTS4Tabl	S1.d
	Line	Línea Interconexión con Bajada Caseros	MTS4Tabl	MTS562
	Line	Línea interconexión con Distr. Esc. Industrial	NIntEInd	MTS2215
	Line	Línea MT Tramo 1 Distr. Tablada	MTETabla	MTS1Tabl
	Line	Línea MT Tramo 10 Distr. Tablada	MTS3Tabl	Sec5Tabl
	Line	Línea MT Tramo 11 Distr. Tablada	Sec5Tabl	NIntEInd
	Line	Línea MT Tramo 12 Distr. Tablada	NIntEInd	MTS4Tabl
	Line	Línea MT Tramo 2 Distr. Tablada	MTS1Tabl	Sec1Tabl
	Line	Línea MT Tramo 3 Distr. Tablada	Sec1Tabl	Sec2Tabl
	Line	Línea MT Tramo 4 Distr. Tablada	Sec2Tabl	MTC1Tabl
	Line	Línea MT Tramo 5 Distr. Tablada	Sec3Tabl	MTC1Tabl
	Line	Línea MT Tramo 6 Distr. Tablada	Sec3Tabl	Sec4Tabl
	Line	Línea MT Tramo 7 Distr. Tablada	Sec4Tabl	MTIntUMe
	Line	Línea MT Tramo 8 Distr. Tablada	MTIntUMe	MTS2Tabl
	Line	Línea MT Tramo 9 Distr. Tablada	MTS2Tabl	MTS3Tabl
	Two-Winding Transformer	Transformador N°1 Cámara N°1 Distr. Tablada	MTC1Tabl	B1C1Tabl
	Two-Winding Transformer	Transformador N°2 Cámara N°1 Distr. Tablada	MTC1Tabl	B2C1Tabl
	Two-Winding Transformer	Transformador N°3 Cámara N°1 Distr. Tablada	MTC1Tabl	B3C1Tabl
	Two-Winding Transformer	Transformador SET N°1 Distr. Tablada	MTS1Tabl	BTS1Tabl
	Two-Winding Transformer	Transformador SET N°2 Distr. Tablada	MTS2Tabl	BTS2Tabl
	Two-Winding Transformer	Transformador SET N°3 Distr. Tablada	MTS3Tabl	BTS3Tabl
	Two-Winding Transformer	Transformador SET N°4 Distr. Tablada	MTS4Tabl	BTS4Tabl



Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nodos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra BT SET N°1 Distr. Alta Córdoba 1	BTS1ACb1	Nodo
Barra BT SET N°2 Distr. Alta Córdoba 1	BTS2ACb1	Nodo
BTSET4131	BTS4131	Nodo
BTSET4322	BTS4322	Nodo
Suministro 3.a	S3.a	Nodo
Suministro 9.a	S9.a	Nodo
Suministro 9.c	S9.c	Nodo

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra MT Edificio Prominente	MTEdiPro	Nodo
Barra MT SET N°1 Distr. Alta Córdoba 1	MTS1ACb1	Nodo
Barra MT SET N°2 Distr. Alta Córdoba 1	MTS2ACb1	Nodo
MTSET4131	MTS4131	Nodo
MTSET4322	MTS4322	Nodo
Nodo Interconexión JB Justo	NIntJBJu	Nodo

Datos de líneas

l	Longitud
r	Resistencia
x	Reactancia
c	Capacitancia
Un	Voltaje nominal
p	Número Sistemas Paralelos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
S9.c	BTS1ACb1	LBT1ACb1	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,032	0,822	0,080	2,000
S9.a	BTS1ACb1	LBT2ACb1	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,015	0,822	0,080	2,000
BTS1ACb1	S3.a	LBT3ACb1	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,221	0,822	0,080	2,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
MTS2ACb1	NIntAten	IntAtena	Línea aérea	3x(1x50)AlAl	0,062	0,654	0,540	1,000
NIntJBju	MTS4300	IntJBjus	Línea aérea	3x(1x50)AlAl	0,041	0,654	0,540	1,000
MTSAICba	MTS4131	LMT1ACb1	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I Existente	0,094	0,213	0,093	1,000
MTS4131	MTEdiPro	LMT2ACb1	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I Existente	0,169	0,213	0,093	1,000
MTS4322	MTEdiPro	LMT3ACb1	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I Existente	0,236	0,213	0,093	1,000
MTS1Ac b1	MTS4322	LMT4ACb1	Línea aérea	3x(1x50)AlAl	0,232	0,654	0,540	1,000
MTS1Ac b1	NIntJBju	LMT5ACb1	Línea aérea	3x(1x50) AlAl	0,032	0,654	0,540	1,000
MTS2ACb1	NIntJBju	LMT6ACb1	Línea aérea	3x(1x50)AlAl	0,421	0,654	0,540	1,000

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTS1ACb1	0,394	0,000	0,000	0,000	98,393	
BTS2ACb1	0,396	-0,107	-0,035	0,113	98,882	
BTS4131	0,395	-0,172	-0,035	0,175	98,695	
BTS4322	0,395	-0,172	-0,035	0,175	98,663	
S3.a	0,385	-0,035	-0,012	0,037	96,264	
S9.a	0,392	-0,074	-0,024	0,078	98,085	
S9.c	0,390	-0,092	-0,030	0,097	97,600	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTEdiPro	13,197	-0,194	-0,039	0,198	99,973	
MTS1Acb1	13,190	0,000	0,000	0,000	99,922	
MTS2ACb1	13,187	0,000	0,000	0,000	99,898	
MTS4131	13,199	0,000	0,000	0,000	99,989	
MTS4322	13,194	0,000	0,000	0,000	99,957	
NIntJBJu	13,189	0,000	0,000	0,000	99,920	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
BTS1ACb1	0,394	98,393								
	Line		S3.a	LBT3ACb1	-0,036	-0,012	0,038	0,952	0,055	19,315
	Line		S9.a	LBT2ACb1	-0,074	-0,024	0,078	0,950	0,115	40,079
	Line		S9.c	LBT1ACb1	-0,093	-0,030	0,098	0,951	0,143	50,076
	Two-Winding Transformer		MTS1Ac b1	TS1ACb1	0,203	0,066	0,213	0,951	0,313	67,754
BTS2ACb1	0,396	98,882								
	Two-Winding Transformer		MTS2ACb1	TS2ACb1	0,107	0,035	0,113	0,950	0,164	45,053
	Load			9.e	-0,107	-0,035	0,113	0,950	0,164	0,000
BTS4131	0,395	98,695								
	Load			SET4131	-0,172	-0,035	0,175	0,980	0,256	0,000
	Two-Winding Transformer		MTS4131	TSET4131	0,172	0,035	0,175	0,980	0,256	70,000
BTS4322	0,395	98,663								
	Load			SET4322	-0,172	-0,035	0,175	0,980	0,256	0,000
	Two-Winding Transformer		MTS4322	TSET4322	0,172	0,035	0,175	0,980	0,256	70,000
S3.a	0,385	96,264								
	Line		BTS1ACb1	LBT3ACb1	0,035	0,012	0,037	0,950	0,055	19,315
	Load			3.a	-0,035	-0,012	0,037	0,950	0,055	0,000
S9.a	0,392	98,085								
	Line		BTS1ACb1	LBT2ACb1	0,074	0,024	0,078	0,950	0,115	40,079
	Load			9.a	-0,074	-0,024	0,078	0,950	0,115	0,000
S9.c	0,390	97,600								
	Line		BTS1ACb1	LBT1ACb1	0,092	0,030	0,097	0,950	0,143	50,076
	Load			9.c	-0,092	-0,030	0,097	0,950	0,143	0,000



Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nodos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra BT SET 1659	BTS1659	Nodo
Barra BT SET 321	BTS321	Nodo
Barra BT SET 3804	BTS3804	Nodo
Barra BT SET 4251	BTS4251	Nodo
Barra BT SET N°1 Distr. Alta Córdoba 2	BTS1ACb2	Nodo
Barra BT SET N°2 Distr. Alta Córdoba 2	BTS2ACb2	Barra
Barra BT SET N°3 Distr. Alta Córdoba 2	BTS3ACb2	Nodo
Suministro 8.b	S8.b	Nodo
Suministro 8.c	S8.c	Nodo

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra MT SET 1659	MTS1659	Nodo
Barra MT SET 321	MTS321	Nodo
Barra MT SET 3804	MTS3804	Nodo
Barra MT SET 4251	MTS4251	Nodo
Barra MT SET N°1 Distr. Alta Córdoba 2	MTS1ACb2	Nodo
Barra MT SET N°2 Distr. Alta Córdoba 2	MTS2ACb2	Nodo
Barra MT SET N°3 Distr. Alta Córdoba 2	MTS3ACb2	Nodo
Nodo Derivación 1 Distr. Alta Córdoba 2	ND1ACb2	Nodo
Nodo Derivación 2 Distr. Alta Córdoba 2	ND2ACb2	Nodo
Nodo Interconexión con Distr. JB Justo	NIntJBju	Nodo

Datos de líneas

l	Longitud
r	Resistencia
x	Reactancia
c	Capacitancia
Un	Voltaje nominal
p	Número Sistemas Paralelos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
BTS2ACb2	S8.b	LBT1ACb2	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,111	0,822	0,080	2,000
BTS2ACb2	S8.c	LBT2ACb2	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,074	0,822	0,080	2,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
SECC3861	NIntJBju	IntJBjus	Línea aérea	3x(1x50) AIAI Existente	0,017	0,654	0,540	1,000
ND2ACb2	NIntCofi	IntCofic	Línea aérea	3x(1x50) AIAI	0,165	0,654	0,540	1,000
MTSAICba	MTS1659	LMT1ACb2	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I	0,167	0,213	0,093	1,000
ND2ACb2	MTS3ACb2	LM10ACb2	Línea aérea	3x(1x50) AIAI	0,064	0,654	0,540	1,000
MTS1659	MTS1ACb2	LMT2ACb2	Línea aérea	3x(1x50) AIAI Existente	0,144	0,654	0,540	1,000
NIntJBju	MTS1ACb2	LMT3ACb2	Línea aérea	3x(1x50) AIAI Existente	0,039	0,654	0,540	1,000
NIntJBju	MTS321	LMT4ACb2	Línea aérea	3x(1x50) AIAI Existente	0,192	0,654	0,540	1,000
MTS321	MTS3804	LMT5ACb2	Línea aérea	3x(1x50) AIAI	0,229	0,654	0,540	1,000
MTS3804	ND1ACb2	LMT6ACb2	Línea aérea	3x(1x50) AIAI Existente	0,118	0,654	0,540	1,000
MTS4251	ND1ACb2	LMT7ACb2	Línea aérea	3x(1x50) AIAI Existente	0,051	0,654	0,540	1,000
ND1ACb2	MTS2ACb2	LMT8ACb2	Línea aérea	3x(1x50) AIAI	0,197	0,654	0,540	1,000
MTS2ACb2	ND2ACb2	LMT9ACb2	Línea aérea	3x(1x50) AIAI	0,743	0,654	0,540	1,000

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTS1659	0,395	-0,432	-0,088	0,441	98,673	
BTS321	0,393	-0,221	-0,072	0,232	98,131	
BTS3804	0,393	-0,106	-0,035	0,112	98,163	
BTS4251	0,392	-0,070	-0,023	0,074	98,045	
BTS1ACb2	0,396	-0,095	-0,031	0,100	98,999	
BTS2ACb2	0,394	-0,075	-0,025	0,079	98,403	
BTS3ACb2	0,395	-0,181	-0,059	0,191	98,726	
S8.b	0,383	-0,085	-0,028	0,089	95,802	
S8.c	0,385	-0,101	-0,033	0,106	96,339	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTS1659	13,196	0,000	0,000	0,000	99,968	
MTS321	13,174	0,000	0,000	0,000	99,804	
MTS3804	13,165	0,000	0,000	0,000	99,734	
MTS4251	13,161	0,000	0,000	0,000	99,702	
MTS1ACb2	13,187	0,000	0,000	0,000	99,901	
MTS2ACb2	13,155	0,000	0,000	0,000	99,660	
MTS3ACb2	13,146	0,000	0,000	0,000	99,587	
ND1ACb2	13,161	0,000	0,000	0,000	99,703	
ND2ACb2	13,146	0,000	0,000	0,000	99,593	
NIntJBju	13,185	0,000	0,000	0,000	99,884	

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Line		BTS2ACb2	LBT1ACb2	0,085	0,028	0,089	0,950	0,135	47,134
	Load			8.b	-0,085	-0,028	0,089	0,950	0,135	0,000
S8.c	0,385	96,339								
	Line		BTS2ACb2	LBT2ACb2	0,101	0,033	0,106	0,950	0,159	55,694
	Load			8.c	-0,101	-0,033	0,106	0,950	0,159	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTS1659	13,196	99,968								
	Two-Winding Transformer		BTS1659	TSET1659	-0,437	-0,106	0,450	0,972	0,020	71,352
	Line		MTS1ACb2	LMT2ACb2	-0,951	-0,347	1,013	0,939	0,044	22,725
	Line		MTSAICba	LMT1ACb2	1,388	0,453	1,460	0,951	0,064	23,729
MTS321	13,174	99,804								
	Line		MTS3804	LMT5ACb2	-0,631	-0,229	0,671	0,940	0,029	15,082
	Line		NIntJBju	LMT4ACb2	0,854	0,311	0,909	0,940	0,040	20,427
	Two-Winding Transformer		BTS321	TSET321	-0,223	-0,082	0,238	0,938	0,010	75,505
MTS3804	13,165	99,734								
	Line		ND1ACb2	LMT6ACb2	-0,523	-0,190	0,556	0,940	0,024	12,512
	Line		MTS321	LMT5ACb2	0,631	0,228	0,671	0,940	0,029	15,082
	Two-Winding Transformer		BTS3804	TSET3804	-0,108	-0,038	0,114	0,943	0,005	71,412
MTS4251	13,161	99,702								
	Line		ND1ACb2	LMT7ACb2	0,071	0,025	0,075	0,942	0,003	1,693
	Two-Winding Transformer		BTS4251	TSET4251	-0,071	-0,025	0,075	0,942	0,003	75,256
MTS1ACb2	13,187	99,901								
	Line		NIntJBju	LMT3ACb2	-0,855	-0,311	0,910	0,940	0,040	20,427
	Two-Winding Transformer		BTS1ACb2	TS1ACb2	-0,096	-0,035	0,102	0,939	0,004	40,940
	Line		MTS1659	LMT2ACb2	0,951	0,347	1,012	0,940	0,044	22,725
MTS2ACb2	13,155	99,660								
	Line		ND2ACb2	LMT9ACb2	-0,183	-0,067	0,195	0,939	0,009	4,389
	Two-Winding Transformer		BTS2ACb2	TS2ACb2	-0,269	-0,097	0,286	0,940	0,013	57,138
	Line		ND1ACb2	LMT8ACb2	0,452	0,165	0,481	0,940	0,021	10,819
MTS3ACb2	13,146	99,587								
	Line		ND2ACb2	LM10ACb2	0,183	0,067	0,195	0,939	0,009	4,389

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Two-Winding Transformer		BTS3ACb2	TS3ACb2	-0,183	-0,067	0,195	0,939	0,009	38,977
ND1ACb2	13,161	99,703								
	Line		MTS4251	LMT7ACb2	-0,071	-0,025	0,075	0,942	0,003	1,693
	Line		MTS3804	LMT6ACb2	0,523	0,190	0,556	0,940	0,024	12,512
	Line		MTS2ACb2	LMT8ACb2	-0,452	-0,165	0,481	0,939	0,021	10,819
ND2ACb2	13,146	99,593								
	Line		MTS3ACb2	LM10ACb2	-0,183	-0,067	0,195	0,939	0,009	4,389
	Line		NIntCofi	IntCofic	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Line		MTS2ACb2	LMT9ACb2	0,183	0,067	0,195	0,939	0,009	4,389
NIntJBju	13,185	99,884								
	Line		MTS1ACb2	LMT3ACb2	0,855	0,311	0,910	0,940	0,040	20,427
	Line		SECC3861	IntJBjus	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Line		MTS321	LMT4ACb2	-0,855	-0,311	0,910	0,940	0,040	20,427



Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nodos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra BT 1 Camara N°1 Distr. Nueva Córdoba 1	B1C1Ncb1	Nodo
Barra BT 1 Camara N°3 Distr. Nueva Córdoba 1	B1C3Ncb1	Nodo
Barra BT 2 Camara N°1 Distr. Nueva Córdoba 1	B2C1Ncb1	Nodo
Barra BT 2 Camara N°3 Distr. Nueva Córdoba 1	B2C3Ncb1	Nodo
Barra BT 3 Camara N°1 Distr. Nueva Córdoba 1	B3C1Ncb1	Nodo
Barra BT Camara N°2 Distr. Nueva Córdoba 1	BTC2Ncb1	Nodo
Suministro 1.a	S1.a	Nodo
Suministro 7.c	S7.c	Nodo

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra MT Camara N°1 Distr. Nueva Córdoba 1	MTC1Ncb1	Barra
Barra MT Camara N°2 Distr. Nueva Córdoba 1	MTC2Ncb1	Barra
Barra MT Camara N°3 Distr. Nueva Córdoba 1	MTC3Ncb1	Barra

Datos de líneas

l	Longitud
r	Resistencia
x	Reactancia
c	Capacitancia
Un	Voltaje nominal
p	Número Sistemas Paralelos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
B1C3Ncb1	S7.c	LBT1Ncb1	Cable	3x185+1x95Al 1kV XLPE	0,025	0,211	0,075	1,000
B1C3Ncb1	S1.a	LBT2Ncb1	Cable	3x185+1x95Al 1kV XLPE	0,176	0,211	0,075	2,000









Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
MTC3Ncb1	MTIntBra	IntBrasi	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,294	0,131	0,087	1,000
MTETNCb	MTC1Ncb1	LMT1Ncb1	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,307	0,131	0,087	1,000
MTC2Ncb1	MTC1Ncb1	LMT2Ncb1	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,223	0,131	0,087	1,000
MTC2Ncb1	MTC3Ncb1	LMT3Ncb1	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,321	0,131	0,087	1,000




Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Ncb1	0,395	-0,329	-0,108	0,346	98,695	
B1C3Ncb1	0,395	0,000	0,000	0,000	98,852	
B2C1Ncb1	0,395	-0,329	-0,108	0,346	98,695	
B2C3Ncb1	0,394	-0,355	-0,117	0,374	98,528	
B3C1Ncb1	0,395	-0,329	-0,108	0,346	98,695	
BTC2Ncb1	0,394	-0,135	-0,044	0,142	98,622	
S1.a	0,389	-0,127	-0,042	0,134	97,161	
S7.c	0,394	-0,085	-0,028	0,089	98,536	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTC1Ncb1	13,191	0,000	0,000	0,000	99,933	
MTC2Ncb1	13,187	0,000	0,000	0,000	99,905	
MTC3Ncb1	13,183	0,000	0,000	0,000	99,868	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Ncb1	0,395	98,695								
	Load			2.	-0,329	-0,108	0,346	0,950	0,506	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb1	T1C1Ncb1	0,329	0,108	0,346	0,950	0,506	54,887
B1C3Ncb1	0,395	98,852								
	Line		S1.a	LBT2Ncb1	-0,129	-0,043	0,136	0,950	0,199	37,936
	Line		S7.c	LBT1Ncb1	-0,085	-0,028	0,089	0,950	0,130	49,836
	Two-Winding Transformer		MTC3Ncb1	T2C3Ncb1	0,214	0,070	0,225	0,950	0,329	45,070
B2C1Ncb1	0,395	98,695								
	Load			2.	-0,329	-0,108	0,346	0,950	0,506	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb1	T2C1Ncb1	0,329	0,108	0,346	0,950	0,506	54,887
B2C3Ncb1	0,394	98,528								
	Two-Winding Transformer		MTC3Ncb1	T1C3Ncb1	0,355	0,117	0,374	0,950	0,547	59,315
	Load			6.a	-0,355	-0,117	0,374	0,950	0,547	0,000
B3C1Ncb1	0,395	98,695								
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb1	T3C1Ncb1	0,329	0,108	0,346	0,950	0,506	54,887
	Load			2.	-0,329	-0,108	0,346	0,950	0,506	0,000
BTC2Ncb1	0,394	98,622								
	Two-Winding Transformer		MTC2Ncb1	T1C2Ncb1	0,135	0,044	0,142	0,950	0,208	56,842
	Load			3.b	-0,135	-0,044	0,142	0,950	0,208	0,000
S1.a	0,389	97,161								
	Line		B1C3Ncb1	LBT2Ncb1	0,127	0,042	0,134	0,950	0,199	37,936
	Load			1.a	-0,127	-0,042	0,134	0,950	0,199	0,000
S7.c	0,394	98,536								
	Line		B1C3Ncb1	LBT1Ncb1	0,085	0,028	0,089	0,950	0,130	49,836
	Load			7.c	-0,085	-0,028	0,089	0,950	0,130	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTC1Ncb1	13,191	99,933								
	Two-Winding Transformer		B2C1Ncb1	T2C1Ncb1	-0,332	-0,122	0,353	0,939	0,015	56,109
	Line		MTETNcb	LMT1Ncb1	2,346	0,849	2,495	0,940	0,109	31,020
	Two-Winding Transformer		B3C1Ncb1	T3C1Ncb1	-0,332	-0,122	0,353	0,939	0,015	56,109
	Two-Winding Transformer		B1C1Ncb1	T1C1Ncb1	-0,332	-0,122	0,353	0,939	0,015	56,109
	Line		MTC2Ncb1	LMT2Ncb1	-1,351	-0,484	1,435	0,941	0,063	17,837
MTC2Ncb1	13,187	99,905								
	Line		MTC1Ncb1	LMT2Ncb1	1,350	0,489	1,436	0,940	0,063	17,861
	Line		MTC3Ncb1	LMT3Ncb1	-1,214	-0,439	1,291	0,940	0,057	16,053
	Two-Winding Transformer		BTC2Ncb1	T1C2Ncb1	-0,137	-0,050	0,145	0,939	0,006	58,156
MTC3Ncb1	13,183	99,868								
	Two-Winding Transformer		B1C3Ncb1	T2C3Ncb1	-0,216	-0,079	0,230	0,939	0,010	46,075
	Line		MTIntBra	IntBrasi	-0,638	-0,236	0,681	0,938	0,030	8,468
	Line		MTC2Ncb1	LMT3Ncb1	1,213	0,447	1,293	0,938	0,057	16,087
	Two-Winding Transformer		B2C3Ncb1	T1C3Ncb1	-0,359	-0,132	0,382	0,939	0,017	60,654



Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nodos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra BT 1 Camara N°1 Distr. Nueva Córdoba 2	B1C1Ncb2	Nodo
Barra BT 2 Camara N°1 Distr. Nueva Córdoba 2	B2C1Ncb2	Nodo
Barra BT Camara N°2 Distr. Nueva Córdoba 2	BTC2Ncb2	Nodo
Barra BT Camara N°3 Distr. Nueva Córdoba 2	BTC3Ncb2	Nodo
Barra BT Camara N°4 Distr. Nueva Córdoba 2	BTC4Ncb2	Nodo
Barra BT Camara N°5 Distr. Nueva Córdoba 2	BTC5Ncb2	Barra
Suministro 1.b	S1.b	Nodo
Suministro 5.c	S5.c	Barra
Suministro 8.d	S8.d	Barra

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra MT Camara N°1 Distr. Nueva Córdoba 2	MTC1Ncb2	Barra
Barra MT Camara N°2 Distr. Nueva Córdoba 2	MTC2Ncb2	Barra
Barra MT Camara N°3 Distr. Nueva Córdoba 2	MTC3Ncb2	Barra
Barra MT Camara N°4 Distr. Nueva Córdoba 2	MTC4Ncb2	Barra
Barra MT Camara N°5 Distr. Nueva Córdoba 2	MTC5Ncb2	Barra

Datos de líneas

l	Longitud
r	Resistencia
x	Reactancia
c	Capacitancia
Un	Voltaje nominal
p	Número Sistemas Paralelos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
B1C1Ncb2	S1.b	LBT1Ncb2	Cable	3x185+1x95Al 1kV XLPE	0,118	0,211	0,075	2,000
S5.c	BTC5Ncb2	LBT2Ncb2	Cable	3x185+1x95Al 1kV XLPE	0,144	0,211	0,075	1,000
S8.d	BTC5Ncb2	LBT3Ncb2	Cable	3x185+1x95Al 1kV XLPE	0,081	0,211	0,075	2,000










Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
MTC5Ncb2	MTIntArg	IntArgen	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,063	0,131	0,087	1,000
MTC1Ncb2	MTIntNcb	IntNvaCb	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,124	0,131	0,087	1,000
MTC3Ncb2	MTIntPEs	IntPespa	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,201	0,131	0,087	1,000
MTETNcb	MTC1Ncb2	LMT1Ncb2	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,465	0,131	0,087	1,000
MTC1Ncb2	MTC2Ncb2	LMT2Ncb2	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,173	0,131	0,087	1,000
MTC2Ncb2	MTC3Ncb2	LMT3Ncb2	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,336	0,131	0,087	1,000
MTC3Ncb2	MTC4Ncb2	LMT4Ncb2	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,557	0,131	0,087	1,000
MTC4Ncb2	MTC5Ncb2	LMT5Ncb2	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	1,086	0,131	0,087	1,000






Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Ncb2	0,395	0,000	0,000	0,000	98,637	
B2C1Ncb2	0,394	-0,318	-0,105	0,335	98,425	
BTC2Ncb2	0,396	-0,135	-0,044	0,142	98,909	
BTC3Ncb2	0,395	-0,268	-0,088	0,282	98,628	
BTC4Ncb2	0,395	-0,158	-0,052	0,166	98,684	
BTC5Ncb2	0,394	-0,168	-0,055	0,176	98,493	
S1.b	0,388	-0,170	-0,056	0,179	97,121	
S5.c	0,386	-0,088	-0,029	0,092	96,567	
S8.d	0,392	-0,099	-0,033	0,104	97,889	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTC1Ncb2	13,192	0,000	0,000	0,000	99,940	
MTC2Ncb2	13,190	0,000	0,000	0,000	99,925	
MTC3Ncb2	13,187	0,000	0,000	0,000	99,901	
MTC4Ncb2	13,184	0,000	0,000	0,000	99,875	
MTC5Ncb2	13,179	0,000	0,000	0,000	99,839	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Ncb2	0,395	98,637								
	Line		S1.b	LBT1Ncb2	-0,173	-0,057	0,182	0,950	0,266	50,801
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb2	T1C1Ncb2	0,173	0,057	0,182	0,950	0,266	57,695
B2C1Ncb2	0,394	98,425								
	Load			5.a	-0,318	-0,105	0,335	0,950	0,491	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb2	T2C1Ncb2	0,318	0,105	0,335	0,950	0,491	66,947
BTC2Ncb2	0,396	98,909								
	Load			6.c	-0,135	-0,044	0,142	0,950	0,207	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC2Ncb2	T1C2Ncb2	0,135	0,044	0,142	0,950	0,207	45,113
BTC3Ncb2	0,395	98,628								
	Load			5.e	-0,268	-0,088	0,282	0,950	0,413	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC3Ncb2	T1C3Ncb2	0,268	0,088	0,282	0,950	0,413	56,421
BTC4Ncb2	0,395	98,684								
	Two-Winding Transformer		MTC4Ncb2	T1C4Ncb2	0,158	0,052	0,166	0,950	0,243	52,799
	Load			5.d	-0,158	-0,052	0,166	0,950	0,243	0,000
BTC5Ncb2	0,394	98,493								
	Line		S5.c	LBT2Ncb2	-0,089	-0,029	0,094	0,950	0,138	52,595
	Line		S8.d	LBT3Ncb2	-0,100	-0,033	0,105	0,950	0,154	29,352
	Two-Winding Transformer		MTC5Ncb2	T1C5Ncb2	0,356	0,117	0,375	0,950	0,550	59,542
	Load			6.c	-0,168	-0,055	0,176	0,950	0,258	0,000
S1.b	0,388	97,121								
	Line		B1C1Ncb2	LBT1Ncb2	0,170	0,056	0,179	0,950	0,266	50,801
	Load			1.b	-0,170	-0,056	0,179	0,950	0,266	0,000
S5.c	0,386	96,567								
	Line		BTC5Ncb2	LBT2Ncb2	0,088	0,029	0,092	0,950	0,138	52,595

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
S8.d	Load			5.c	-0,088	-0,029	0,092	0,950	0,138	0,000
	0,392	97,889								
	Line		BTC5Ncb2	LBT3Ncb2	0,099	0,033	0,104	0,950	0,154	29,352
	Load			8.d	-0,099	-0,033	0,104	0,950	0,154	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTC1Ncb2	13,192	99,940								
	Line		MTIntNcb	IntNvaCb	-0,222	0,003	0,003	0,000	0,000	0,038
	Two-Winding Transformer		B1C1Ncb2	T1C1Ncb2	-0,175	-0,064	0,186	0,939	0,008	59,024
	Line		MTC2Ncb2	LMT2Ncb2	-0,928	-0,280	0,969	0,957	0,042	12,047
	Line		MTETNcb	LMT1Ncb2	1,424	0,460	1,496	0,952	0,065	18,597
	Two-Winding Transformer		B2C1Ncb2	T2C1Ncb2	-0,322	-0,118	0,343	0,938	0,015	68,519
MTC2Ncb2	13,190	99,925								
	Line		MTC3Ncb2	LMT3Ncb2	-0,791	-0,235	0,825	0,959	0,036	10,258
	Line		MTC1Ncb2	LMT2Ncb2	0,928	0,285	0,970	0,956	0,042	12,062
	Two-Winding Transformer		BTC2Ncb2	T1C2Ncb2	-0,137	-0,050	0,145	0,939	0,006	46,143
MTC3Ncb2	13,187	99,901								
	Line		MTIntPEs	IntPespa	-0,946	0,005	0,005	0,000	0,000	0,062
	Line		MTC4Ncb2	LMT4Ncb2	-0,520	-0,149	0,541	0,962	0,024	6,726
	Line		MTC2Ncb2	LMT3Ncb2	0,791	0,243	0,827	0,956	0,036	10,288
	Two-Winding Transformer		BTC3Ncb2	T1C3Ncb2	-0,271	-0,099	0,288	0,939	0,013	57,691
MTC4Ncb2	13,184	99,875								
	Line		MTC3Ncb2	LMT4Ncb2	0,520	0,162	0,545	0,955	0,024	6,775
	Two-Winding Transformer		BTC4Ncb2	T1C4Ncb2	-0,160	-0,058	0,170	0,939	0,007	54,002
	Line		MTC5Ncb2	LMT5Ncb2	-0,360	-0,104	0,375	0,961	0,016	4,663
MTC5Ncb2	13,179	99,839								
	Line		MTIntArg	IntArgen	0,000	0,002	0,002	0,000	0,000	0,019
	Two-Winding Transformer		BTC5Ncb2	T1C5Ncb2	-0,360	-0,132	0,384	0,939	0,017	60,887
	Line		MTC4Ncb2	LMT5Ncb2	0,360	0,131	0,383	0,940	0,017	4,766



Nuevo Distribuidor Rebaje

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nodos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra BT Camara N°1 Distr. Rebaje	BTC1Reba	Nodo
Barra BT Camara N°2 Distr. Rebaje	BTC2Reba	Nodo
Barra BT SET 1648	BTS1648	Nodo
Barra BT SET 3875	BTS3875	Nodo
Suministro 6.d	S6d	Nodo
Suministro 7.a	S7a	Nodo

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra de Interconexión con Distr. Corcemar	IntCorce	Nodo
Barra MT Camara N°1 Distr. Rebaje	MTC1Reba	Barra
Barra MT Camara N°2 Distr. Rebaje	MTC2Reba	Barra
Barra MT SET 3875	MTS3875	Barra
Barra MT SET 854	MTS854	Barra
Barra MT SET1297	MTS1297	Barra
Barra MT SET1648	MTS1648	Nodo

Datos de líneas

l	Longitud
r	Resistencia
x	Reactancia
c	Capacitancia
Un	Voltaje nominal
p	Número Sistemas Paralelos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
S7a	BTC1Reba	LBT1Reba	Cable	3x185+1x95Al 1kV XLPE	0,104	0,211	0,075	2,000
S6d	BTC2Reba	LBT2Reba	Cable	3x185+1x95Al 1kV XLPE	0,264	0,211	0,075	2,000







Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
MTS854	MTC1Reba	IntGueme	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I	0,060	0,213	0,093	1,000
MTC2Reba	MTS1297	IntTribu	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I	0,016	0,213	0,093	1,000
MTSRebaj	MTS3875	LMT1Reba	Cable	3x50 Cu XLPE 13,2 kV Cat I Existente	0,400	0,493	0,123	1,000
MTS3875	MTC1Reba	LMT2Reba	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I	0,062	0,213	0,093	1,000
MTC1Reba	MTC2Reba	LMT3Reba	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I	0,168	0,213	0,093	1,000
MTS3875	MTS1648	LMT4Reba	Cable	3x50 Cu XLPE 13,2 kV Cat I Existente	0,203	0,493	0,123	1,000
MTS1648	IntCorce	LMT5Reba	Cable	3x50 Cu XLPE 13,2 kV Cat I Existente	0,087	0,493	0,123	1,000





Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTC1Reba	0,394	-0,275	-0,056	0,281	98,593	
BTC2Reba	0,395	-0,188	-0,038	0,192	98,800	
BTS1648	0,394	-0,291	-0,096	0,307	98,452	
BTS3875	0,394	-0,183	-0,060	0,193	98,471	
S6d	0,388	-0,088	-0,018	0,089	97,119	
S7a	0,390	-0,143	-0,029	0,146	97,515	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTC1Reba	13,180	0,000	0,000	0,000	99,851	
MTC2Reba	13,179	0,000	0,000	0,000	99,844	
MTS3875	13,181	0,000	0,000	0,000	99,856	
MTS1648	13,179	0,000	0,000	0,000	99,838	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
			BTC1Reba	T1C1Reba	-0,424	-0,103	0,436	0,972	0,019	69,199
			MTS3875	LMT2Reba	0,703	0,166	0,723	0,973	0,032	11,756
			MTC2Reba	LMT3Reba	-0,280	-0,064	0,287	0,975	0,013	4,669
			MTS854	IntGueme	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,020
MTC2Reba	13,179	99,844								
			MTC1Reba	LMT3Reba	0,280	0,067	0,288	0,972	0,013	4,682
			BTC2Reba	T1C2Reba	-0,280	-0,068	0,288	0,972	0,013	57,573
			MTS1297	IntTribu	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,005
MTS3875	13,181	99,856								
			BTS3875	TSET3875	-0,186	-0,068	0,198	0,939	0,009	62,728
			MTS1648	LMT4Reba	-0,294	-0,104	0,312	0,942	0,014	9,244
			MTSRebaj	LMT1Reba	1,183	0,337	1,230	0,962	0,054	36,414
			MTC1Reba	LMT2Reba	-0,703	-0,164	0,722	0,974	0,032	11,751
MTS854	13,159	99,687								
			MTC1Reba	IntGueme	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MTS1297	13,117	99,373								
			MTC2Reba	IntTribu	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,150
MTS1648	13,179	99,838								
			BTS1648	TSET1648	-0,294	-0,108	0,314	0,939	0,014	62,703
			IntCorce	LMT5Reba	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,032
			MTS3875	LMT4Reba	0,294	0,107	0,313	0,940	0,014	9,269



Nuevo Distribuidor Tablada

Nodos

Datos de Líneas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nodos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra BT N°1 cámara N°1 Distr. Tablada	B1C1Tabl	Nodo
Barra BT N°2 cámara N°1 Distr. Tablada	B2C1Tabl	Nodo
Barra BT N°3 cámara N°1 Distr. Tablada	B3C1Tabl	Nodo
Barra BT SET N°1 Distr. Tablada	BTS1Tabl	Nodo
Barra BT SET N°2 Distr. Tablada	BTS2Tabl	Nodo
Barra BT SET N°3 Distr. Tablada	BTS3Tabl	Nodo
Barra BT SET N°4 Distr. Tablada	BTS4Tabl	Nodo
Suministro 1.d	S1.d	Nodo
Suministro 7.d	S7.d	Nodo

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nombre	Nombre corto	Tipo nodo
Barra interconexión con Nva Cba	MTIntNcb	Nodo
Barra Interconexion Distr. Plaza España	MTIntPEs	Nodo
Barra interconexión Usina Mendoza	MTIntUMe	Nodo
Barra MT cámara N°1 Distr. Tablada	MTC1Tabl	Barra
Barra MT SET 165	MTS165	Nodo
Barra MT SET N°1 Distr. Tablada	MTS1Tabl	Nodo
Barra MT SET N°1 Distr. Tablada	MTS2Tabl	Nodo
Barra MT SET N°3 Distr. Tablada	MTS3Tabl	Nodo
Barra MT SET N°4 Distr. Tablada	MTS4Tabl	Nodo
Nodo de Interconexión Escuela Industrial	NIntEInd	Nodo
Sec. transición Aéreo-Sub. N°1 Distr. Tablada	Sec1Tabl	Nodo
Sec. transición Aéreo-Sub. N°2 Distr. Tablada	Sec2Tabl	Nodo
Sec. transición Aéreo-Sub. N°3 Distr. Tablada	Sec3Tabl	Nodo
Sec. transición Aéreo-Sub. N°4 Distr. Tablada	Sec4Tabl	Nodo
Sec. transición Aéreo-Sub. N°5 Distr. Tablada	Sec5Tabl	Nodo

Datos de líneas

l	Longitud
r	Resistencia
x	Reactancia
c	Capacitancia
Un	Voltaje nominal
p	Número Sistemas Paralelos

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
BTS2Tabl	S7.d	LBT1Tabl	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,056	0,822	0,080	2,000
BTS4Tabl	S1.d	LBT2Tabl	Cable	Preen. 3x1x50Al +1x50Al	0,045	0,822	0,080	2,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo Inicial	Nodo final	Nombre	Tipo línea	Descripción	l [km]	r [Ohm/km]	x [Ohm/km]	p
MTIntUMe	MTS165	IntUsMen	Conector	Barra	0,022	0,100	0,400	1,000
MTS4Tabl	MTS562	IntBCase	Línea aérea	3x(1x50) AIAI	0,310	0,654	0,540	1,000
NIntEInd	MTS2215	IntEsInd	Línea aérea	3x(1x50) AIAI	0,023	0,654	0,540	1,000
MTETabla	MTS1Tabl	LMT1Tabl	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	1,092	0,131	0,087	1,000
MTS3Tabl	Sec5Tabl	LM10Tabl	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I	0,112	0,213	0,093	1,000
Sec5Tabl	NIntEInd	LM11Tabl	Línea aérea	3x(1x50) AIAI	0,421	0,654	0,540	1,000
NIntEInd	MTS4Tabl	LM12Tabl	Línea aérea	3x(1x50) AIAI	0,311	0,654	0,540	1,000
MTS1Tabl	Sec1Tabl	LMT2Tabl	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,092	0,131	0,087	1,000
Sec1Tabl	Sec2Tabl	LMT3Tabl	Cable	3x(1x95) Al Compacto	0,486	0,320	0,710	1,000
Sec2Tabl	MTC1Tabl	LMT4Tabl	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,043	0,131	0,087	1,000
Sec3Tabl	MTC1Tabl	LMT5Tabl	Cable	3x(1x300)Al 13,2kV XLPE Cat I	0,043	0,131	0,087	1,000
Sec3Tabl	Sec4Tabl	LMT6Tabl	Cable	3x(1x95) Al Compacto	0,089	0,320	0,710	1,000
Sec4Tabl	MTIntUMe	LMT7Tabl	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I	0,177	0,213	0,093	1,000
MTIntUMe	MTS2Tabl	LMT8Tabl	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I	0,169	0,213	0,093	1,000
MTS2Tabl	MTS3Tabl	LMT9Tabl	Cable	3x(1x185)AL XLPE 13,2 kV Cat I	0,652	0,213	0,093	1,000

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Tabl	0,391	-0,450	-0,148	0,474	97,706	
B2C1Tabl	0,391	-0,450	-0,148	0,474	97,706	
B3C1Tabl	0,391	-0,450	-0,148	0,474	97,706	
BTS1Tabl	0,394	-0,175	-0,058	0,184	98,452	
BTS2Tabl	0,393	0,000	0,000	0,000	98,310	
BTS3Tabl	0,392	-0,371	-0,122	0,391	97,901	
BTS4Tabl	0,393	-0,127	-0,042	0,133	98,169	
S1.d	0,388	-0,094	-0,031	0,099	97,023	
S7.d	0,389	-0,072	-0,024	0,075	97,224	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTIntNcb	13,170	0,000	0,000	0,000	99,774	
MTIntPEs	13,152	0,000	0,000	0,000	99,638	
MTIntUMe	13,118	0,000	0,000	0,000	99,382	
MTC1Tabl	13,124	0,000	0,000	0,000	99,421	
MTS1Tabl	13,170	0,000	0,000	0,000	99,774	
MTS2Tabl	13,116	0,000	0,000	0,000	99,366	
MTS3Tabl	13,109	0,000	0,000	0,000	99,310	
MTS4Tabl	13,098	0,000	0,000	0,000	99,226	
NIntEInd	13,102	0,000	0,000	0,000	99,260	
Sec1Tabl	13,168	0,000	0,000	0,000	99,757	
Sec2Tabl	13,125	0,000	0,000	0,000	99,429	
Sec3Tabl	13,123	0,000	0,000	0,000	99,418	
Sec4Tabl	13,121	0,000	0,000	0,000	99,399	
Sec5Tabl	13,109	0,000	0,000	0,000	99,307	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Tabl	0,391	97,706								
	Two-Winding Transformer		MTC1Tabl	T1C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,700	75,188
	Load			6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,700	0,000
B2C1Tabl	0,391	97,706								
	Two-Winding Transformer		MTC1Tabl	T2C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,700	75,188
	Load			6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,700	0,000
B3C1Tabl	0,391	97,706								
	Two-Winding Transformer		MTC1Tabl	T3C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,700	75,188
	Load			6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,700	0,000
BTS1Tabl	0,394	98,452								
	Two-Winding Transformer		MTS1Tabl	TS1Tabl	0,175	0,058	0,184	0,950	0,270	58,480
	Load			7.b	-0,175	-0,058	0,184	0,950	0,270	0,000
BTS2Tabl	0,393	98,310								
	Line		S7.d	LBT1Tabl	-0,072	-0,024	0,076	0,951	0,112	39,068
	Two-Winding Transformer		MTS2Tabl	TS2Tabl	0,072	0,024	0,076	0,951	0,112	47,565
BTS3Tabl	0,392	97,901								
	Two-Winding Transformer		MTS3Tabl	TS3Tabl	0,371	0,122	0,391	0,950	0,576	61,988
	Load			8.a	-0,371	-0,122	0,391	0,950	0,576	0,000
BTS4Tabl	0,393	98,169								
	Line		S1.d	LBT2Tabl	-0,095	-0,031	0,100	0,951	0,147	51,359
	Two-Winding Transformer		MTS4Tabl	TS4Tabl	0,222	0,073	0,233	0,950	0,343	46,675
	Load			1.c	-0,127	-0,042	0,133	0,950	0,196	0,000
S1.d	0,388	97,023								
	Line		BTS4Tabl	LBT2Tabl	0,094	0,031	0,099	0,950	0,147	51,359

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Two-Winding Transformer		BTS4Tabl	TS4Tabl	-0,224	-0,082	0,239	0,939	0,011	47,711
NIntEInd	13,102	99,260								
	Line		MTS2215	IntEsInd	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Line		MTS4Tabl	LM12Tabl	-0,224	-0,082	0,239	0,939	0,011	5,393
	Line		Sec5Tabl	LM11Tabl	0,224	0,082	0,239	0,939	0,011	5,393
Sec1Tabl	13,168	99,757								
	Line		Sec2Tabl	LMT3Tabl	-2,043	-0,735	2,171	0,941	0,095	26,445
	Line		MTS1Tabl	LMT2Tabl	2,043	0,735	2,171	0,941	0,095	27,039
Sec2Tabl	13,125	99,429								
	Line		MTC1Tabl	LMT4Tabl	-2,039	-0,726	2,164	0,942	0,095	27,039
	Line		Sec1Tabl	LMT3Tabl	2,039	0,726	2,164	0,942	0,095	26,445
Sec3Tabl	13,123	99,418								
	Line		Sec4Tabl	LMT6Tabl	-0,673	-0,223	0,709	0,949	0,031	8,664
	Line		MTC1Tabl	LMT5Tabl	0,673	0,223	0,709	0,949	0,031	8,859
Sec4Tabl	13,121	99,399								
	Line		MTIntUMe	LMT7Tabl	-0,673	-0,223	0,709	0,949	0,031	11,583
	Line		Sec3Tabl	LMT6Tabl	0,673	0,223	0,709	0,949	0,031	8,664
Sec5Tabl	13,109	99,307								
	Line		MTS3Tabl	LM10Tabl	0,224	0,082	0,239	0,939	0,011	3,905
	Line		NIntEInd	LM11Tabl	-0,224	-0,082	0,239	0,939	0,011	5,393

Balance de Potencia

Área de la red: Nuevo Distribuidor Alta Cba1

Balance de Potencia del Área de Red

	Activa	Reactiva	Aparente
Pérdidas Transform.	0,007 MW	0,028 Mvar	0,029 MVA
Elementos Pérdidas	0,002 MW	0,000 Mvar	0,002 MVA
Pérdidas Suman	0,010 MW	0,018 Mvar	0,020 MVA
Entrada Potencia	0,000 MW	0,000 Mvar	0,000 MVA
Salida Potencia	0,845 MW	0,210 Mvar	0,871 MVA
Balance Potencia	-0,855 MW	-0,228 Mvar	0,885 MVA

Área de la red: Nuevo Distribuidor Alta Cba2

Balance de Potencia del Área de Red

	Activa	Reactiva	Aparente
Pérdidas Transform.	0,015 MW	0,056 Mvar	0,058 MVA
Elementos Pérdidas	0,007 MW	0,002 Mvar	0,008 MVA
Pérdidas Suman	0,023 MW	0,055 Mvar	0,060 MVA
Entrada Potencia	0,000 MW	0,000 Mvar	0,000 MVA
Salida Potencia	1,366 MW	0,395 Mvar	1,422 MVA
Balance Potencia	-1,389 MW	-0,450 Mvar	1,460 MVA

Área de la red: Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1

Balance de Potencia del Área de Red

	Activa	Reactiva	Aparente
Pérdidas Transform.	0,018 MW	0,070 Mvar	0,073 MVA
Elementos Pérdidas	0,003 MW	0,001 Mvar	0,004 MVA
Pérdidas Suman	0,021 MW	0,044 Mvar	0,048 MVA
Entrada Potencia	0,000 MW	0,000 Mvar	0,000 MVA
Salida Potencia	1,687 MW	0,555 Mvar	1,776 MVA
Balance Potencia	-1,708 MW	-0,598 Mvar	1,810 MVA

Área de la red: Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2

Balance de Potencia del Área de Red

	Activa	Reactiva	Aparente
Pérdidas Transform.	0,015 MW	0,059 Mvar	0,061 MVA
Elementos Pérdidas	0,006 MW	0,003 Mvar	0,007 MVA
Pérdidas Suman	0,022 MW	-0,013 Mvar	0,025 MVA
Entrada Potencia	0,000 MW	0,000 Mvar	0,000 MVA
Salida Potencia	1,403 MW	0,461 Mvar	1,477 MVA
Balance Potencia	-1,425 MW	-0,449 Mvar	1,494 MVA

Área de la red: Nuevo Distribuidor Rebaje

Balance de Potencia del Área de Red

	Activa	Reactiva	Aparente
Pérdidas Transform.	0,012 MW	0,049 Mvar	0,051 MVA
Elementos Pérdidas	0,005 MW	0,002 Mvar	0,005 MVA
Pérdidas Suman	0,017 MW	0,036 Mvar	0,040 MVA
Entrada Potencia	0,000 MW	0,000 Mvar	0,000 MVA
Salida Potencia	1,168 MW	0,297 Mvar	1,205 MVA
Balance Potencia	-1,185 MW	-0,332 Mvar	1,231 MVA

Área de la red: Nuevo Distribuidor Tablada

Balance de Potencia del Área de Red

	Activa	Reactiva	Aparente
Pérdidas Transform.	0,025 MW	0,095 Mvar	0,098 MVA
Elementos Pérdidas	0,012 MW	0,014 Mvar	0,018 MVA
Pérdidas Suman	0,037 MW	0,055 Mvar	0,066 MVA
Entrada Potencia	0,000 MW	0,000 Mvar	0,000 MVA
Salida Potencia	2,188 MW	0,719 Mvar	2,303 MVA
Balance Potencia	-2,225 MW	-0,774 Mvar	2,356 MVA

12.2.2 Interconexiones

Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1 y Juan B. Justo

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1 y Atenas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2 y Juan B. Justo

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2 y Cofico

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1 y Brasil

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2 y Nueva Córdoba

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2 y Plaza España

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2 y Argenta

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Rebaje y Güemes

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Rebaje y Tribunales

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Tablada y Usina Mendoza

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Tablada y Escuela Industrial

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Nuevo Distribuidor Tablada y Bajada Caseros

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga



Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1 y Juan B. Justo

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTS1ACb1	0,378	0,000	0,000	0,000	94,527	
BTS2ACb1	0,380	-0,107	-0,035	0,113	95,053	
BTS4131	0,379	-0,172	-0,035	0,175	94,697	
BTS4322	0,379	-0,172	-0,035	0,175	94,713	
S3.a	0,369	-0,035	-0,012	0,037	92,307	
S9.a	0,377	-0,074	-0,024	0,078	94,206	
S9.c	0,375	-0,092	-0,030	0,097	93,702	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTEdiPro	12,679	-0,194	-0,039	0,198	96,051	
MTS1Acb1	12,688	0,000	0,000	0,000	96,120	
MTS2ACb1	12,686	0,000	0,000	0,000	96,108	
MTS4131	12,678	0,000	0,000	0,000	96,046	
MTS4322	12,680	0,000	0,000	0,000	96,063	
NIntJBJu	12,689	0,000	0,000	0,000	96,131	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
BTS1ACb1	0,378	94,527								
	Line		S3.a	LBT3ACb1	-0,036	-0,012	0,038	0,952	0,058	20,143
	Line		S9.a	LBT2ACb1	-0,074	-0,024	0,078	0,950	0,119	41,729
	Line		S9.c	LBT1ACb1	-0,093	-0,030	0,098	0,951	0,149	52,159
	Two-Winding Transformer		MTS1Ac b1	TS1ACb1	0,203	0,066	0,214	0,951	0,326	67,804
BTS2ACb1	0,380	95,053								
	Two-Winding Transformer		MTS2ACb1	TS2ACb1	0,107	0,035	0,113	0,950	0,171	45,053
	Load			9.e	-0,107	-0,035	0,113	0,950	0,171	0,000
BTS4131	0,379	94,697								
	Load			SET4131	-0,172	-0,035	0,175	0,980	0,267	0,000
	Two-Winding Transformer		MTS4131	TSET4131	0,172	0,035	0,175	0,980	0,267	70,000
BTS4322	0,379	94,713								
	Load			SET4322	-0,172	-0,035	0,175	0,980	0,267	0,000
	Two-Winding Transformer		MTS4322	TSET4322	0,172	0,035	0,175	0,980	0,267	70,000
S3.a	0,369	92,307								
	Line		BTS1ACb1	LBT3ACb1	0,035	0,012	0,037	0,950	0,058	20,143
	Load			3.a	-0,035	-0,012	0,037	0,950	0,058	0,000
S9.a	0,377	94,206								
	Line		BTS1ACb1	LBT2ACb1	0,074	0,024	0,078	0,950	0,119	41,729
	Load			9.a	-0,074	-0,024	0,078	0,950	0,119	0,000
S9.c	0,375	93,702								
	Line		BTS1ACb1	LBT1ACb1	0,092	0,030	0,097	0,950	0,149	52,159
	Load			9.c	-0,092	-0,030	0,097	0,950	0,149	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTEdiPro	12,679	96,051								
	Load			EdiPromi	-0,194	-0,039	0,198	0,980	0,009	0,000
	Line		MTS4131	LMT2ACb1	-0,174	-0,037	0,178	0,978	0,008	2,993
	Line		MTS4322	LMT3ACb1	0,367	0,077	0,375	0,979	0,017	6,329
MTS1Acb1	12,688	96,120								
	Line		NIntJBJu	LMT5ACb1	0,747	0,190	0,771	0,969	0,035	22,476
	Two-Winding Transformer		BTS1ACb1	TS1ACb1	-0,205	-0,075	0,219	0,939	0,010	69,469
	Line		MTS4322	LMT4ACb1	-0,541	-0,115	0,553	0,978	0,025	16,139
MTS2ACb1	12,686	96,108								
	Line		NIntAten	IntAtena	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Two-Winding Transformer		BTS2ACb1	TS2ACb1	-0,108	-0,040	0,115	0,939	0,005	46,085
	Line		NIntJBJu	LMT6ACb1	0,108	0,040	0,115	0,939	0,005	3,361
MTS4131	12,678	96,046								
	Two-Winding Transformer		BTS4131	TSET4131	-0,174	-0,042	0,179	0,972	0,008	71,440
	Line		MTSAICba	LMT1ACb1	0,000	0,002	0,002	0,000	0,000	0,030
	Line		MTEdiPro	LMT2ACb1	0,174	0,041	0,178	0,974	0,008	3,005
MTS4322	12,680	96,063								
	Line		MTEdiPro	LMT3ACb1	-0,367	-0,072	0,374	0,981	0,017	6,314
	Two-Winding Transformer		BTS4322	TSET4322	-0,174	-0,042	0,179	0,972	0,008	71,440
	Line		MTS1Acb1	LMT4ACb1	0,541	0,115	0,553	0,978	0,025	16,139
NIntJBJu	12,689	96,131								
	Line		MTS1Acb1	LMT5ACb1	-0,747	-0,190	0,771	0,969	0,035	22,476
	Line		MTS2ACb1	LMT6ACb1	-0,108	-0,040	0,115	0,939	0,005	3,361
	Line		MTS4300	IntJBJus	0,855	0,230	0,885	0,966	0,040	27,544



Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 1 y Atenas

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTS1ACb1	0,378	0,000	0,000	0,000	94,527	
BTS2ACb1	0,380	-0,107	-0,035	0,113	95,053	
BTS4131	0,379	-0,172	-0,035	0,175	94,697	
BTS4322	0,379	-0,172	-0,035	0,175	94,713	
S3.a	0,369	-0,035	-0,012	0,037	92,307	
S9.a	0,377	-0,074	-0,024	0,078	94,206	
S9.c	0,375	-0,092	-0,030	0,097	93,702	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTEdiPro	12,679	-0,194	-0,039	0,198	96,051	
MTS1Acb1	12,688	0,000	0,000	0,000	96,120	
MTS2ACb1	12,686	0,000	0,000	0,000	96,108	
MTS4131	12,678	0,000	0,000	0,000	96,046	
MTS4322	12,680	0,000	0,000	0,000	96,063	
NIntJBju	12,689	0,000	0,000	0,000	96,131	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
BTS1ACb1	0,378	94,527								
	Line		S3.a	LBT3ACb1	-0,036	-0,012	0,038	0,952	0,058	20,143
	Line		S9.a	LBT2ACb1	-0,074	-0,024	0,078	0,950	0,119	41,729
	Line		S9.c	LBT1ACb1	-0,093	-0,030	0,098	0,951	0,149	52,159
	Two-Winding Transformer		MTS1ACb1	TS1ACb1	0,203	0,066	0,214	0,951	0,326	67,804
BTS2ACb1	0,380	95,053								
	Two-Winding Transformer		MTS2ACb1	TS2ACb1	0,107	0,035	0,113	0,950	0,171	45,053
	Load			9.e	-0,107	-0,035	0,113	0,950	0,171	0,000
BTS4131	0,379	94,697								
	Load			SET4131	-0,172	-0,035	0,175	0,980	0,267	0,000
	Two-Winding Transformer		MTS4131	TSET4131	0,172	0,035	0,175	0,980	0,267	70,000
BTS4322	0,379	94,713								
	Load			SET4322	-0,172	-0,035	0,175	0,980	0,267	0,000
	Two-Winding Transformer		MTS4322	TSET4322	0,172	0,035	0,175	0,980	0,267	70,000
S3.a	0,369	92,307								
	Line		BTS1ACb1	LBT3ACb1	0,035	0,012	0,037	0,950	0,058	20,143
	Load			3.a	-0,035	-0,012	0,037	0,950	0,058	0,000
S9.a	0,377	94,206								
	Line		BTS1ACb1	LBT2ACb1	0,074	0,024	0,078	0,950	0,119	41,729
	Load			9.a	-0,074	-0,024	0,078	0,950	0,119	0,000
S9.c	0,375	93,702								
	Line		BTS1ACb1	LBT1ACb1	0,092	0,030	0,097	0,950	0,149	52,159
	Load			9.c	-0,092	-0,030	0,097	0,950	0,149	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTEdiPro	12,679	96,051								
	Load			EdiPromi	-0,194	-0,039	0,198	0,980	0,009	0,000
	Line		MTS4131	LMT2ACb1	-0,174	-0,037	0,178	0,978	0,008	2,993
	Line		MTS4322	LMT3ACb1	0,367	0,077	0,375	0,979	0,017	6,329
MTS1Acb1	12,688	96,120								
	Line		NIntJBJu	LMT5ACb1	0,747	0,190	0,771	0,969	0,035	22,476
	Two-Winding Transformer		BTS1ACb1	TS1ACb1	-0,205	-0,075	0,219	0,939	0,010	69,469
	Line		MTS4322	LMT4ACb1	-0,541	-0,115	0,553	0,978	0,025	16,139
MTS2ACb1	12,686	96,108								
	Line		NIntAten	IntAtena	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Two-Winding Transformer		BTS2ACb1	TS2ACb1	-0,108	-0,040	0,115	0,939	0,005	46,085
	Line		NIntJBJu	LMT6ACb1	0,108	0,040	0,115	0,939	0,005	3,361
MTS4131	12,678	96,046								
	Two-Winding Transformer		BTS4131	TSET4131	-0,174	-0,042	0,179	0,972	0,008	71,440
	Line		MTSAICba	LMT1ACb1	0,000	0,002	0,002	0,000	0,000	0,030
	Line		MTEdiPro	LMT2ACb1	0,174	0,041	0,178	0,974	0,008	3,005
MTS4322	12,680	96,063								
	Line		MTEdiPro	LMT3ACb1	-0,367	-0,072	0,374	0,981	0,017	6,314
	Two-Winding Transformer		BTS4322	TSET4322	-0,174	-0,042	0,179	0,972	0,008	71,440
	Line		MTS1Acb1	LMT4ACb1	0,541	0,115	0,553	0,978	0,025	16,139
NIntJBJu	12,689	96,131								
	Line		MTS1Acb1	LMT5ACb1	-0,747	-0,190	0,771	0,969	0,035	22,476
	Line		MTS2ACb1	LMT6ACb1	-0,108	-0,040	0,115	0,939	0,005	3,361
	Line		MTS4300	IntJBJus	0,855	0,230	0,885	0,966	0,040	27,544



Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2 y Juan B. Justo

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTS1659	0,383	-0,432	-0,088	0,441	95,802	
BTS321	0,381	-0,221	-0,072	0,232	95,370	
BTS3804	0,382	-0,106	-0,035	0,112	95,402	
BTS4251	0,381	-0,070	-0,023	0,074	95,280	
BTS1ACb2	0,385	-0,095	-0,031	0,100	96,238	
BTS2ACb2	0,383	-0,075	-0,025	0,079	95,649	
BTS3ACb2	0,384	-0,181	-0,059	0,191	95,983	
S8.b	0,372	-0,085	-0,028	0,089	92,969	
S8.c	0,374	-0,101	-0,033	0,106	93,524	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTS1659	12,822	0,000	0,000	0,000	97,136	
MTS321	12,816	0,000	0,000	0,000	97,092	
MTS3804	12,807	0,000	0,000	0,000	97,019	
MTS4251	12,802	0,000	0,000	0,000	96,986	
MTS1ACb2	12,826	0,000	0,000	0,000	97,165	
MTS2ACb2	12,797	0,000	0,000	0,000	96,943	
MTS3ACb2	12,787	0,000	0,000	0,000	96,869	
ND1ACb2	12,802	0,000	0,000	0,000	96,988	
ND2ACb2	12,788	0,000	0,000	0,000	96,875	
NIntJBju	12,827	0,000	0,000	0,000	97,174	

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Line		BTS2ACb2	LBT1ACb2	0,085	0,028	0,089	0,950	0,139	48,570
	Load			8.b	-0,085	-0,028	0,089	0,950	0,139	0,000
S8.c	0,374	93,524								
	Line		BTS2ACb2	LBT2ACb2	0,101	0,033	0,106	0,950	0,164	57,371
	Load			8.c	-0,101	-0,033	0,106	0,950	0,164	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTS1659	12,822	97,136								
	Two-Winding Transformer		BTS1659	TSET1659	-0,437	-0,107	0,450	0,972	0,020	71,384
	Line		MTS1ACb2	LMT2ACb2	0,437	0,103	0,449	0,973	0,020	10,367
	Line		MTSAICba	LMT1ACb2	-0,561	0,003	0,003	0,000	0,000	0,039
MTS321	12,816	97,092								
	Line		MTS3804	LMT5ACb2	-0,631	-0,229	0,672	0,940	0,030	15,515
	Line		NIntJBju	LMT4ACb2	0,855	0,312	0,910	0,940	0,041	21,013
	Two-Winding Transformer		BTS321	TSET321	-0,223	-0,083	0,238	0,938	0,011	75,550
MTS3804	12,807	97,019								
	Line		ND1ACb2	LMT6ACb2	-0,523	-0,190	0,557	0,940	0,025	12,871
	Line		MTS321	LMT5ACb2	0,631	0,229	0,671	0,940	0,030	15,515
	Two-Winding Transformer		BTS3804	TSET3804	-0,108	-0,038	0,114	0,942	0,005	71,463
MTS4251	12,802	96,986								
	Line		ND1ACb2	LMT7ACb2	0,071	0,025	0,075	0,942	0,003	1,742
	Two-Winding Transformer		BTS4251	TSET4251	-0,071	-0,025	0,075	0,942	0,003	75,313
MTS1ACb2	12,826	97,165								
	Line		NIntJBju	LMT3ACb2	0,533	0,139	0,551	0,968	0,025	12,716
	Two-Winding Transformer		BTS1ACb2	TS1ACb2	-0,096	-0,035	0,102	0,939	0,005	40,930
	Line		MTS1659	LMT2ACb2	-0,437	-0,103	0,449	0,973	0,020	10,367
MTS2ACb2	12,797	96,943								
	Line		ND2ACb2	LMT9ACb2	-0,183	-0,067	0,195	0,939	0,009	4,511
	Two-Winding Transformer		BTS2ACb2	TS2ACb2	-0,269	-0,097	0,286	0,940	0,013	57,210
	Line		ND1ACb2	LMT8ACb2	0,452	0,165	0,481	0,940	0,022	11,130
MTS3ACb2	12,787	96,869								
	Line		ND2ACb2	LM10ACb2	0,183	0,067	0,195	0,939	0,009	4,511

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Two-Winding Transformer		BTS3ACb2	TS3ACb2	-0,183	-0,067	0,195	0,939	0,009	38,966
ND1ACb2	12,802	96,988								
	Line		MTS4251	LMT7ACb2	-0,071	-0,025	0,075	0,942	0,003	1,742
	Line		MTS3804	LMT6ACb2	0,523	0,190	0,557	0,940	0,025	12,871
	Line		MTS2ACb2	LMT8ACb2	-0,452	-0,165	0,481	0,940	0,022	11,130
ND2ACb2	12,788	96,875								
	Line		MTS3ACb2	LM10ACb2	-0,183	-0,067	0,195	0,939	0,009	4,511
	Line		NIntCofi	IntCofic	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Line		MTS2ACb2	LMT9ACb2	0,183	0,067	0,195	0,939	0,009	4,511
NIntJBju	12,827	97,174								
	Line		MTS1ACb2	LMT3ACb2	-0,533	-0,139	0,551	0,968	0,025	12,716
	Line		SECC3861	IntJBjus	1,388	0,451	1,460	0,951	0,066	33,692
	Line		MTS321	LMT4ACb2	-0,855	-0,312	0,910	0,939	0,041	21,013



Nuevo Distribuidor Alta Córdoba 2 y Cofico

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTS1659	0,382	-0,432	-0,088	0,441	95,491	
BTS321	0,381	-0,221	-0,072	0,232	95,191	
BTS3804	0,382	-0,106	-0,035	0,112	95,382	
BTS4251	0,381	-0,070	-0,023	0,074	95,342	
BTS1ACb2	0,384	-0,095	-0,031	0,100	95,929	
BTS2ACb2	0,383	-0,075	-0,025	0,079	95,847	
BTS3ACb2	0,387	-0,181	-0,059	0,191	96,690	
S8.b	0,373	-0,085	-0,028	0,089	93,172	
S8.c	0,375	-0,101	-0,033	0,106	93,726	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTS1659	12,782	0,000	0,000	0,000	96,829	
MTS321	12,793	0,000	0,000	0,000	96,916	
MTS3804	12,804	0,000	0,000	0,000	97,000	
MTS4251	12,810	0,000	0,000	0,000	97,047	
MTS1ACb2	12,785	0,000	0,000	0,000	96,858	
MTS2ACb2	12,822	0,000	0,000	0,000	97,138	
MTS3ACb2	12,879	0,000	0,000	0,000	97,570	
ND1ACb2	12,811	0,000	0,000	0,000	97,049	
ND2ACb2	12,880	0,000	0,000	0,000	97,576	
NIntJBju	12,787	0,000	0,000	0,000	96,868	

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Line		BTS2ACb2	LBT1ACb2	0,085	0,028	0,089	0,950	0,139	48,464
	Load			8.b	-0,085	-0,028	0,089	0,950	0,139	0,000
S8.c	0,375	93,726								
	Line		BTS2ACb2	LBT2ACb2	0,101	0,033	0,106	0,950	0,164	57,247
	Load			8.c	-0,101	-0,033	0,106	0,950	0,164	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTS1659	12,782	96,829								
	Two-Winding Transformer		BTS1659	TSET1659	-0,437	-0,107	0,450	0,971	0,020	71,388
	Line		MTS1ACb2	LMT2ACb2	0,437	0,103	0,449	0,973	0,020	10,401
	Line		MTSAICba	LMT1ACb2	-0,557	0,003	0,003	0,000	0,000	0,039
MTS321	12,793	96,916								
	Line		MTS3804	LMT5ACb2	0,757	0,222	0,788	0,960	0,036	18,246
	Line		NIntJBju	LMT4ACb2	-0,533	-0,139	0,551	0,968	0,025	12,757
	Two-Winding Transformer		BTS321	TSET321	-0,223	-0,083	0,238	0,938	0,011	75,553
MTS3804	12,804	97,000								
	Line		ND1ACb2	LMT6ACb2	0,865	0,260	0,903	0,958	0,041	20,886
	Line		MTS321	LMT5ACb2	-0,757	-0,222	0,789	0,960	0,036	18,246
	Two-Winding Transformer		BTS3804	TSET3804	-0,108	-0,038	0,114	0,942	0,005	71,463
MTS4251	12,810	97,047								
	Line		ND1ACb2	LMT7ACb2	0,071	0,025	0,075	0,942	0,003	1,741
	Two-Winding Transformer		BTS4251	TSET4251	-0,071	-0,025	0,075	0,942	0,003	75,311
MTS1ACb2	12,785	96,858								
	Line		NIntJBju	LMT3ACb2	0,533	0,139	0,551	0,968	0,025	12,757
	Two-Winding Transformer		BTS1ACb2	TS1ACb2	-0,096	-0,035	0,102	0,939	0,005	40,929
	Line		MTS1659	LMT2ACb2	-0,437	-0,104	0,449	0,973	0,020	10,401
MTS2ACb2	12,822	97,138								
	Line		ND2ACb2	LMT9ACb2	1,206	0,384	1,266	0,953	0,057	29,223
	Two-Winding Transformer		BTS2ACb2	TS2ACb2	-0,269	-0,097	0,286	0,940	0,013	57,204
	Line		ND1ACb2	LMT8ACb2	-0,937	-0,287	0,980	0,956	0,044	22,625
MTS3ACb2	12,879	97,570								
	Line		ND2ACb2	LM10ACb2	0,183	0,067	0,195	0,939	0,009	4,479

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Two-Winding Transformer		BTS3ACb2	TS3ACb2	-0,183	-0,067	0,195	0,939	0,009	38,969
ND1ACb2	12,811	97,049								
	Line		MTS4251	LMT7ACb2	-0,071	-0,025	0,075	0,942	0,003	1,741
	Line		MTS3804	LMT6ACb2	-0,865	-0,261	0,904	0,958	0,041	20,886
	Line		MTS2ACb2	LMT8ACb2	0,936	0,286	0,979	0,956	0,044	22,625
ND2ACb2	12,880	97,576								
	Line		MTS3ACb2	LM10ACb2	-0,183	-0,067	0,195	0,939	0,009	4,479
	Line		NIntCofi	IntCofic	1,394	0,455	1,466	0,951	0,066	33,698
	Line		MTS2ACb2	LMT9ACb2	-1,211	-0,388	1,271	0,952	0,057	29,223
NIntJBju	12,787	96,868								
	Line		MTS1ACb2	LMT3ACb2	-0,533	-0,139	0,551	0,968	0,025	12,757
	Line		SECC3861	IntJBjus	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Line		MTS321	LMT4ACb2	0,533	0,139	0,551	0,968	0,025	12,757



Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 1 y Brasil









Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga




Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Ncb1	0,395	-0,329	-0,108	0,346	98,693	
B1C3Ncb1	0,395	0,000	0,000	0,000	98,847	
B2C1Ncb1	0,395	-0,329	-0,108	0,346	98,693	
B2C3Ncb1	0,394	-0,355	-0,117	0,374	98,523	
B3C1Ncb1	0,395	-0,329	-0,108	0,346	98,693	
BTC2Ncb1	0,394	-0,135	-0,044	0,142	98,618	
S1.a	0,389	-0,127	-0,042	0,134	97,155	
S7.c	0,394	-0,085	-0,028	0,089	98,530	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTC1Ncb1	13,191	0,000	0,000	0,000	99,931	
MTC2Ncb1	13,187	0,000	0,000	0,000	99,902	
MTC3Ncb1	13,182	0,000	0,000	0,000	99,863	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Ncb1	0,395	98,693								
	Load			2.	-0,329	-0,108	0,346	0,950	0,506	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb1	T1C1Ncb1	0,329	0,108	0,346	0,950	0,506	54,887
B1C3Ncb1	0,395	98,847								
	Line		S1.a	LBT2Ncb1	-0,129	-0,043	0,136	0,950	0,199	28,454
	Line		S7.c	LBT1Ncb1	-0,085	-0,028	0,089	0,950	0,130	37,379
	Two-Winding Transformer		MTC3Ncb1	T2C3Ncb1	0,214	0,070	0,225	0,950	0,329	45,070
B2C1Ncb1	0,395	98,693								
	Load			2.	-0,329	-0,108	0,346	0,950	0,506	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb1	T2C1Ncb1	0,329	0,108	0,346	0,950	0,506	54,887
B2C3Ncb1	0,394	98,523								
	Two-Winding Transformer		MTC3Ncb1	T1C3Ncb1	0,355	0,117	0,374	0,950	0,547	59,315
	Load			6.a	-0,355	-0,117	0,374	0,950	0,547	0,000
B3C1Ncb1	0,395	98,693								
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb1	T3C1Ncb1	0,329	0,108	0,346	0,950	0,506	54,887
	Load			2.	-0,329	-0,108	0,346	0,950	0,506	0,000
BTC2Ncb1	0,394	98,618								
	Two-Winding Transformer		MTC2Ncb1	T1C2Ncb1	0,135	0,044	0,142	0,950	0,208	56,842
	Load			3.b	-0,135	-0,044	0,142	0,950	0,208	0,000
S1.a	0,389	97,155								
	Line		B1C3Ncb1	LBT2Ncb1	0,127	0,042	0,134	0,950	0,199	28,454
	Load			1.a	-0,127	-0,042	0,134	0,950	0,199	0,000
S7.c	0,394	98,530								
	Line		B1C3Ncb1	LBT1Ncb1	0,085	0,028	0,089	0,950	0,130	37,379
	Load			7.c	-0,085	-0,028	0,089	0,950	0,130	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTC1Ncb1	13,191	99,931								
	Two-Winding Transformer		B2C1Ncb1	T2C1Ncb1	-0,332	-0,122	0,353	0,939	0,015	56,109
	Line		MTETNcb	LMT1Ncb1	2,344	0,978	2,540	0,923	0,111	22,732
	Two-Winding Transformer		B3C1Ncb1	T3C1Ncb1	-0,332	-0,122	0,353	0,939	0,015	56,109
	Two-Winding Transformer		B1C1Ncb1	T1C1Ncb1	-0,332	-0,122	0,353	0,939	0,015	56,109
	Line		MTC2Ncb1	LMT2Ncb1	-1,348	-0,613	1,481	0,910	0,065	13,256
MTC2Ncb1	13,187	99,902								
	Line		MTC1Ncb1	LMT2Ncb1	1,348	0,618	1,483	0,909	0,065	13,277
	Line		MTC3Ncb1	LMT3Ncb1	-1,211	-0,568	1,338	0,905	0,059	11,980
	Two-Winding Transformer		BTC2Ncb1	T1C2Ncb1	-0,137	-0,050	0,145	0,939	0,006	58,156
MTC3Ncb1	13,182	99,863								
	Two-Winding Transformer		B1C3Ncb1	T2C3Ncb1	-0,216	-0,079	0,230	0,939	0,010	46,075
	Line		MTIntBra	IntBrasi	-0,636	-0,365	0,733	0,867	0,032	6,567
	Line		MTC2Ncb1	LMT3Ncb1	1,211	0,576	1,341	0,903	0,059	12,010
	Two-Winding Transformer		B2C3Ncb1	T1C3Ncb1	-0,359	-0,132	0,382	0,939	0,017	60,654



Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2 y Nueva Córdoba










Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga






Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Ncb2	0,393	0,000	0,000	0,000	98,227	
B2C1Ncb2	0,392	-0,318	-0,105	0,335	98,014	
BTC2Ncb2	0,394	-0,135	-0,044	0,142	98,500	
BTC3Ncb2	0,393	-0,268	-0,088	0,282	98,218	
BTC4Ncb2	0,393	-0,158	-0,052	0,166	98,274	
BTC5Ncb2	0,392	-0,168	-0,055	0,176	98,083	
S1.b	0,387	-0,170	-0,056	0,179	96,704	
S5.c	0,385	-0,088	-0,029	0,092	96,148	
S8.d	0,390	-0,099	-0,033	0,104	97,476	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTC1Ncb2	13,139	0,000	0,000	0,000	99,535	
MTC2Ncb2	13,137	0,000	0,000	0,000	99,521	
MTC3Ncb2	13,134	0,000	0,000	0,000	99,497	
MTC4Ncb2	13,130	0,000	0,000	0,000	99,470	
MTC5Ncb2	13,125	0,000	0,000	0,000	99,434	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Ncb2	0,393	98,227								
	Line		S1.b	LBT1Ncb2	-0,173	-0,057	0,182	0,950	0,267	38,265
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb2	T1C1Ncb2	0,173	0,057	0,182	0,950	0,267	57,703
B2C1Ncb2	0,392	98,014								
	Load			5.a	-0,318	-0,105	0,335	0,950	0,493	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb2	T2C1Ncb2	0,318	0,105	0,335	0,950	0,493	66,947
BTC2Ncb2	0,394	98,500								
	Load			6.c	-0,135	-0,044	0,142	0,950	0,208	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC2Ncb2	T1C2Ncb2	0,135	0,044	0,142	0,950	0,208	45,113
BTC3Ncb2	0,393	98,218								
	Load			5.e	-0,268	-0,088	0,282	0,950	0,415	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC3Ncb2	T1C3Ncb2	0,268	0,088	0,282	0,950	0,415	56,421
BTC4Ncb2	0,393	98,274								
	Two-Winding Transformer		MTC4Ncb2	T1C4Ncb2	0,158	0,052	0,166	0,950	0,244	52,799
	Load			5.d	-0,158	-0,052	0,166	0,950	0,244	0,000
BTC5Ncb2	0,392	98,083								
	Line		S5.c	LBT2Ncb2	-0,089	-0,029	0,094	0,950	0,138	39,618
	Line		S8.d	LBT3Ncb2	-0,100	-0,033	0,105	0,950	0,154	22,107
	Two-Winding Transformer		MTC5Ncb2	T1C5Ncb2	0,356	0,117	0,375	0,950	0,552	59,545
	Load			6.c	-0,168	-0,055	0,176	0,950	0,259	0,000
S1.b	0,387	96,704								
	Line		B1C1Ncb2	LBT1Ncb2	0,170	0,056	0,179	0,950	0,267	38,265
	Load			1.b	-0,170	-0,056	0,179	0,950	0,267	0,000
S5.c	0,385	96,148								
	Line		BTC5Ncb2	LBT2Ncb2	0,088	0,029	0,092	0,950	0,138	39,618

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
S8.d	Load			5.c	-0,088	-0,029	0,092	0,950	0,138	0,000
	0,390	97,476								
	Line		BTC5Ncb2	LBT3Ncb2	0,099	0,033	0,104	0,950	0,154	22,107
	Load			8.d	-0,099	-0,033	0,104	0,950	0,154	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTC1Ncb2	13,139	99,535								
	Line		MTIntNcb	IntNvaCb	1,424	0,452	1,494	0,953	0,066	13,424
	Two-Winding Transformer		B1C1Ncb2	T1C1Ncb2	-0,175	-0,064	0,186	0,939	0,008	59,034
	Line		MTC2Ncb2	LMT2Ncb2	-0,928	-0,281	0,969	0,957	0,043	8,711
	Line		MTETNCb	LMT1Ncb2	0,000	0,011	0,011	0,000	0,001	0,103
	Two-Winding Transformer		B2C1Ncb2	T2C1Ncb2	-0,322	-0,118	0,343	0,938	0,015	68,523
MTC2Ncb2	13,137	99,521								
	Line		MTC3Ncb2	LMT3Ncb2	-0,791	-0,235	0,825	0,959	0,036	7,418
	Line		MTC1Ncb2	LMT2Ncb2	0,928	0,285	0,970	0,956	0,043	8,722
	Two-Winding Transformer		BTC2Ncb2	T1C2Ncb2	-0,137	-0,050	0,145	0,939	0,006	46,143
MTC3Ncb2	13,134	99,497								
	Line		MTIntPEs	IntPespa	-0,938	0,005	0,005	0,000	0,000	0,045
	Line		MTC4Ncb2	LMT4Ncb2	-0,520	-0,149	0,541	0,961	0,024	4,864
	Line		MTC2Ncb2	LMT3Ncb2	0,791	0,243	0,828	0,956	0,036	7,439
	Two-Winding Transformer		BTC3Ncb2	T1C3Ncb2	-0,271	-0,099	0,288	0,939	0,013	57,692
MTC4Ncb2	13,130	99,470								
	Line		MTC3Ncb2	LMT4Ncb2	0,520	0,163	0,545	0,954	0,024	4,899
	Two-Winding Transformer		BTC4Ncb2	T1C4Ncb2	-0,160	-0,058	0,170	0,939	0,007	54,003
	Line		MTC5Ncb2	LMT5Ncb2	-0,360	-0,104	0,375	0,961	0,016	3,372
MTC5Ncb2	13,125	99,434								
	Line		MTIntArg	IntArgen	0,000	0,002	0,002	0,000	0,000	0,014
	Two-Winding Transformer		BTC5Ncb2	T1C5Ncb2	-0,360	-0,132	0,384	0,939	0,017	60,893
	Line		MTC4Ncb2	LMT5Ncb2	0,360	0,131	0,383	0,940	0,017	3,446



Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2 y Plaza España

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Ncb2	0,392	0,000	0,000	0,000	98,038	
B2C1Ncb2	0,391	-0,318	-0,105	0,335	97,825	
BTC2Ncb2	0,393	-0,135	-0,044	0,142	98,335	
BTC3Ncb2	0,392	-0,268	-0,088	0,282	98,096	
BTC4Ncb2	0,393	-0,158	-0,052	0,166	98,153	
BTC5Ncb2	0,392	-0,168	-0,055	0,176	97,961	
S1.b	0,386	-0,170	-0,056	0,179	96,513	
S5.c	0,384	-0,088	-0,029	0,092	96,024	
S8.d	0,389	-0,099	-0,033	0,104	97,354	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTC1Ncb2	13,114	0,000	0,000	0,000	99,349	
MTC2Ncb2	13,115	0,000	0,000	0,000	99,357	
MTC3Ncb2	13,118	0,000	0,000	0,000	99,377	
MTC4Ncb2	13,114	0,000	0,000	0,000	99,350	
MTC5Ncb2	13,110	0,000	0,000	0,000	99,314	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Ncb2	0,392	98,038								
	Line		S1.b	LBT1Ncb2	-0,173	-0,057	0,182	0,950	0,268	38,341
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb2	T1C1Ncb2	0,173	0,057	0,182	0,950	0,268	57,707
B2C1Ncb2	0,391	97,825								
	Load			5.a	-0,318	-0,105	0,335	0,950	0,494	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb2	T2C1Ncb2	0,318	0,105	0,335	0,950	0,494	66,947
BTC2Ncb2	0,393	98,335								
	Load			6.c	-0,135	-0,044	0,142	0,950	0,209	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC2Ncb2	T1C2Ncb2	0,135	0,044	0,142	0,950	0,209	45,113
BTC3Ncb2	0,392	98,096								
	Load			5.e	-0,268	-0,088	0,282	0,950	0,415	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC3Ncb2	T1C3Ncb2	0,268	0,088	0,282	0,950	0,415	56,421
BTC4Ncb2	0,393	98,153								
	Two-Winding Transformer		MTC4Ncb2	T1C4Ncb2	0,158	0,052	0,166	0,950	0,245	52,799
	Load			5.d	-0,158	-0,052	0,166	0,950	0,245	0,000
BTC5Ncb2	0,392	97,961								
	Line		S5.c	LBT2Ncb2	-0,089	-0,029	0,094	0,950	0,138	39,670
	Line		S8.d	LBT3Ncb2	-0,100	-0,033	0,105	0,950	0,155	22,135
	Two-Winding Transformer		MTC5Ncb2	T1C5Ncb2	0,356	0,117	0,375	0,950	0,553	59,546
	Load			6.c	-0,168	-0,055	0,176	0,950	0,260	0,000
S1.b	0,386	96,513								
	Line		B1C1Ncb2	LBT1Ncb2	0,170	0,056	0,179	0,950	0,268	38,341
	Load			1.b	-0,170	-0,056	0,179	0,950	0,268	0,000
S5.c	0,384	96,024								
	Line		BTC5Ncb2	LBT2Ncb2	0,088	0,029	0,092	0,950	0,138	39,670

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
S8.d	Load			5.c	-0,088	-0,029	0,092	0,950	0,138	0,000
	0,389	97,354								
	Line		BTC5Ncb2	LBT3Ncb2	0,099	0,033	0,104	0,950	0,155	22,135
	Load			8.d	-0,099	-0,033	0,104	0,950	0,155	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTC1Ncb2	13,114	99,349								
	Line		MTIntNcb	IntNvaCb	-0,219	0,003	0,003	0,000	0,000	0,027
	Two-Winding Transformer		B1C1Ncb2	T1C1Ncb2	-0,175	-0,064	0,186	0,939	0,008	59,039
	Line		MTC2Ncb2	LMT2Ncb2	0,496	0,168	0,524	0,947	0,023	4,716
	Line		MTETNCb	LMT1Ncb2	0,000	0,011	0,011	0,000	0,001	0,103
	Two-Winding Transformer		B2C1Ncb2	T2C1Ncb2	-0,322	-0,118	0,343	0,938	0,015	68,525
MTC2Ncb2	13,115	99,357								
	Line		MTC3Ncb2	LMT3Ncb2	0,633	0,214	0,668	0,947	0,029	6,012
	Line		MTC1Ncb2	LMT2Ncb2	-0,496	-0,164	0,522	0,950	0,023	4,704
	Two-Winding Transformer		BTC2Ncb2	T1C2Ncb2	-0,137	-0,050	0,145	0,939	0,006	46,142
MTC3Ncb2	13,118	99,377								
	Line		MTIntPEs	IntPespa	1,424	0,454	1,494	0,953	0,066	13,450
	Line		MTC4Ncb2	LMT4Ncb2	-0,520	-0,149	0,541	0,961	0,024	4,870
	Line		MTC2Ncb2	LMT3Ncb2	-0,633	-0,206	0,665	0,951	0,029	5,988
	Two-Winding Transformer		BTC3Ncb2	T1C3Ncb2	-0,271	-0,099	0,288	0,939	0,013	57,693
MTC4Ncb2	13,114	99,350								
	Line		MTC3Ncb2	LMT4Ncb2	0,520	0,163	0,545	0,954	0,024	4,905
	Two-Winding Transformer		BTC4Ncb2	T1C4Ncb2	-0,160	-0,058	0,170	0,939	0,007	54,003
	Line		MTC5Ncb2	LMT5Ncb2	-0,360	-0,104	0,375	0,961	0,017	3,376
MTC5Ncb2	13,110	99,314								
	Line		MTIntArg	IntArgen	0,000	0,002	0,002	0,000	0,000	0,014
	Two-Winding Transformer		BTC5Ncb2	T1C5Ncb2	-0,360	-0,132	0,384	0,939	0,017	60,895
	Line		MTC4Ncb2	LMT5Ncb2	0,360	0,131	0,383	0,940	0,017	3,450



Nuevo Distribuidor Nueva Córdoba 2 y Argenta

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Ncb2	0,390	0,000	0,000	0,000	97,487	
B2C1Ncb2	0,389	-0,318	-0,105	0,335	97,273	
BTC2Ncb2	0,391	-0,135	-0,044	0,142	97,786	
BTC3Ncb2	0,390	-0,268	-0,088	0,282	97,546	
BTC4Ncb2	0,391	-0,158	-0,052	0,166	97,677	
BTC5Ncb2	0,391	-0,168	-0,055	0,176	97,628	
S1.b	0,384	-0,170	-0,056	0,179	95,953	
S5.c	0,383	-0,088	-0,029	0,092	95,684	
S8.d	0,388	-0,099	-0,033	0,104	97,019	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTC1Ncb2	13,042	0,000	0,000	0,000	98,806	
MTC2Ncb2	13,043	0,000	0,000	0,000	98,814	
MTC3Ncb2	13,046	0,000	0,000	0,000	98,834	
MTC4Ncb2	13,052	0,000	0,000	0,000	98,880	
MTC5Ncb2	13,066	0,000	0,000	0,000	98,986	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Ncb2	0,390	97,487								
	Line		S1.b	LBT1Ncb2	-0,173	-0,057	0,182	0,950	0,269	38,565
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb2	T1C1Ncb2	0,173	0,057	0,182	0,950	0,269	57,717
B2C1Ncb2	0,389	97,273								
	Load			5.a	-0,318	-0,105	0,335	0,950	0,497	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC1Ncb2	T2C1Ncb2	0,318	0,105	0,335	0,950	0,497	66,947
BTC2Ncb2	0,391	97,786								
	Load			6.c	-0,135	-0,044	0,142	0,950	0,210	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC2Ncb2	T1C2Ncb2	0,135	0,044	0,142	0,950	0,210	45,113
BTC3Ncb2	0,390	97,546								
	Load			5.e	-0,268	-0,088	0,282	0,950	0,417	0,000
	Two-Winding Transformer		MTC3Ncb2	T1C3Ncb2	0,268	0,088	0,282	0,950	0,417	56,421
BTC4Ncb2	0,391	97,677								
	Two-Winding Transformer		MTC4Ncb2	T1C4Ncb2	0,158	0,052	0,166	0,950	0,246	52,799
	Load			5.d	-0,158	-0,052	0,166	0,950	0,246	0,000
BTC5Ncb2	0,391	97,628								
	Line		S5.c	LBT2Ncb2	-0,089	-0,029	0,094	0,950	0,139	39,811
	Line		S8.d	LBT3Ncb2	-0,100	-0,033	0,105	0,950	0,155	22,212
	Two-Winding Transformer		MTC5Ncb2	T1C5Ncb2	0,356	0,117	0,375	0,950	0,555	59,549
	Load			6.c	-0,168	-0,055	0,176	0,950	0,261	0,000
S1.b	0,384	95,953								
	Line		B1C1Ncb2	LBT1Ncb2	0,170	0,056	0,179	0,950	0,269	38,565
	Load			1.b	-0,170	-0,056	0,179	0,950	0,269	0,000
S5.c	0,383	95,684								
	Line		BTC5Ncb2	LBT2Ncb2	0,088	0,029	0,092	0,950	0,139	39,811

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
S8.d	Load			5.c	-0,088	-0,029	0,092	0,950	0,139	0,000
	0,388	97,019								
	Line		BTC5Ncb2	LBT3Ncb2	0,099	0,033	0,104	0,950	0,155	22,212
	Load			8.d	-0,099	-0,033	0,104	0,950	0,155	0,000

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
MTC1Ncb2	13,042	98,806								
	Line		MTIntNcb	IntNvaCb	-0,219	0,003	0,003	0,000	0,000	0,027
	Two-Winding Transformer		B1C1Ncb2	T1C1Ncb2	-0,175	-0,064	0,186	0,939	0,008	59,052
	Line		MTC2Ncb2	LMT2Ncb2	0,496	0,168	0,524	0,947	0,023	4,743
	Line		MTETNCb	LMT1Ncb2	0,000	0,011	0,011	0,000	0,000	0,102
	Two-Winding Transformer		B2C1Ncb2	T2C1Ncb2	-0,322	-0,118	0,343	0,938	0,015	68,531
MTC2Ncb2	13,043	98,814								
	Line		MTC3Ncb2	LMT3Ncb2	0,633	0,214	0,668	0,947	0,030	6,046
	Line		MTC1Ncb2	LMT2Ncb2	-0,496	-0,164	0,523	0,949	0,023	4,731
	Two-Winding Transformer		BTC2Ncb2	T1C2Ncb2	-0,137	-0,050	0,145	0,939	0,006	46,141
MTC3Ncb2	13,046	98,834								
	Line		MTIntPEs	IntPespa	-0,924	0,005	0,005	0,000	0,000	0,044
	Line		MTC4Ncb2	LMT4Ncb2	0,904	0,300	0,952	0,949	0,042	8,618
	Line		MTC2Ncb2	LMT3Ncb2	-0,633	-0,206	0,665	0,951	0,029	6,023
	Two-Winding Transformer		BTC3Ncb2	T1C3Ncb2	-0,271	-0,099	0,288	0,939	0,013	57,695
MTC4Ncb2	13,052	98,880								
	Line		MTC3Ncb2	LMT4Ncb2	-0,904	-0,287	0,949	0,953	0,042	8,580
	Two-Winding Transformer		BTC4Ncb2	T1C4Ncb2	-0,160	-0,058	0,170	0,939	0,008	54,004
	Line		MTC5Ncb2	LMT5Ncb2	1,064	0,345	1,119	0,951	0,049	10,118
MTC5Ncb2	13,066	98,986								
	Line		MTIntArg	IntArgen	1,425	0,452	1,495	0,953	0,066	13,509
	Two-Winding Transformer		BTC5Ncb2	T1C5Ncb2	-0,360	-0,132	0,384	0,939	0,017	60,900
	Line		MTC4Ncb2	LMT5Ncb2	-1,065	-0,320	1,112	0,958	0,049	10,047



Nuevo Distribuidor Rebaje y Güemes

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTC1Reba	0,393	-0,275	-0,056	0,281	98,221	
BTC2Reba	0,394	-0,188	-0,038	0,192	98,425	
BTS1648	0,392	-0,291	-0,096	0,307	98,066	
BTS3875	0,392	-0,183	-0,060	0,193	98,084	
S6d	0,387	-0,088	-0,018	0,089	96,738	
S7a	0,389	-0,142	-0,029	0,144	97,147	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTC1Reba	13,131	0,000	0,000	0,000	99,480	
MTC2Reba	13,131	0,000	0,000	0,000	99,474	
MTS3875	13,131	0,000	0,000	0,000	99,476	
MTS854	13,133	0,000	0,000	0,000	99,490	
MTS1297	13,117	0,000	0,000	0,000	99,373	
MTS1648	13,128	0,000	0,000	0,000	99,457	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
			BTC1Reba	T1C1Reba	-0,423	-0,103	0,435	0,972	0,019	69,022
			MTS3875	LMT2Reba	-0,480	-0,166	0,508	0,945	0,022	7,961
			MTC2Reba	LMT3Reba	-0,280	-0,064	0,287	0,975	0,013	4,499
			MTS854	IntGueme	1,182	0,333	1,228	0,963	0,054	19,253
MTC2Reba	13,131	99,474								
			MTC1Reba	LMT3Reba	0,280	0,067	0,288	0,972	0,013	4,512
			BTC2Reba	T1C2Reba	-0,280	-0,068	0,288	0,972	0,013	57,576
			MTS1297	IntTribu	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,005
MTS3875	13,131	99,476								
			BTS3875	TSET3875	-0,186	-0,068	0,198	0,939	0,009	62,731
			MTS1648	LMT4Reba	-0,294	-0,104	0,312	0,942	0,014	6,867
			MTSRebaj	LMT1Reba	0,000	0,005	0,005	0,000	0,000	0,110
			MTC1Reba	LMT2Reba	0,480	0,168	0,508	0,944	0,022	7,968
MTS854	13,133	99,490								
			MTC1Reba	IntGueme	-1,182	-0,332	1,228	0,963	0,054	19,248
MTS1297	13,117	99,373								
			MTC2Reba	IntTribu	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MTS1648	13,128	99,457								
			BTS1648	TSET1648	-0,294	-0,108	0,314	0,939	0,014	62,706
			IntCorce	LMT5Reba	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,024
			MTS3875	LMT4Reba	0,294	0,107	0,313	0,940	0,014	6,886



Nuevo Distribuidor Rebaje y Tribunales

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
BTC1Reba	0,391	-0,275	-0,056	0,281	97,640	
BTC2Reba	0,391	-0,188	-0,038	0,192	97,868	
BTS1648	0,390	-0,291	-0,096	0,307	97,479	
BTS3875	0,390	-0,183	-0,060	0,193	97,497	
S6d	0,385	-0,088	-0,018	0,089	96,171	
S7a	0,386	-0,140	-0,028	0,143	96,573	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTC1Reba	13,055	0,000	0,000	0,000	98,901	
MTC2Reba	13,058	0,000	0,000	0,000	98,922	
MTS3875	13,054	0,000	0,000	0,000	98,897	
MTS854	13,159	0,000	0,000	0,000	99,687	
MTS1297	13,058	0,000	0,000	0,000	98,925	
MTS1648	13,052	0,000	0,000	0,000	98,879	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
			BTC1Reba	T1C1Reba	-0,421	-0,102	0,433	0,972	0,019	68,747
			MTS3875	LMT2Reba	-0,480	-0,166	0,508	0,945	0,022	8,009
			MTC2Reba	LMT3Reba	0,901	0,268	0,940	0,959	0,042	14,815
			MTS854	IntGueme	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,019
MTC2Reba	13,058	98,922								
			MTC1Reba	LMT3Reba	-0,901	-0,264	0,939	0,960	0,042	14,800
			BTC2Reba	T1C2Reba	-0,280	-0,068	0,288	0,972	0,013	57,582
			MTS1297	IntTribu	1,181	0,332	1,227	0,963	0,054	19,335
MTS3875	13,054	98,897								
			BTS3875	TSET3875	-0,186	-0,068	0,198	0,939	0,009	62,735
			MTS1648	LMT4Reba	-0,294	-0,105	0,312	0,942	0,014	6,908
			MTSRebaj	LMT1Reba	0,000	0,005	0,005	0,000	0,000	0,109
			MTC1Reba	LMT2Reba	0,480	0,168	0,508	0,944	0,022	8,015
MTS854	13,159	99,687								
			MTC1Reba	IntGueme	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
MTS1297	13,058	98,925								
			MTC2Reba	IntTribu	-1,181	-0,332	1,227	0,963	0,054	19,333
MTS1648	13,052	98,879								
			BTS1648	TSET1648	-0,294	-0,108	0,314	0,939	0,014	62,710
			IntCorce	LMT5Reba	0,000	0,001	0,001	0,000	0,000	0,024
			MTS3875	LMT4Reba	0,294	0,107	0,313	0,940	0,014	6,927



Nuevo Distribuidor Tablada y Usina Mendoza

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Tabl	0,374	-0,450	-0,148	0,474	93,427	
B2C1Tabl	0,374	-0,450	-0,148	0,474	93,427	
B3C1Tabl	0,374	-0,450	-0,148	0,474	93,427	
BTS1Tabl	0,375	-0,175	-0,058	0,184	93,807	
BTS2Tabl	0,377	0,000	0,000	0,000	94,196	
BTS3Tabl	0,375	-0,371	-0,122	0,391	93,769	
BTS4Tabl	0,376	-0,127	-0,042	0,133	94,050	
S1.d	0,371	-0,094	-0,031	0,099	92,852	
S7.d	0,372	-0,072	-0,024	0,075	93,061	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTIntNcb	13,170	0,000	0,000	0,000	99,774	
MTIntPEs	13,152	0,000	0,000	0,000	99,638	
MTIntUMe	12,582	0,000	0,000	0,000	95,316	
MTC1Tabl	12,569	0,000	0,000	0,000	95,222	
MTS165	12,582	0,000	0,000	0,000	95,316	
MTS1Tabl	12,566	0,000	0,000	0,000	95,195	
MTS2Tabl	12,580	0,000	0,000	0,000	95,299	
MTS3Tabl	12,572	0,000	0,000	0,000	95,241	
MTS4Tabl	12,560	0,000	0,000	0,000	95,153	
NIntEInd	12,565	0,000	0,000	0,000	95,189	
Sec1Tabl	12,566	0,000	0,000	0,000	95,197	
Sec2Tabl	12,569	0,000	0,000	0,000	95,221	
Sec3Tabl	12,570	0,000	0,000	0,000	95,228	
Sec4Tabl	12,576	0,000	0,000	0,000	95,276	
Sec5Tabl	12,571	0,000	0,000	0,000	95,238	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Tabl	0,374	93,427								
	Two-Winding Transformer		MTC1Tabl	T1C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,732	75,188
	Load			6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,732	0,000
B2C1Tabl	0,374	93,427								
	Two-Winding Transformer		MTC1Tabl	T2C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,732	75,188
	Load			6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,732	0,000
B3C1Tabl	0,374	93,427								
	Two-Winding Transformer		MTC1Tabl	T3C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,732	75,188
	Load			6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,732	0,000
BTS1Tabl	0,375	93,807								
	Two-Winding Transformer		MTS1Tabl	TS1Tabl	0,175	0,058	0,184	0,950	0,283	58,480
	Load			7.b	-0,175	-0,058	0,184	0,950	0,283	0,000
BTS2Tabl	0,377	94,196								
	Line		S7.d	LBT1Tabl	-0,072	-0,024	0,076	0,951	0,117	40,816
	Two-Winding Transformer		MTS2Tabl	TS2Tabl	0,072	0,024	0,076	0,951	0,117	47,613
BTS3Tabl	0,375	93,769								
	Two-Winding Transformer		MTS3Tabl	TS3Tabl	0,371	0,122	0,391	0,950	0,601	61,988
	Load			8.a	-0,371	-0,122	0,391	0,950	0,601	0,000
BTS4Tabl	0,376	94,050								
	Line		S1.d	LBT2Tabl	-0,095	-0,031	0,100	0,951	0,153	53,666
	Two-Winding Transformer		MTS4Tabl	TS4Tabl	0,222	0,073	0,233	0,950	0,358	46,697
	Load			1.c	-0,127	-0,042	0,133	0,950	0,205	0,000
S1.d	0,371	92,852								
	Line		BTS4Tabl	LBT2Tabl	0,094	0,031	0,099	0,950	0,153	53,666

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Line		NIntEInd	LM12Tabl	0,224	0,082	0,239	0,939	0,011	5,626
	Line		MTS562	IntBCase	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Two-Winding Transformer		BTS4Tabl	TS4Tabl	-0,224	-0,082	0,239	0,939	0,011	47,735
NIntEInd	12,565	95,189								
	Line		MTS2215	IntEsInd	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Line		MTS4Tabl	LM12Tabl	-0,224	-0,082	0,239	0,939	0,011	5,626
	Line		Sec5Tabl	LM11Tabl	0,224	0,082	0,239	0,939	0,011	5,626
Sec1Tabl	12,566	95,197								
	Line		Sec2Tabl	LMT3Tabl	0,177	0,038	0,181	0,977	0,008	2,311
	Line		MTS1Tabl	LMT2Tabl	-0,177	-0,038	0,181	0,977	0,008	1,702
Sec2Tabl	12,569	95,221								
	Line		MTC1Tabl	LMT4Tabl	0,177	0,038	0,181	0,977	0,008	1,702
	Line		Sec1Tabl	LMT3Tabl	-0,177	-0,038	0,181	0,977	0,008	2,311
Sec3Tabl	12,570	95,228								
	Line		Sec4Tabl	LMT6Tabl	1,543	0,544	1,636	0,943	0,075	20,879
	Line		MTC1Tabl	LMT5Tabl	-1,543	-0,544	1,636	0,943	0,075	15,371
Sec4Tabl	12,576	95,276								
	Line		MTIntUMe	LMT7Tabl	1,544	0,545	1,637	0,943	0,075	20,098
	Line		Sec3Tabl	LMT6Tabl	-1,544	-0,545	1,637	0,943	0,075	20,879
Sec5Tabl	12,571	95,238								
	Line		MTS3Tabl	LM10Tabl	0,224	0,082	0,239	0,939	0,011	2,933
	Line		NIntEInd	LM11Tabl	-0,224	-0,082	0,239	0,939	0,011	5,626



Nuevo Distribuidor Tablada y Escuela Industrial

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Tabl	0,371	-0,450	-0,148	0,474	92,644	
B2C1Tabl	0,371	-0,450	-0,148	0,474	92,644	
B3C1Tabl	0,371	-0,450	-0,148	0,474	92,644	
BTS1Tabl	0,372	-0,175	-0,058	0,184	93,028	
BTS2Tabl	0,374	0,000	0,000	0,000	93,477	
BTS3Tabl	0,373	-0,371	-0,122	0,391	93,266	
BTS4Tabl	0,376	-0,127	-0,042	0,133	94,068	
S1.d	0,371	-0,094	-0,031	0,099	92,871	
S7.d	0,369	-0,072	-0,024	0,075	92,333	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTIntNcb	13,170	0,000	0,000	0,000	99,774	
MTIntPEs	13,152	0,000	0,000	0,000	99,638	
MTIntUMe	12,481	0,000	0,000	0,000	94,550	
MTC1Tabl	12,468	0,000	0,000	0,000	94,455	
MTS165	12,869	0,000	0,000	0,000	97,490	
MTS1Tabl	12,465	0,000	0,000	0,000	94,428	
MTS2Tabl	12,486	0,000	0,000	0,000	94,589	
MTS3Tabl	12,507	0,000	0,000	0,000	94,746	
MTS4Tabl	12,563	0,000	0,000	0,000	95,172	
NIntEInd	12,567	0,000	0,000	0,000	95,207	
Sec1Tabl	12,465	0,000	0,000	0,000	94,429	
Sec2Tabl	12,468	0,000	0,000	0,000	94,454	
Sec3Tabl	12,469	0,000	0,000	0,000	94,462	
Sec4Tabl	12,475	0,000	0,000	0,000	94,509	
Sec5Tabl	12,511	0,000	0,000	0,000	94,779	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Tabl	0,371	92,644								
			MTC1Tabl	T1C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,738	75,188
				6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,738	0,000
B2C1Tabl	0,371	92,644								
			MTC1Tabl	T2C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,738	75,188
				6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,738	0,000
B3C1Tabl	0,371	92,644								
			MTC1Tabl	T3C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,738	75,188
				6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,738	0,000
BTS1Tabl	0,372	93,028								
			MTS1Tabl	TS1Tabl	0,175	0,058	0,184	0,950	0,286	58,480
				7.b	-0,175	-0,058	0,184	0,950	0,286	0,000
BTS2Tabl	0,374	93,477								
			S7.d	LBT1Tabl	-0,072	-0,024	0,076	0,951	0,118	41,138
			MTS2Tabl	TS2Tabl	0,072	0,024	0,076	0,951	0,118	47,622
BTS3Tabl	0,373	93,266								
			MTS3Tabl	TS3Tabl	0,371	0,122	0,391	0,950	0,604	61,988
				8.a	-0,371	-0,122	0,391	0,950	0,604	0,000
BTS4Tabl	0,376	94,068								
			S1.d	LBT2Tabl	-0,095	-0,031	0,100	0,951	0,153	53,655
			MTS4Tabl	TS4Tabl	0,222	0,073	0,233	0,950	0,358	46,697
				1.c	-0,127	-0,042	0,133	0,950	0,205	0,000
S1.d	0,371	92,871								
			BTS4Tabl	LBT2Tabl	0,094	0,031	0,099	0,950	0,153	53,655

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Line		NIntEInd	LM12Tabl	0,224	0,082	0,239	0,939	0,011	5,625
	Line		MTS562	IntBCase	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Two-Winding Transformer		BTS4Tabl	TS4Tabl	-0,224	-0,082	0,239	0,939	0,011	47,735
NIntEInd	12,567	95,207								
	Line		MTS2215	IntEsInd	2,229	0,780	2,362	0,944	0,108	55,637
	Line		MTS4Tabl	LM12Tabl	-0,224	-0,082	0,239	0,939	0,011	5,625
	Line		Sec5Tabl	LM11Tabl	-2,005	-0,698	2,123	0,944	0,098	50,012
Sec1Tabl	12,465	94,429								
	Line		Sec2Tabl	LMT3Tabl	0,177	0,039	0,181	0,977	0,008	2,332
	Line		MTS1Tabl	LMT2Tabl	-0,177	-0,039	0,181	0,977	0,008	1,716
Sec2Tabl	12,468	94,454								
	Line		MTC1Tabl	LMT4Tabl	0,177	0,039	0,181	0,977	0,008	1,716
	Line		Sec1Tabl	LMT3Tabl	-0,177	-0,039	0,181	0,977	0,008	2,332
Sec3Tabl	12,469	94,462								
	Line		Sec4Tabl	LMT6Tabl	1,543	0,545	1,637	0,943	0,076	21,055
	Line		MTC1Tabl	LMT5Tabl	-1,543	-0,545	1,637	0,943	0,076	15,501
Sec4Tabl	12,475	94,509								
	Line		MTIntUMe	LMT7Tabl	1,544	0,546	1,638	0,943	0,076	20,267
	Line		Sec3Tabl	LMT6Tabl	-1,544	-0,546	1,638	0,943	0,076	21,055
Sec5Tabl	12,511	94,779								
	Line		MTS3Tabl	LM10Tabl	-1,997	-0,692	2,113	0,945	0,098	26,076
	Line		NIntEInd	LM11Tabl	1,997	0,692	2,113	0,945	0,098	50,012



Nuevo Distribuidor Tablada y Bajada Caseros

Reporte de resultado de nodos

Reporte de Flujo de Carga

Reporte de resultado de nodos

U	Voltaje Nodo
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo

Nivel de la red: Baja Tensión (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
B1C1Tabl	0,341	-0,450	-0,148	0,474	85,311	
B2C1Tabl	0,341	-0,450	-0,148	0,474	85,311	
B3C1Tabl	0,341	-0,450	-0,148	0,474	85,311	
BTS1Tabl	0,343	-0,175	-0,058	0,184	85,731	
BTS2Tabl	0,345	0,000	0,000	0,000	86,216	
BTS3Tabl	0,344	-0,371	-0,122	0,391	85,990	
BTS4Tabl	0,349	-0,127	-0,042	0,133	87,254	
S1.d	0,344	-0,094	-0,031	0,099	85,961	
S7.d	0,340	-0,072	-0,024	0,075	84,974	

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	U/Un [%]	U/Un 100%
MTIntNcb	13,170	0,000	0,000	0,000	99,774	
MTIntPEs	13,152	0,000	0,000	0,000	99,638	
MTIntUMe	11,535	0,000	0,000	0,000	87,385	
MTC1Tabl	11,521	0,000	0,000	0,000	87,281	
MTS165	12,869	0,000	0,000	0,000	97,490	
MTS1Tabl	11,517	0,000	0,000	0,000	87,251	
MTS2Tabl	11,540	0,000	0,000	0,000	87,427	
MTS3Tabl	11,563	0,000	0,000	0,000	87,598	
MTS4Tabl	11,675	0,000	0,000	0,000	88,444	
NIntEInd	11,629	0,000	0,000	0,000	88,100	
Sec1Tabl	11,517	0,000	0,000	0,000	87,253	
Sec2Tabl	11,521	0,000	0,000	0,000	87,280	
Sec3Tabl	11,522	0,000	0,000	0,000	87,288	
Sec4Tabl	11,529	0,000	0,000	0,000	87,341	
Sec5Tabl	11,568	0,000	0,000	0,000	87,634	

Resultado de Flujo de Carga

U	Voltaje Nodo
U/Un	Voltaje Nodo/Voltaje Nominal Nodo
fi	Ángulo - Voltaje Slack
P	Potencia Activa
Q	Potencia Reactiva
S	Potencia Aparente
cosfi	Factor Potencia
I	Actual
I/In	Corriente /Corriente Nominal

Nivel de la red: Baja Tension (0,40 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
B1C1Tabl	0,341	85,311								
	Two-Winding Transformer		MTC1Tabl	T1C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,801	75,188
	Load			6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,801	0,000
B2C1Tabl	0,341	85,311								
	Two-Winding Transformer		MTC1Tabl	T2C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,801	75,188
	Load			6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,801	0,000
B3C1Tabl	0,341	85,311								
	Two-Winding Transformer		MTC1Tabl	T3C1Tabl	0,450	0,148	0,474	0,950	0,801	75,188
	Load			6.e	-0,450	-0,148	0,474	0,950	0,801	0,000
BTS1Tabl	0,343	85,731								
	Two-Winding Transformer		MTS1Tabl	TS1Tabl	0,175	0,058	0,184	0,950	0,310	58,480
	Load			7.b	-0,175	-0,058	0,184	0,950	0,310	0,000
BTS2Tabl	0,345	86,216								
	Line		S7.d	LBT1Tabl	-0,073	-0,024	0,076	0,951	0,128	44,701
	Two-Winding Transformer		MTS2Tabl	TS2Tabl	0,073	0,024	0,076	0,951	0,128	47,728
BTS3Tabl	0,344	85,990								
	Two-Winding Transformer		MTS3Tabl	TS3Tabl	0,371	0,122	0,391	0,950	0,656	61,988
	Load			8.a	-0,371	-0,122	0,391	0,950	0,656	0,000
BTS4Tabl	0,349	87,254								
	Line		S1.d	LBT2Tabl	-0,095	-0,031	0,100	0,951	0,166	57,969
	Two-Winding Transformer		MTS4Tabl	TS4Tabl	0,222	0,073	0,234	0,950	0,387	46,739
	Load			1.c	-0,127	-0,042	0,133	0,950	0,221	0,000
S1.d	0,344	85,961								
	Line		BTS4Tabl	LBT2Tabl	0,094	0,031	0,099	0,950	0,166	57,969

Nivel de la red: Media Tensión (13,20 kV)

Nodo	U [kV]	U/Un [%]	Nodo Vec.	Elemento	P [MW]	Q [Mvar]	S [MVA]	cosfi	I [kA]	I/In [%]
	Line		NIntEInd	LM12Tabl	-2,016	-0,721	2,141	0,942	0,106	54,300
	Line		MTS562	IntBCase	2,241	0,803	2,380	0,941	0,118	60,361
	Two-Winding Transformer		BTS4Tabl	TS4Tabl	-0,224	-0,082	0,239	0,939	0,012	47,800
NIntEInd	11,629	88,100								
	Line		MTS2215	IntEsInd	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	Line		MTS4Tabl	LM12Tabl	2,009	0,715	2,133	0,942	0,106	54,300
	Line		Sec5Tabl	LM11Tabl	-2,009	-0,715	2,133	0,942	0,106	54,300
Sec1Tabl	11,517	87,253								
	Line		Sec2Tabl	LMT3Tabl	0,177	0,043	0,182	0,972	0,009	2,538
	Line		MTS1Tabl	LMT2Tabl	-0,177	-0,043	0,182	0,972	0,009	1,869
Sec2Tabl	11,521	87,280								
	Line		MTC1Tabl	LMT4Tabl	0,177	0,043	0,182	0,972	0,009	1,869
	Line		Sec1Tabl	LMT3Tabl	-0,177	-0,043	0,182	0,972	0,009	2,538
Sec3Tabl	11,522	87,288								
	Line		Sec4Tabl	LMT6Tabl	1,545	0,556	1,642	0,941	0,082	22,859
	Line		MTC1Tabl	LMT5Tabl	-1,545	-0,556	1,642	0,941	0,082	16,829
Sec4Tabl	11,529	87,341								
	Line		MTIntUMe	LMT7Tabl	1,546	0,558	1,643	0,941	0,082	22,004
	Line		Sec3Tabl	LMT6Tabl	-1,546	-0,558	1,643	0,941	0,082	22,859
Sec5Tabl	11,568	87,634								
	Line		MTS3Tabl	LM10Tabl	-2,000	-0,707	2,122	0,943	0,106	28,312
	Line		NIntEInd	LM11Tabl	2,000	0,707	2,122	0,943	0,106	54,300

12.3 Planos

En los planos incluidos a continuación se presentan 3 bloques.

Un primer bloque de 4 planos (01-01; 02-01; 03-01; 04-01) en los cuales se presenta la ubicación de manera esquemática de las nuevas cargas.

En los mismos se tiene de fondo el plano de la ciudad de Córdoba en color negro, con la indicación de las calles y el nombre de los barrios en un color más claro. En el mismo se indicaron las cargas, pintando de color verde la manzana en la cual se encuentra esta, y se indicó con color azul, el nombre otorgado a la carga y la potencia considerada para la misma según los datos proporcionados en el apartado 10.1.

Los planos contienen:

01-01: Edificios ubicados en la zona de Alta Córdoba

02-01: Edificios ubicados en la zona de Nueva Córdoba

03-01: Edificios ubicados en la zona de Alberdi (Zona sur)

04-01: Edificios ubicados en la zona de Alberdi (Zona norte)

En el caso del segundo bloque se muestran 7 planos (01-02; 02-02; 03-02; 04-02; 05-02; 06-02; 07-02), en los que se detallan las trazas de los nuevos distribuidores en el formato de AutoCAD. En estos planos, que son más bien esquemáticos, se plantea la posible traza de los nuevos distribuidores, indicando con distintos tipos de líneas y colores de las mismas, si son aéreas o subterráneas, nuevas o existentes, o de media tensión o baja tensión.

Aquí se tienen los planos con la siguiente información

01-02: Traza esquemática del nuevo distribuidor (Alta Córdoba 1) en la zona de Alta Córdoba (norte), que parte de la SEA Alta Córdoba (Archivo en AutoCAD).

02-02: Traza esquemática de otro nuevo distribuidor (Alta Córdoba 2) en la zona de Alta Córdoba (sur), que parte de la SEA Alta Córdoba (Archivo en AutoCAD).

03-02: Traza esquemática del nuevo distribuidor (Nueva Córdoba 1) en la zona de Nueva Córdoba (sur), que parte de la Estación Nueva Córdoba (Archivo en AutoCAD).

04-02: Traza esquemática de otro nuevo distribuidor (Nueva Córdoba 2) en la zona de Nueva Córdoba (norte), que parte de la Estación Nueva Córdoba (Archivo en AutoCAD).

05-02: Traza esquemática del nuevo distribuidor (Rebaje) en la zona de Alberdi (sur), que parte de la SEA Rebaje (Archivo en AutoCAD).

06-02: Parte 1 de la traza esquemática del nuevo distribuidor (Tablada) en la zona de Alberdi (norte), que parte de la Estación La Tablada (Archivo en AutoCAD).

07-02: Parte 2 de la traza esquemática del nuevo distribuidor (Tablada) en la zona de Alberdi (norte), que parte de la Estación La Tablada (Archivo en AutoCAD).

En el tercer bloque se muestran también 7 planos (01-03; 02-03; 03-03; 04-03; 05-03; 06-03; 07-03). En estos se muestran las trazas definitivas de los nuevos distribuidores, pero en este caso, estas trazas están realizadas en planos con el formato utilizado por el software PSS Sincal, en los cuales se indican los tipos de cables utilizados y su longitud, los nombres y potencias de las cargas, las potencias de las subestaciones utilizadas, etc. Es decir, son planos más detallados de los nuevos distribuidores, y al estar realizados con el software PSS Sincal son los utilizados por el mismo para los cálculos presentados en los reportes del apartado anterior.

Los planos aquí presentados contienen la siguiente información

01-03: Traza definitiva del nuevo distribuidor (Alta Córdoba 1) en la zona de Alta Córdoba (norte), que parte de la SEA Alta Córdoba (Archivo en PSS Sincal).

02-03: Traza definitiva de otro nuevo distribuidor (Alta Córdoba 2) en la zona de Alta Córdoba (sur), que parte de la SEA Alta Córdoba (Archivo en PSS Sincal).

03-03: Traza definitiva del nuevo distribuidor (Nueva Córdoba 1) en la zona de Nueva Córdoba (sur), que parte de la Estación Nueva Córdoba (Archivo en PSS Sincal).

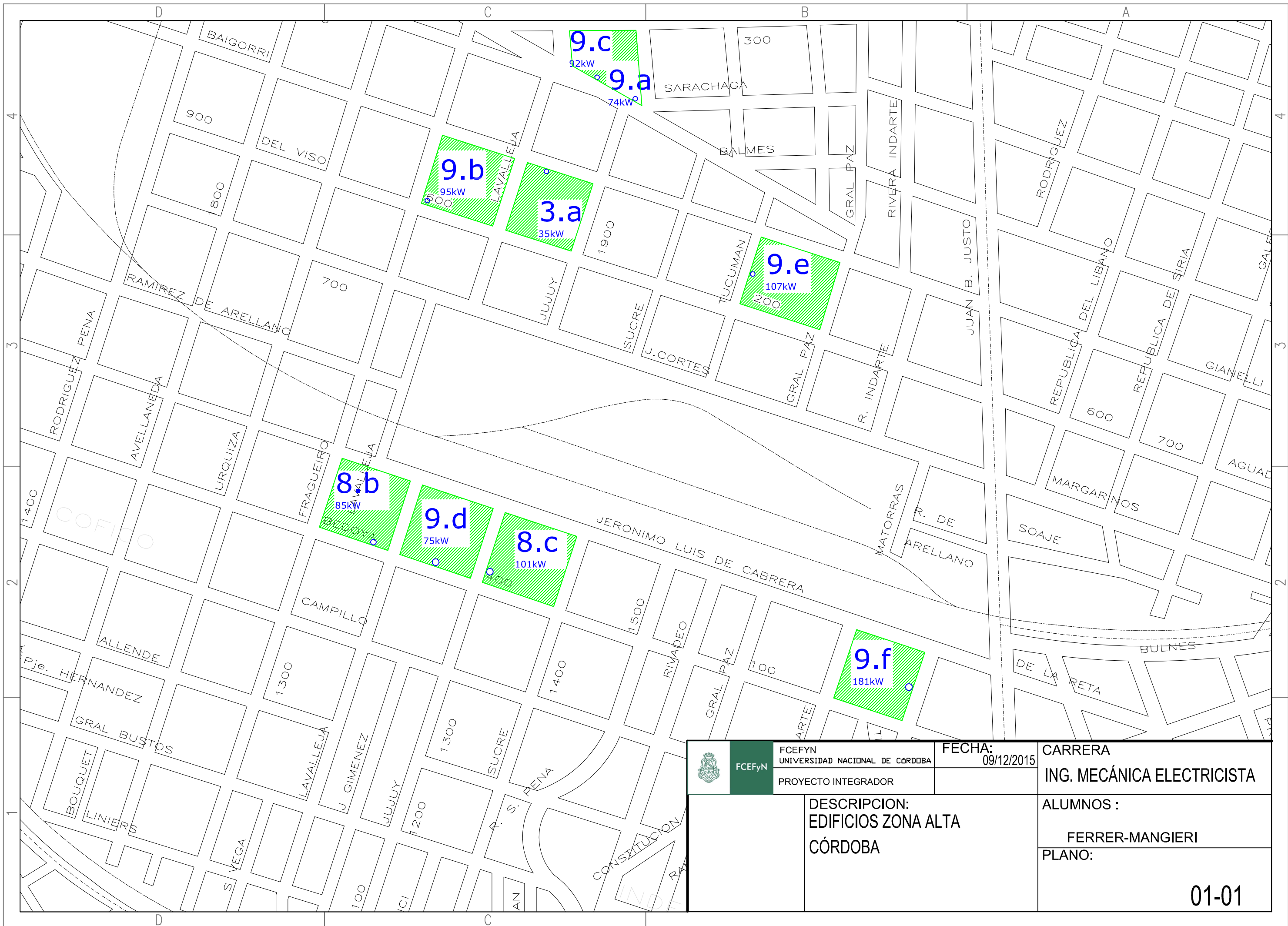
04-03: Traza definitiva de otro nuevo distribuidor (Nueva Córdoba 2) en la zona de Nueva Córdoba (norte), que parte de la Estación Nueva Córdoba (Archivo en PSS Sincal).




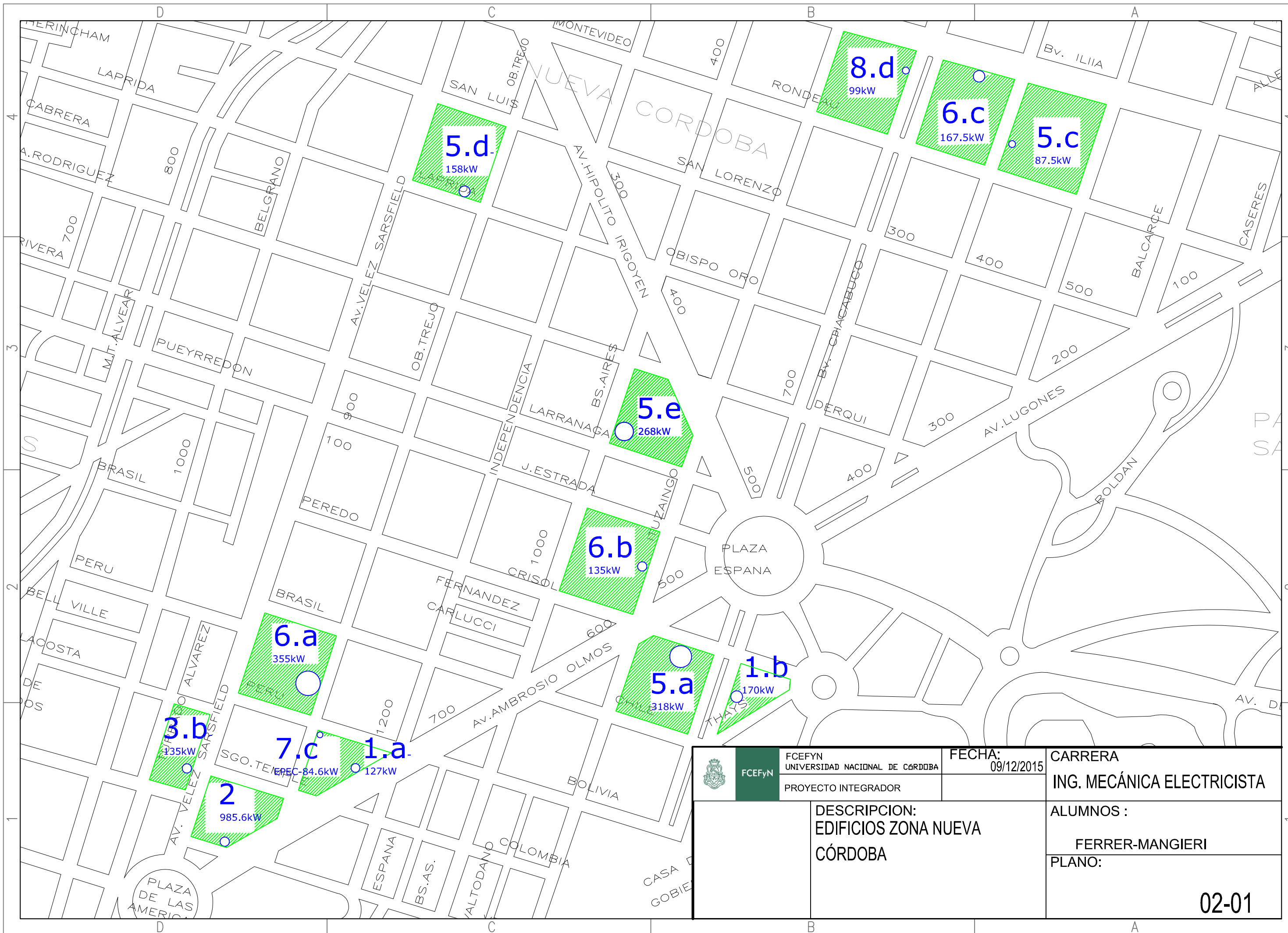
05-03: Traza definitiva del nuevo distribuidor (Rebaje) en la zona de Alberdi (sur), que parte de la SEA Rebaje (Archivo en PSS Sincal).


06-03: Parte 1 de la traza definitiva del nuevo distribuidor (Tablada) en la zona de Alberdi (norte), que parte de la Estación La Tablada (Archivo en PSS Sincal).

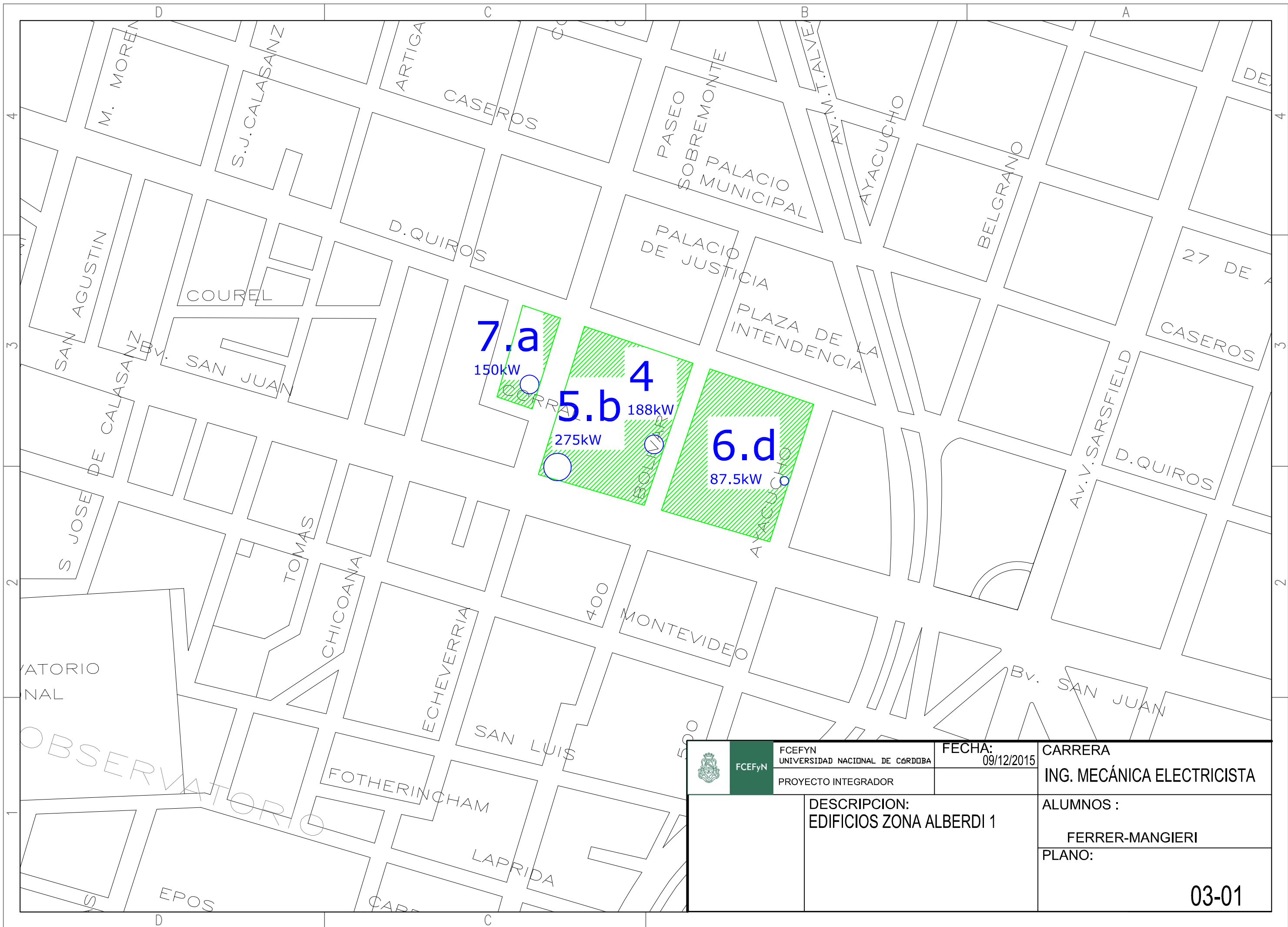
07-03: Parte 2 de la traza definitiva del nuevo distribuidor (Tablada) en la zona de Alberdi (norte), que parte de la Estación La Tablada (Archivo en PSS Sincal).




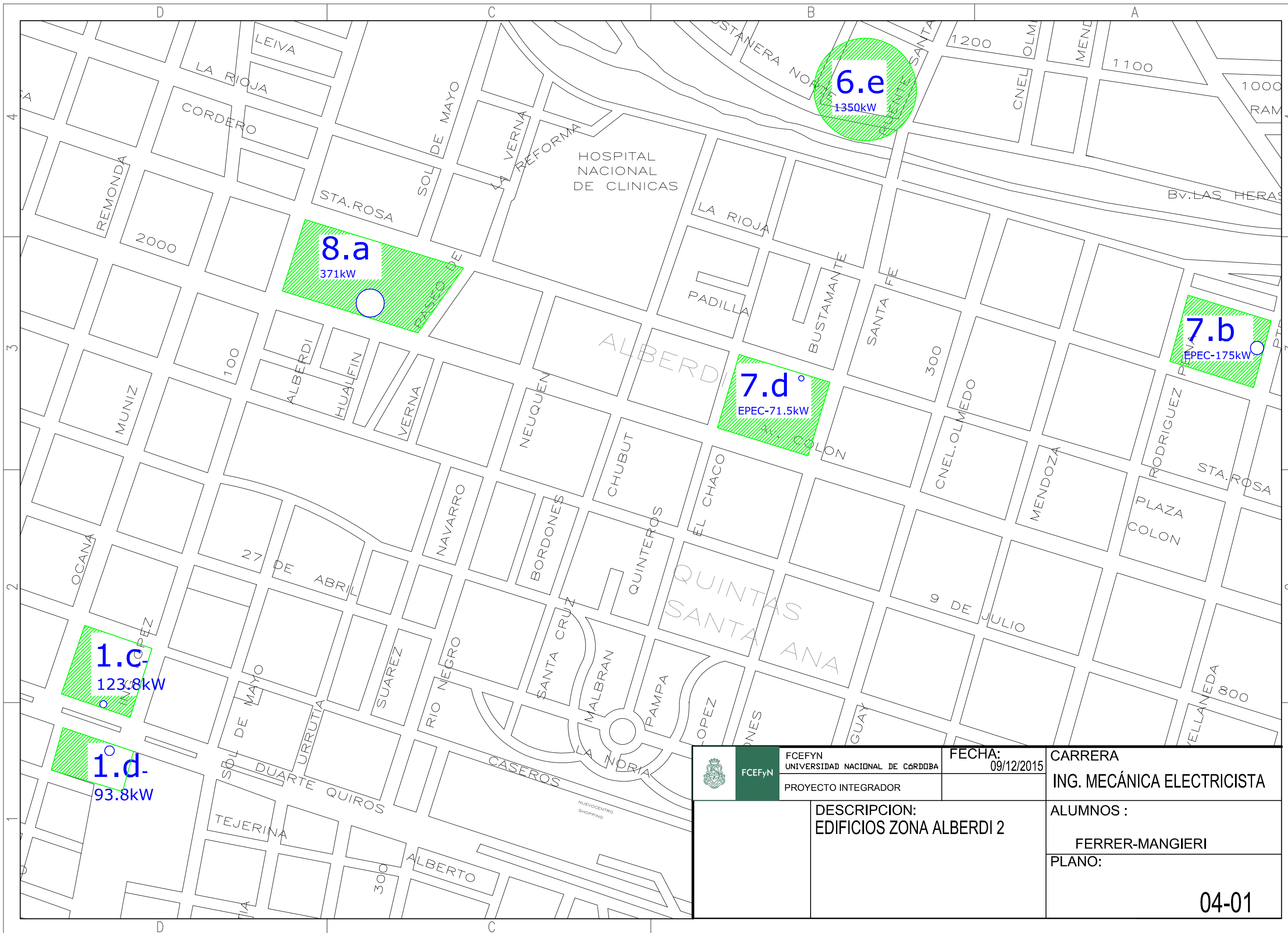
 FCFyN FCFYFN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CORDOBA	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR	ALUMNOS : FERRER-MANGIERI
DESCRIPCION: EDIFICIOS ZONA ALTA CORDOBA		PLANO: <div style="text-align: right; font-size: 1.5em; font-weight: bold;">01-01</div>




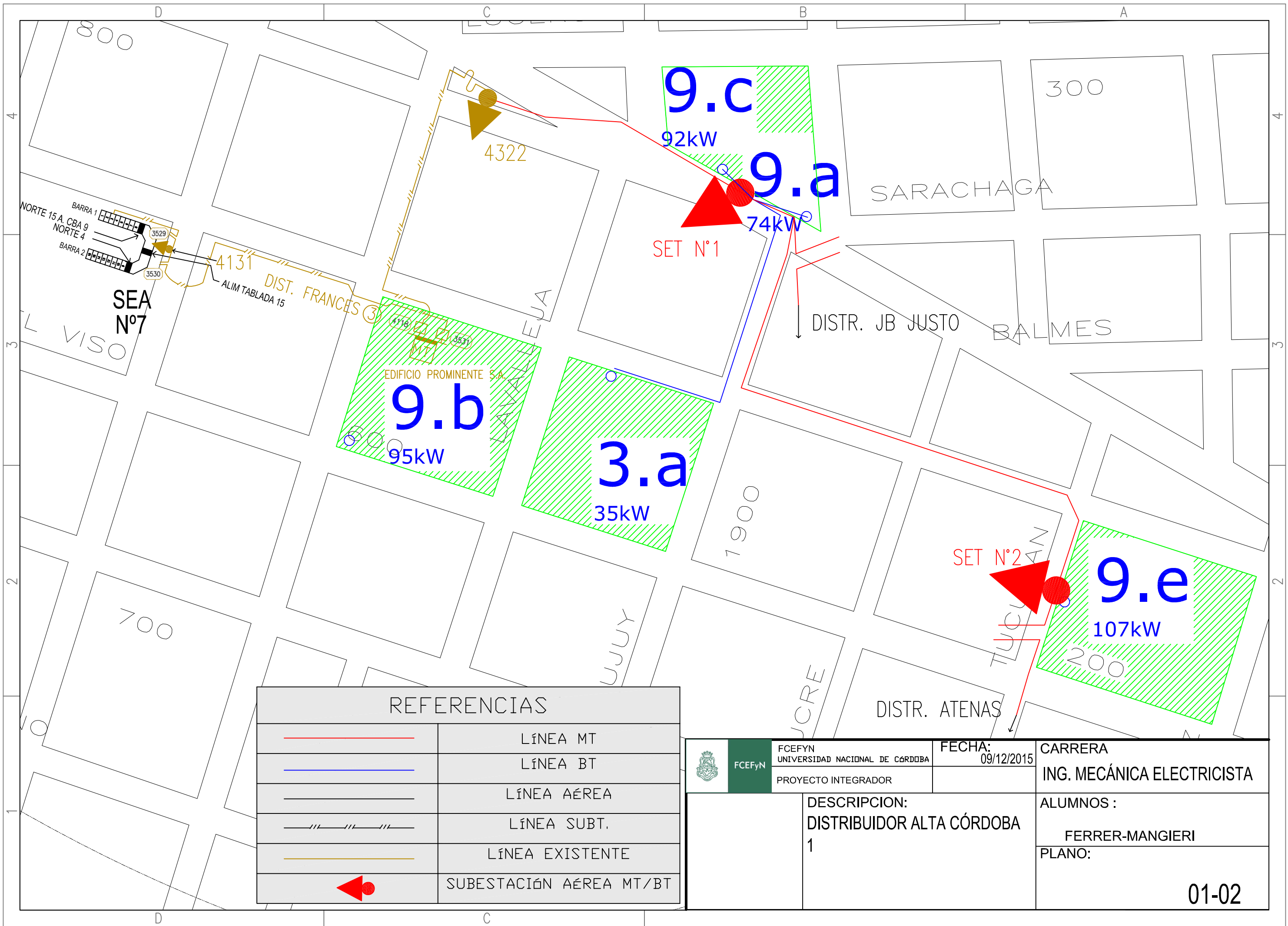
 FCFEYn UNIVERSIDAD NACIONAL DE CORDOBA	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR	ALUMNOS : FERRER-MANGIERI
DESCRIPCION: EDIFICIOS ZONA NUEVA CORDOBA		PLANO: <div style="text-align: right; font-size: 1.2em; font-weight: bold;">02-01</div>

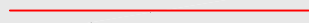


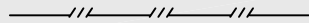
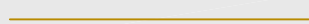




 FCFyN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CORDOBA	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR	ALUMNOS : FERRER-MANGIERI
DESCRIPCION: EDIFICIOS ZONA ALBERDI 1		PLANO: <div style="text-align: right; font-size: 1.2em; font-weight: bold;">03-01</div>

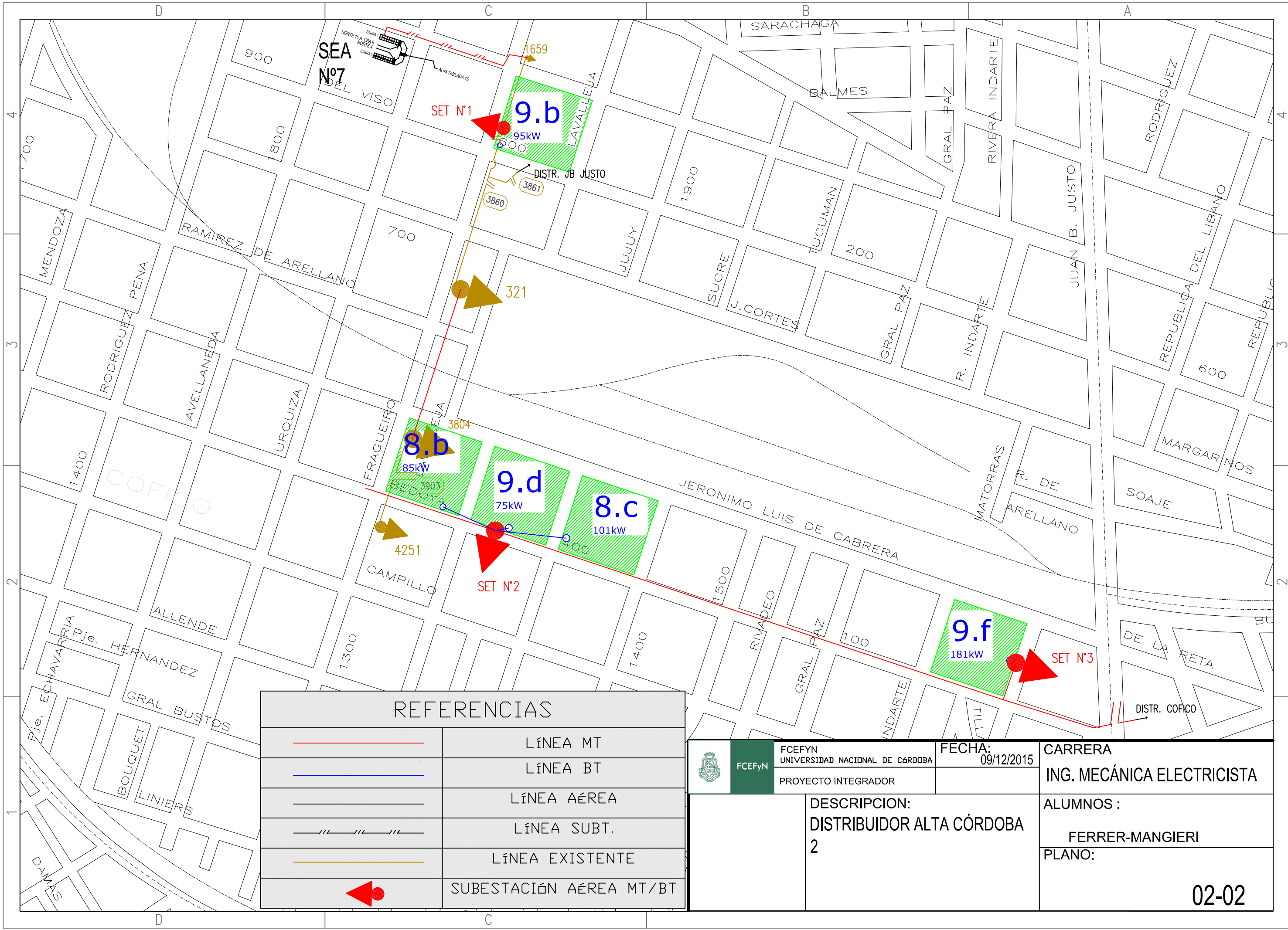


 FCEfyn FCEFYN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CORDOBA PROYECTO INTEGRADOR	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	DESCRIPCION: EDIFICIOS ZONA ALBERDI 2	
		PLANO: 04-01



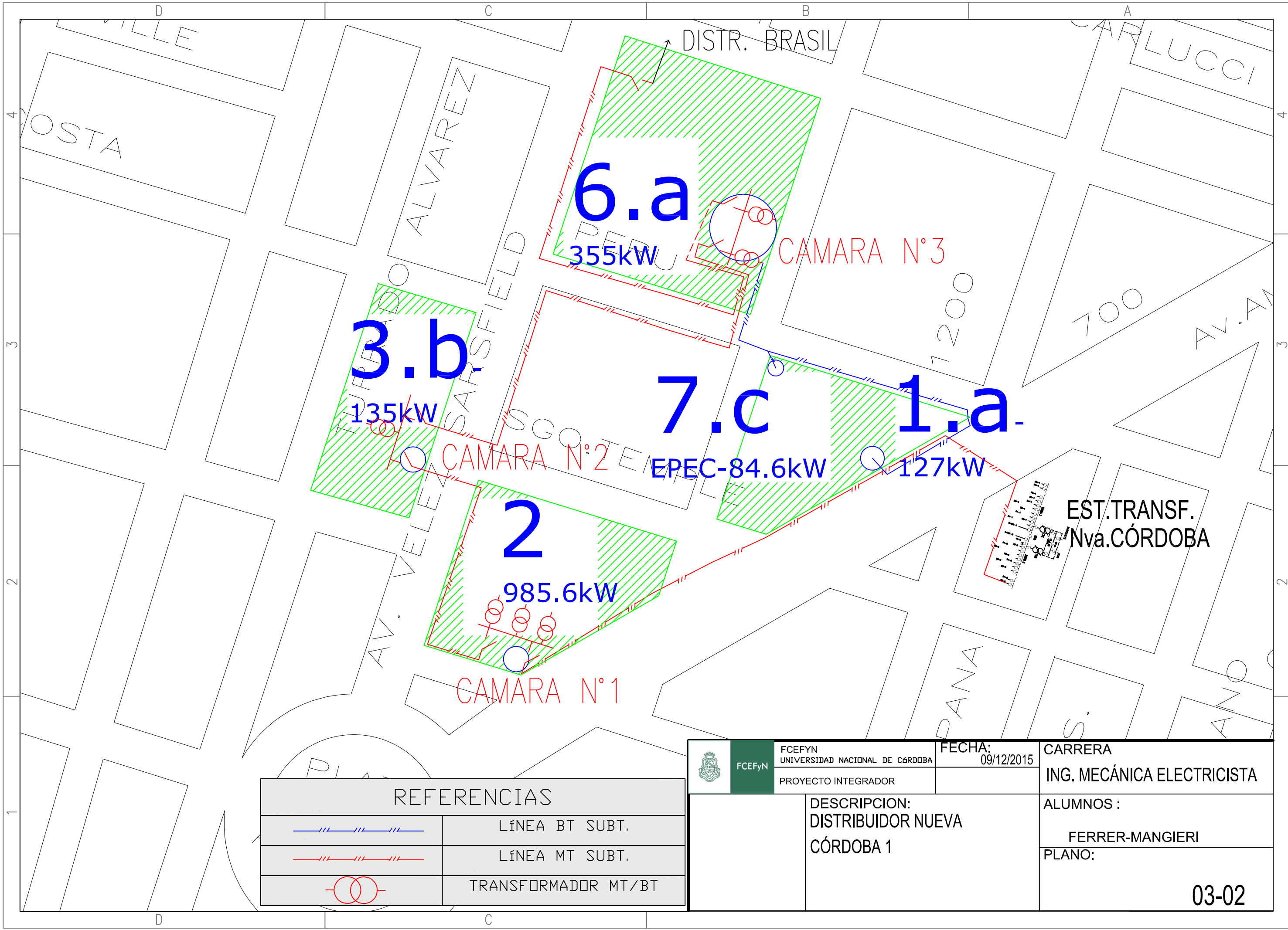
REFERENCIAS	
	LÍNEA MT
	LÍNEA BT
	LÍNEA AÉREA
	LÍNEA SUBT.
	LÍNEA EXISTENTE
	SUBESTACIÓN AÉREA MT/BT




 FCEfYN FCEFYN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA PROYECTO INTEGRADOR	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	DESCRIPCION: DISTRIBUIDOR ALTA CÓRDOBA 1	ALUMNOS : FERRER-MANGIERI
		PLANO: 01-02




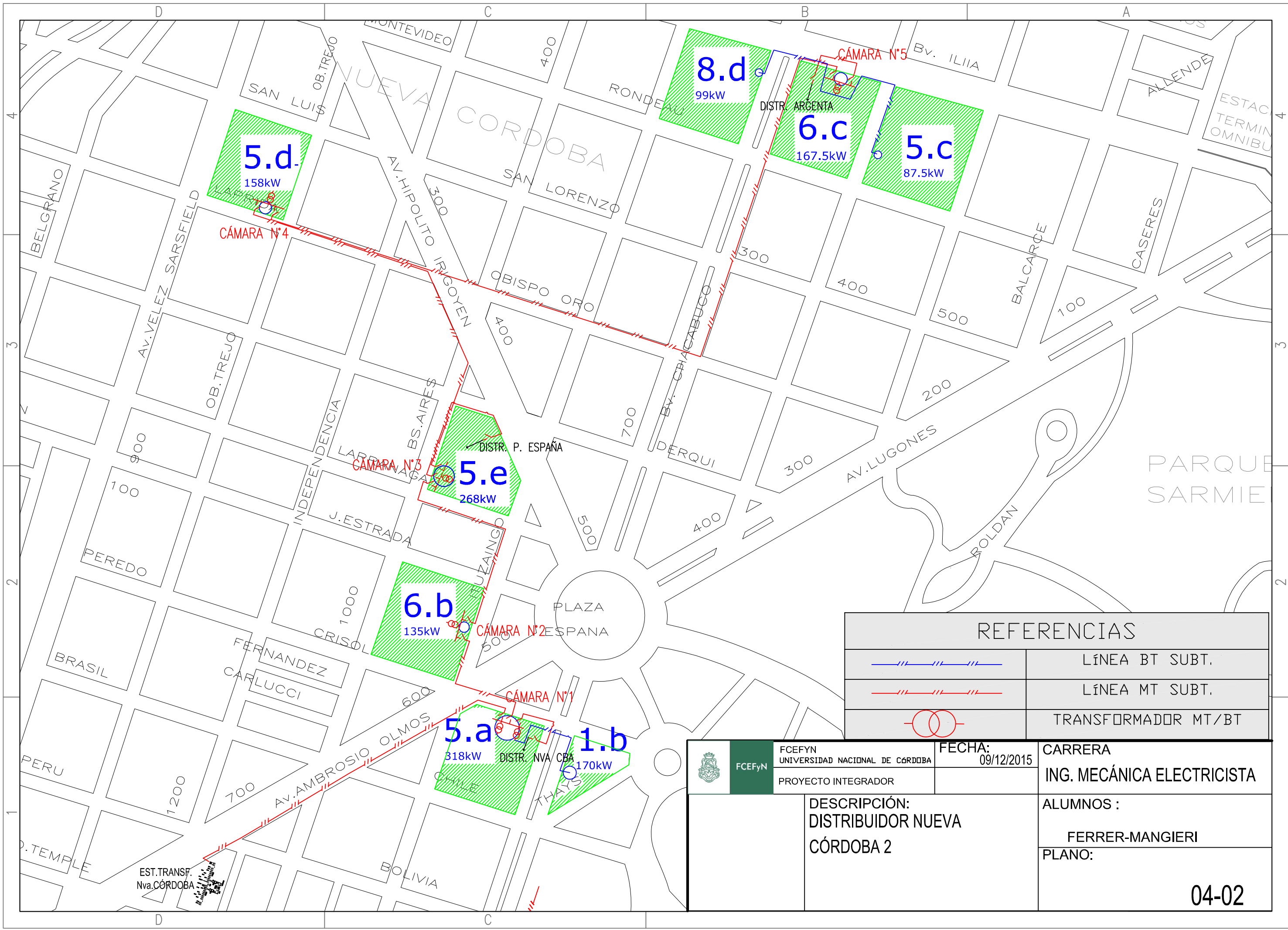
REFERENCIAS	
	LÍNEA MT
	LÍNEA BT
	LÍNEA AÉREA
	LÍNEA SUBT.
	LÍNEA EXISTENTE
	SUBESTACIÓN AÉREA MT/BT

FCEFYN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA PROYECTO INTEGRADOR	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	DESCRIPCION: DISTRIBUIDOR ALTA CÓRDOBA 2	
		ALUMNOS : FERRER-MANGIERI PLANO: <div style="text-align: right; font-weight: bold; font-size: 1.2em;">02-02</div>



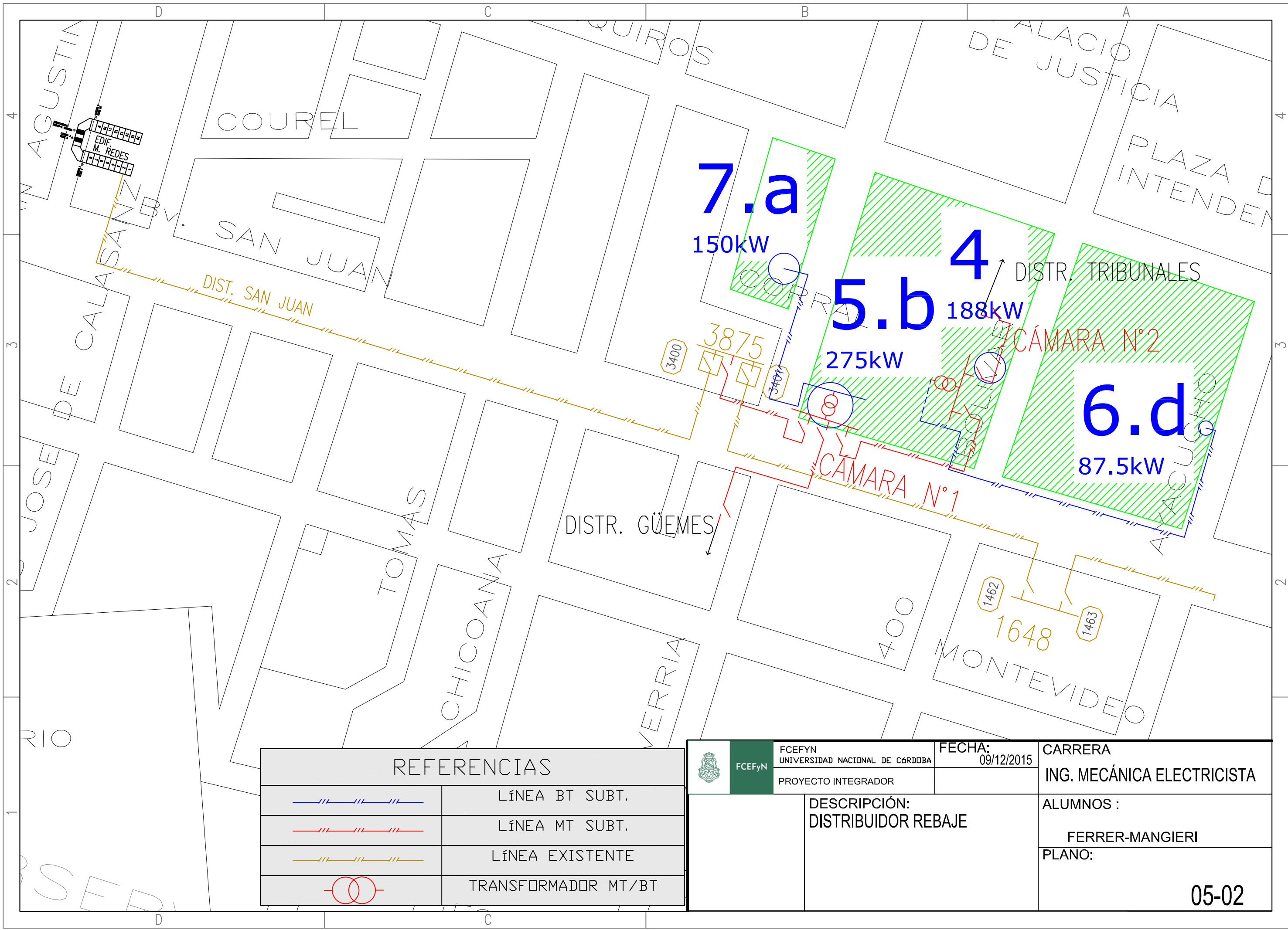
REFERENCIAS	
	LÍNEA BT SUBT.
	LÍNEA MT SUBT.
	TRANSFORMADOR MT/BT

 FCEfyn FCEFYN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA PROYECTO INTEGRADOR	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	DESCRIPCION: DISTRIBUIDOR NUEVA CÓRDOBA 1	ALUMNOS : FERRER-MANGIERI
		PLANO: <p style="text-align: right; font-size: 1.2em;">03-02</p>




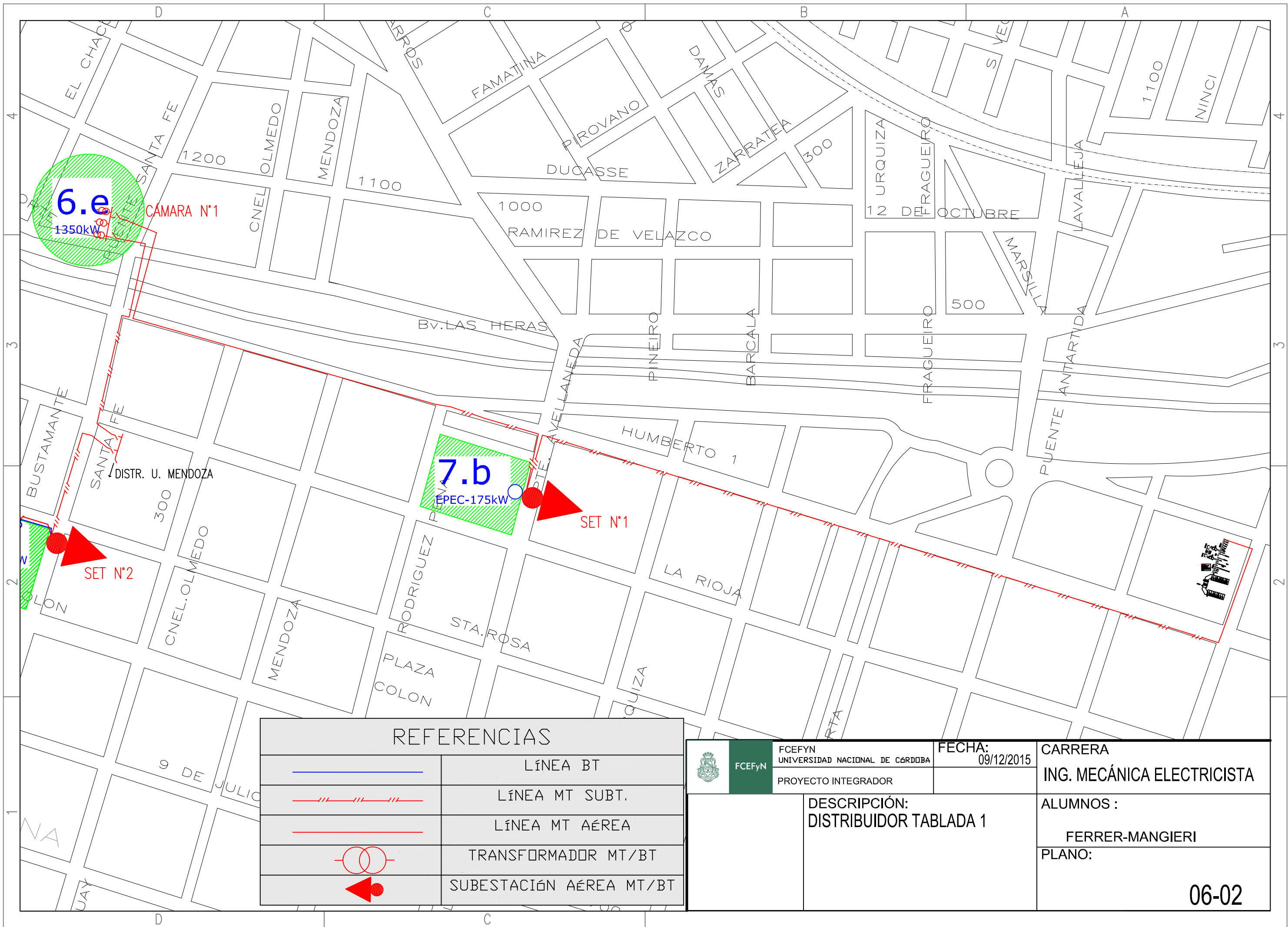
REFERENCIAS	
	LÍNEA BT SUBT.
	LÍNEA MT SUBT.
	TRANSFORMADOR MT/BT



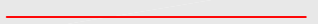


FCEfyn FCFYFN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CORDOBA PROYECTO INTEGRADOR	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR NUEVA CORDOBA 2	ALUMNOS : FERRER-MANGIERI PLANO: 04-02




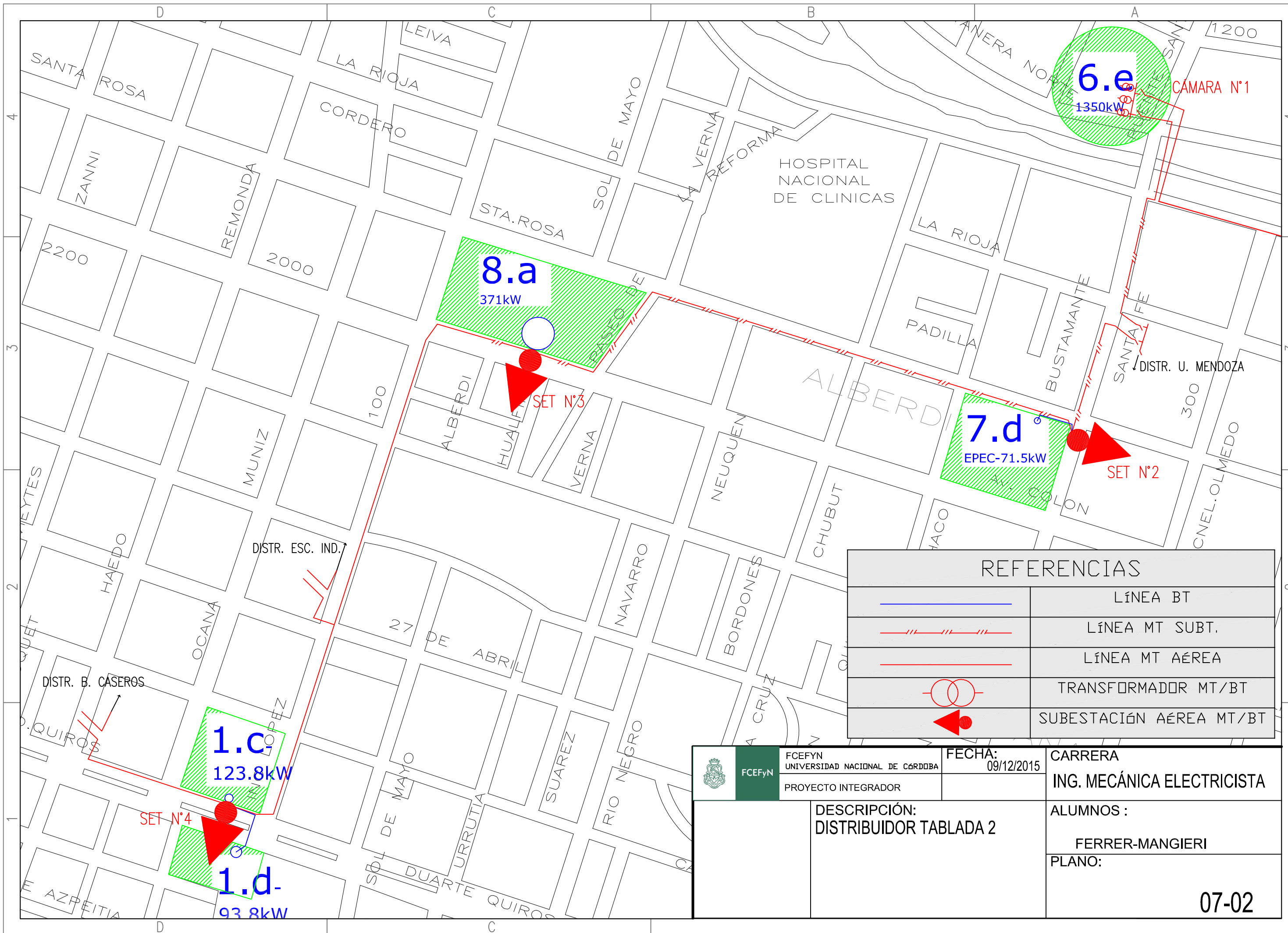
REFERENCIAS	
	LÍNEA BT SUBT.
	LÍNEA MT SUBT.
	LÍNEA EXISTENTE
	TRANSFORMADOR MT/BT

 FCEyN FCFYFN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CORDOBA PROYECTO INTEGRADOR	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR REBAJE	
		ALUMNOS : FERRER-MANGIERI PLANO: <div style="text-align: right; font-size: 1.2em; font-weight: bold;">05-02</div>



REFERENCIAS	
	LÍNEA BT
	LÍNEA MT SUBT.
	LÍNEA MT AÉREA
	TRANSFORMADOR MT/BT
	SUBESTACIÓN AÉREA MT/BT

 FCFyN FCFYFN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CORDOBA	PROYECTO INTEGRADOR	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR TABLADA 1		ALUMNOS : FERRER-MANGIERI
			PLANO: 06-02



6.e
1350kW

CÁMARA N°1

8.a
371kW

SET N°3

7.d
EPEC-71.5kW

SET N°2

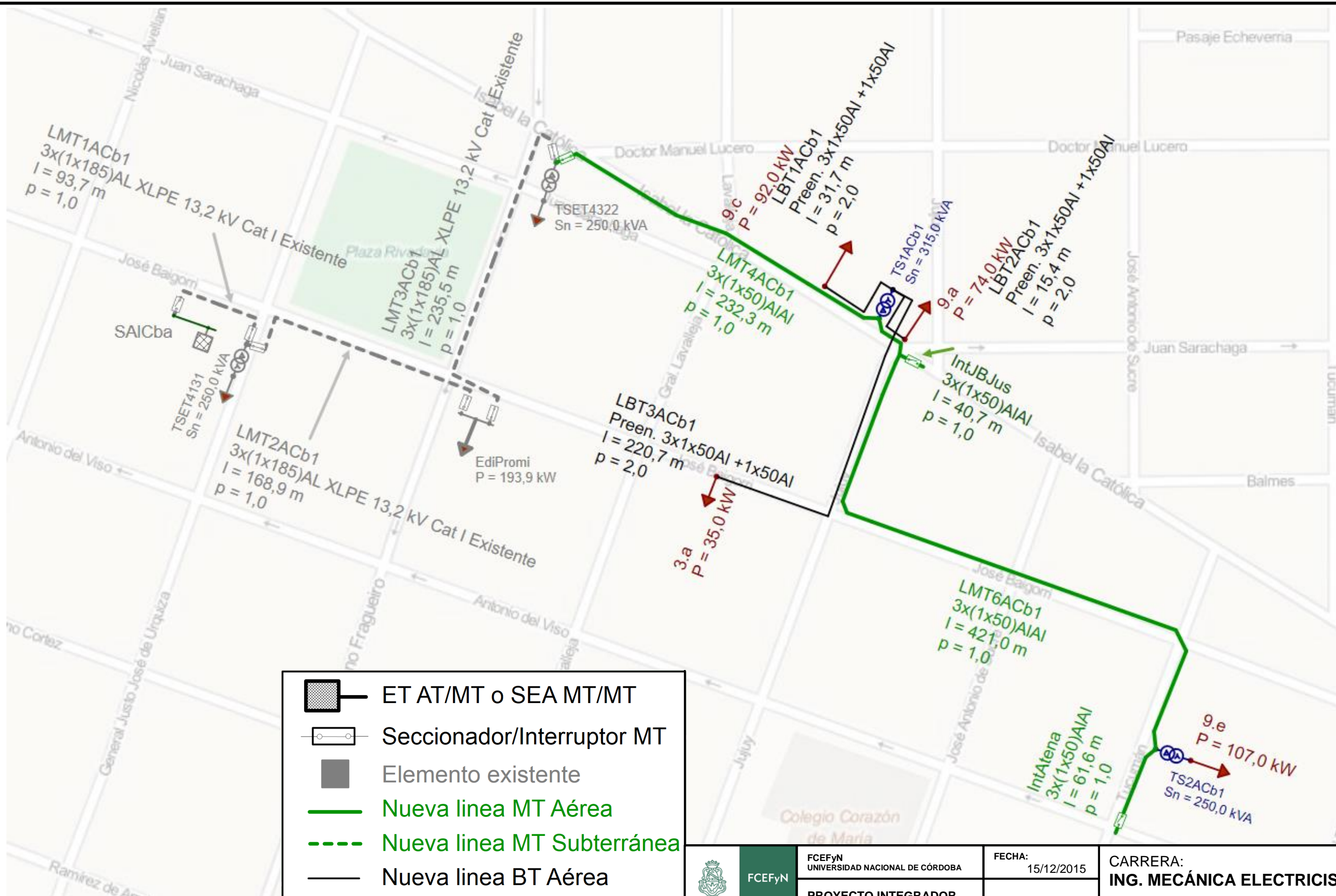
1.c
123.8kW

SET N°4

1.d
93.8kW

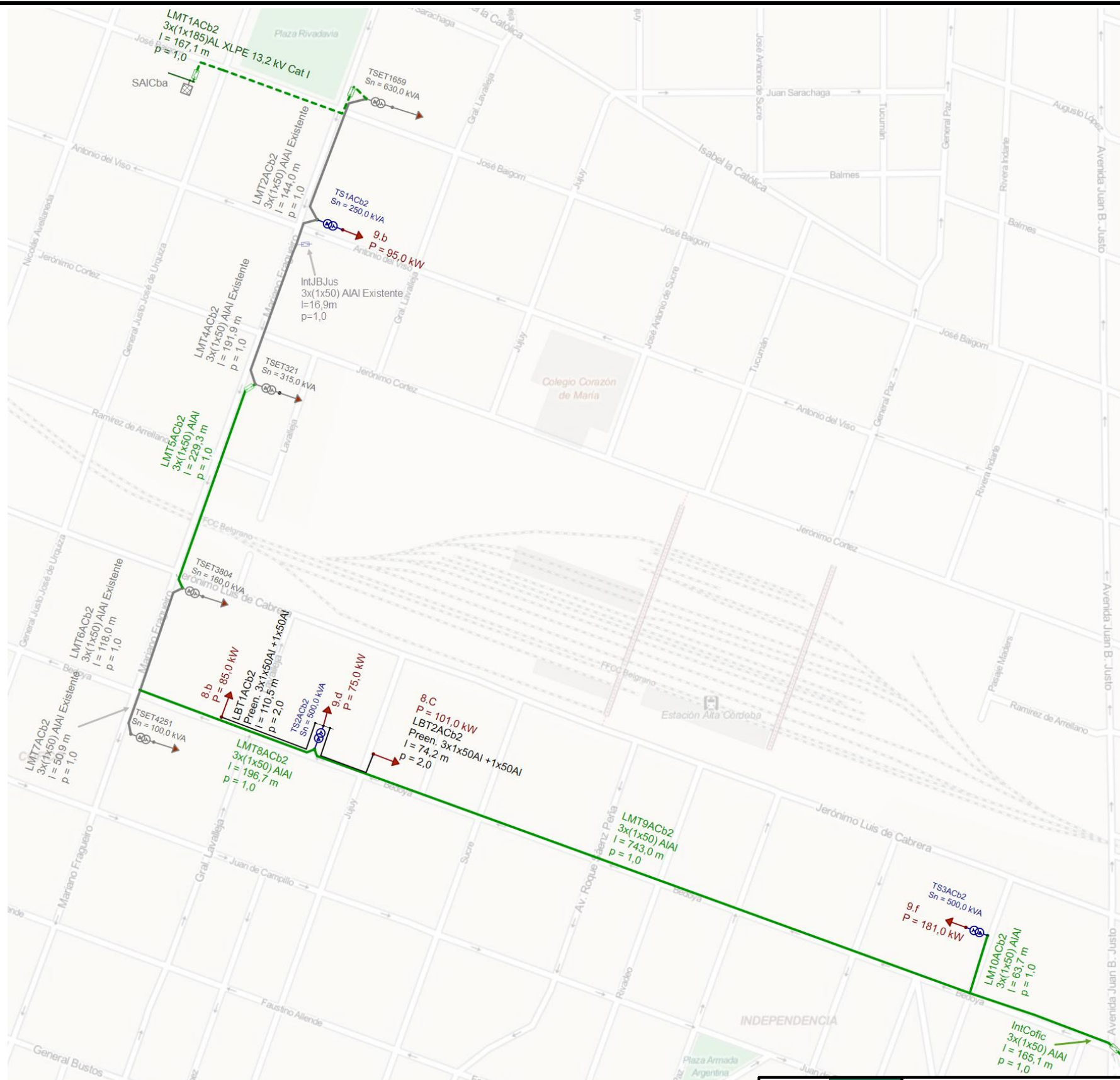
REFERENCIAS	
	LÍNEA BT
	LÍNEA MT SUBT.
	LÍNEA MT AÉREA
	TRANSFORMADOR MT/BT
	SUBESTACIÓN AÉREA MT/BT


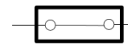







FCFyN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CORDOBA PROYECTO INTEGRADOR	FECHA: 09/12/2015	CARRERA ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR TABLADA 2	
		ALUMNOS : FERRER-MANGIERI
		PLANO: <p style="text-align: right;">07-02</p>




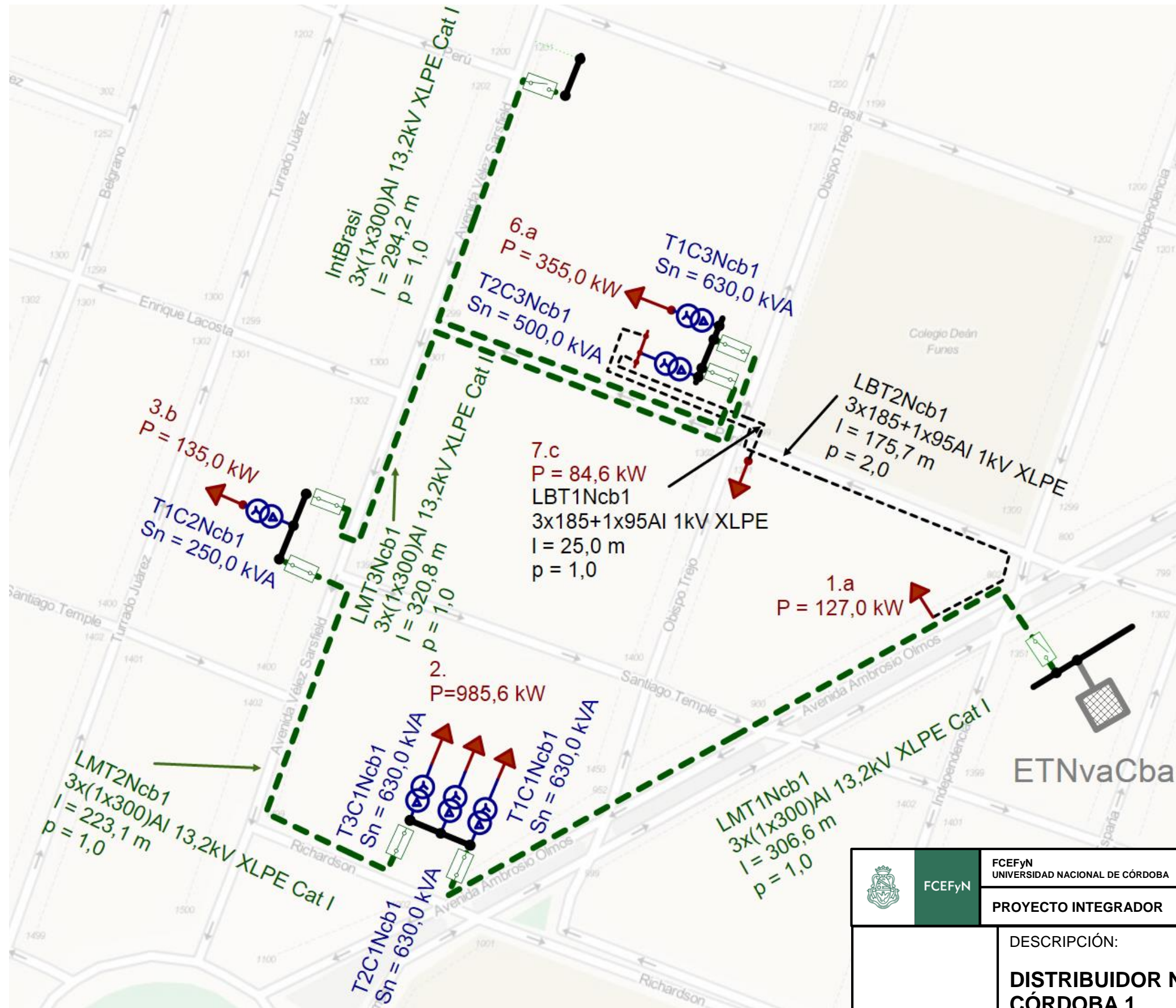
	ET AT/MT o SEA MT/MT
	Seccionador/Interruptor MT
	Elemento existente
	Nueva linea MT Aérea
	Nueva linea MT Subterránea
	Nueva linea BT Aérea
	Nueva linea BT Subterránea
	Nuevos Transformadores MT/BT
	Nuevos Suministros BT

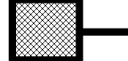
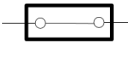



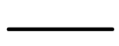



	FCEyN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA	FECHA: 15/12/2015	CARRERA: ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR		ALUMNOS: FERRER - MANGIERI
DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR ALTA CORDOBA 1			PLANO N°: 01-03




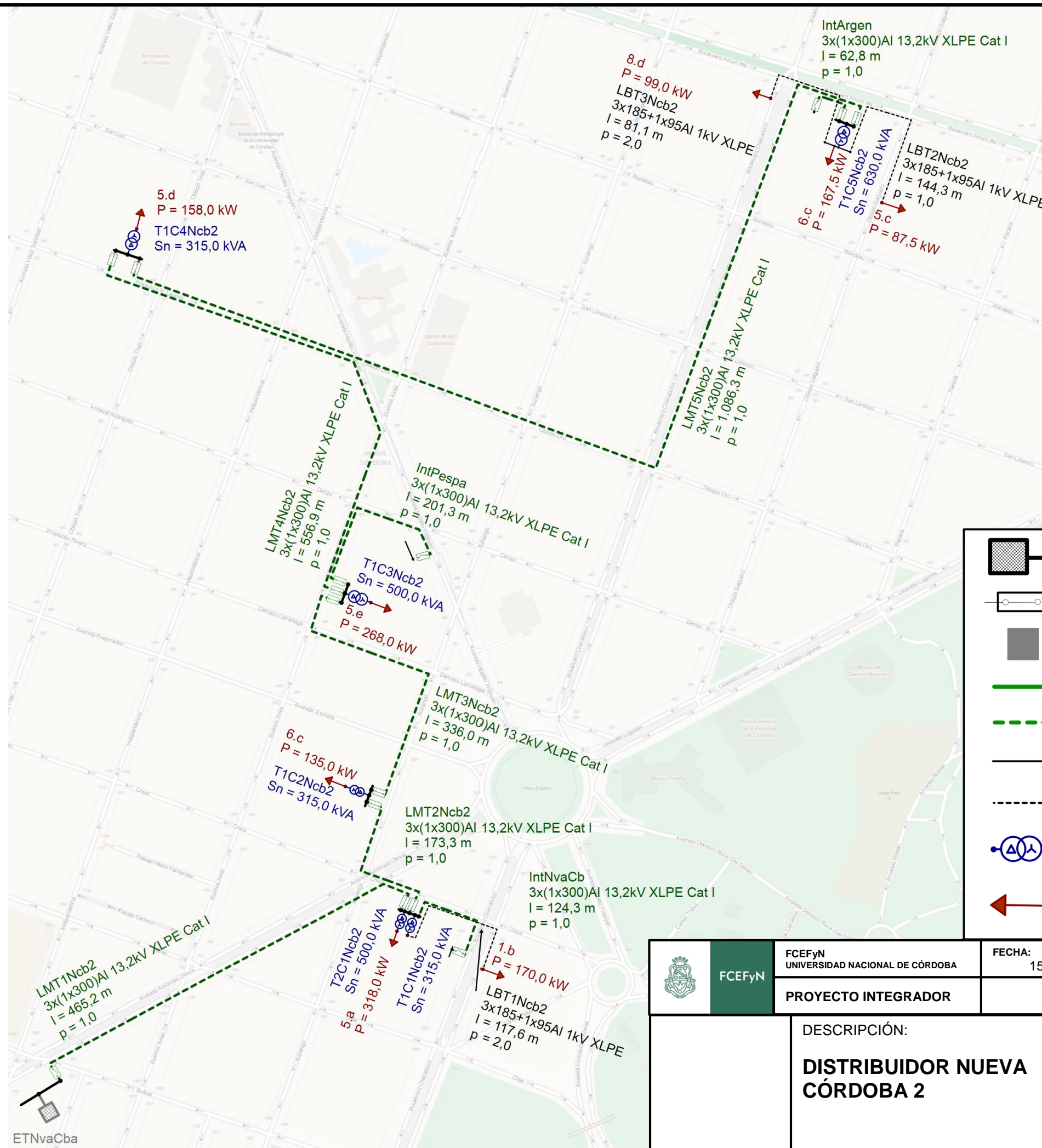
-  ET AT/MT o SEA MT/MT
-  Seccionador/Interruptor MT
-  Elemento existente
-  Nueva linea MT Aérea
-  Nueva linea MT Subterránea
-  Nueva linea BT Aérea
-  Nueva linea BT Subterránea
-  Nuevos Transformadores MT/BT
-  Nuevos Suministros BT

 FCEyN	FCEyN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA	FECHA: 15/12/2015	CARRERA: ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR		
DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR ALTA CÓRDOBA 2			ALUMNOS: FERRER - MANGIERI
			PLANO N°: <div style="text-align: right; font-size: large; font-weight: bold;">02-03</div>



-  ET AT/MT o SEA MT/MT
-  Seccionador/Interruptor MT
-  Elemento existente
-  Nueva linea MT Aérea
-  Nueva linea MT Subterránea
-  Nueva linea BT Aérea
-  Nueva linea BT Subterránea
-  Nuevos Transformadores MT/BT
-  Nuevos Suministros BT

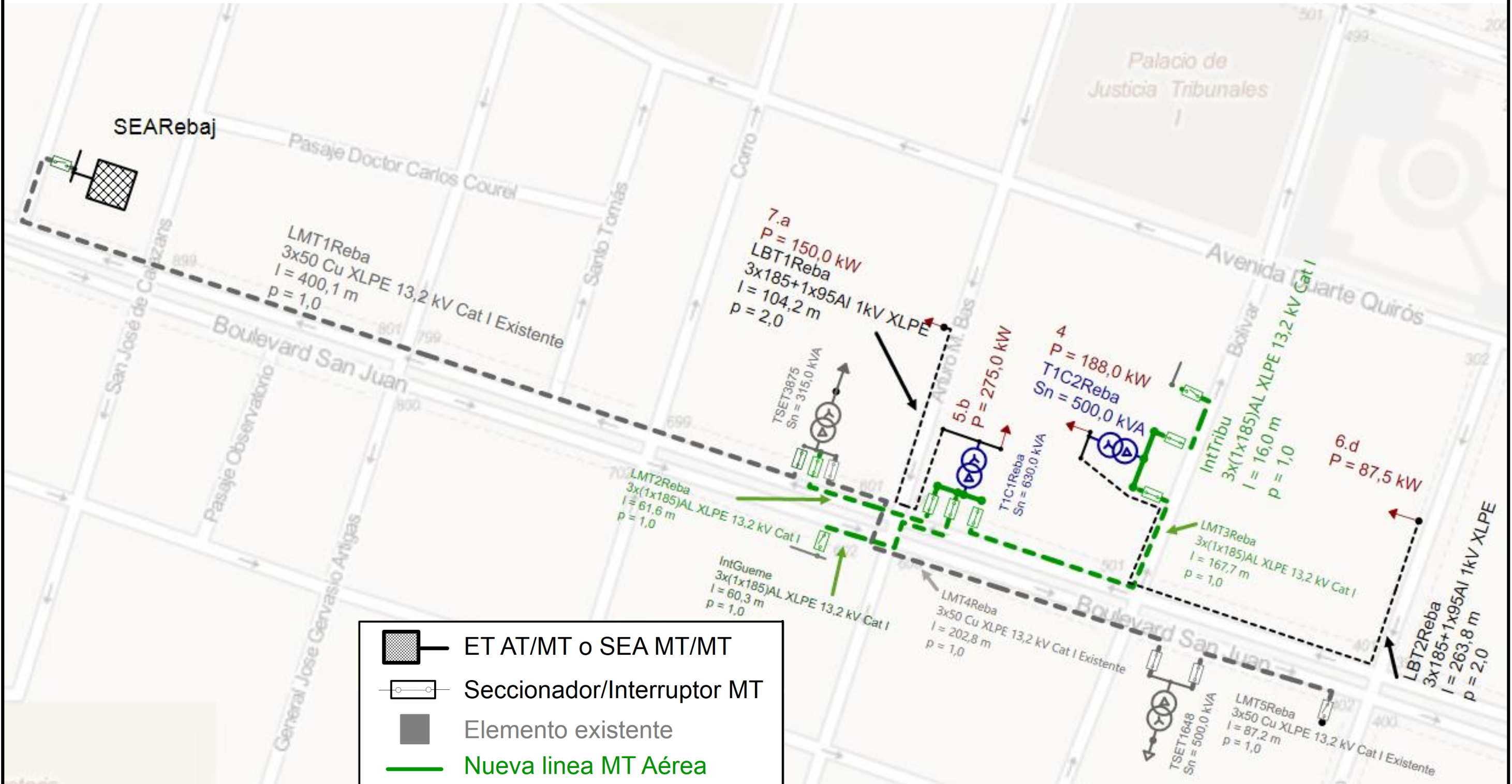
 FCEyN	FCEyN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA	FECHA: 15/12/2015	CARRERA: ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR		
DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR NUEVA CÓRDOBA 1			ALUMNOS: FERRER - MANGIERI
			PLANO N°: 03-03


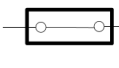



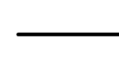
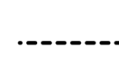





	ET AT/MT o SEA MT/MT
	Seccionador/Interruptor MT
	Elemento existente
	Nueva linea MT Aérea
	Nueva linea MT Subterránea
	Nueva linea BT Aérea
	Nueva linea BT Subterránea
	Nuevos Transformadores MT/BT
	Nuevos Suministros BT

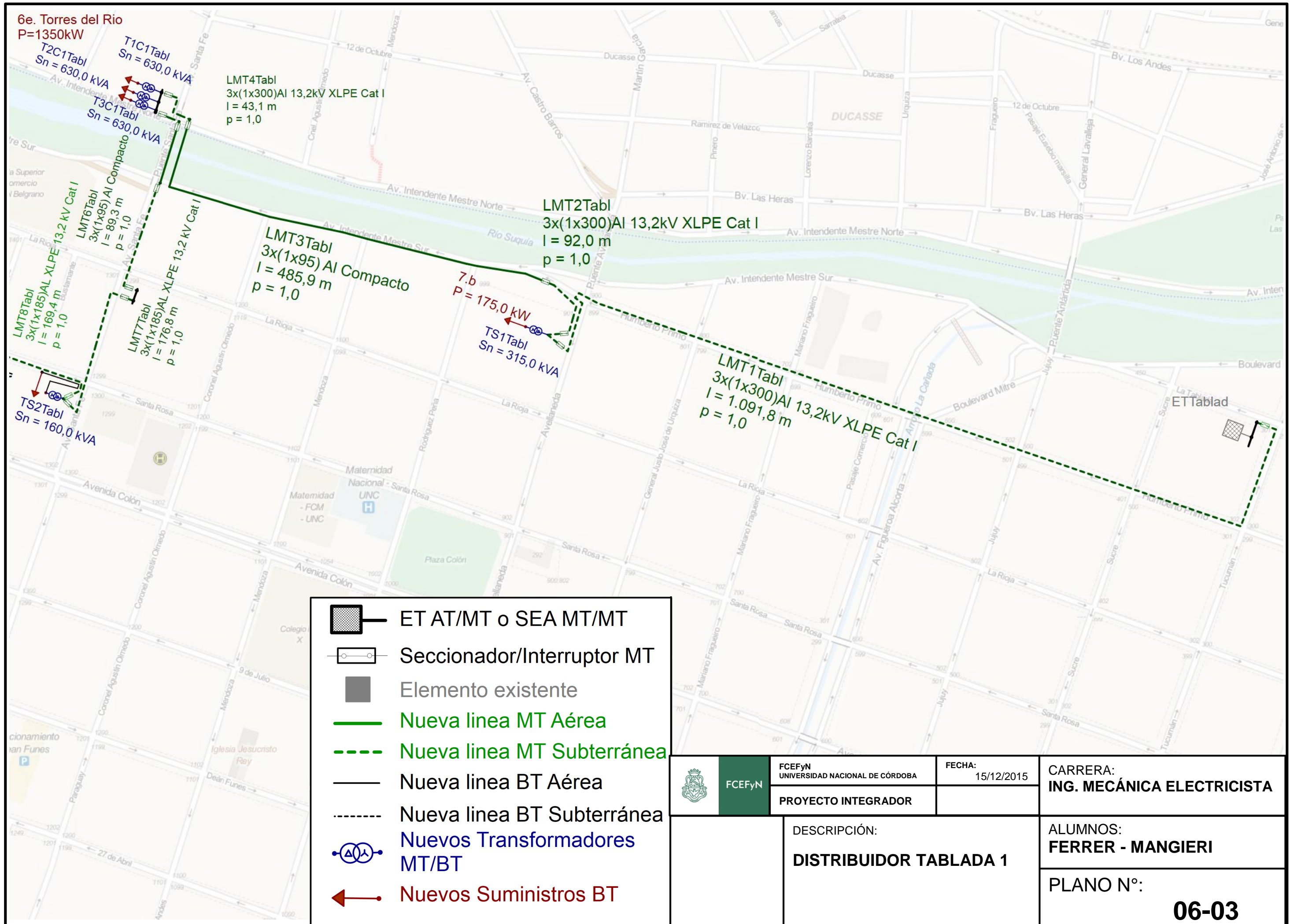
	FCEfyn UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA	FECHA: 15/12/2015	CARRERA: ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR		
DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR NUEVA CORDOBA 2			ALUMNOS: FERRER - MANGIERI
			PLANO N°: 04-03

ETNvaCba



-  ET AT/MT o SEA MT/MT
-  Seccionador/Interruptor MT
-  Elemento existente
-  Nueva linea MT Aérea
-  Nueva linea MT Subterránea
-  Nueva linea BT Aérea
-  Nueva linea BT Subterránea
-  Nuevos Transformadores MT/BT
-  Nuevos Suministros BT

 FCEfYn	FCEfYn UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA	FECHA: 15/12/2015	CARRERA: ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR		
DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR REBAJE			ALUMNOS: FERRER - MANGIERI
			PLANO N°: 05-03



6e. Torres del Río
P=1350kW

LMT4Tabl
3x(1x300)AI 13,2kV XLPE Cat I
l = 43,1 m
p = 1,0

LMT2Tabl
3x(1x300)AI 13,2kV XLPE Cat I
l = 92,0 m
p = 1,0

LMT3Tabl
3x(1x95) AI Compacto
l = 485,9 m
p = 1,0


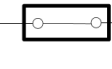


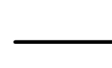
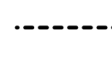



7.b
P = 175,0 kW
TS1Tabl
Sn = 315,0 kVA


LMT1Tabl
3x(1x300)AI 13,2kV XLPE Cat I
l = 1.091,8 m
p = 1,0

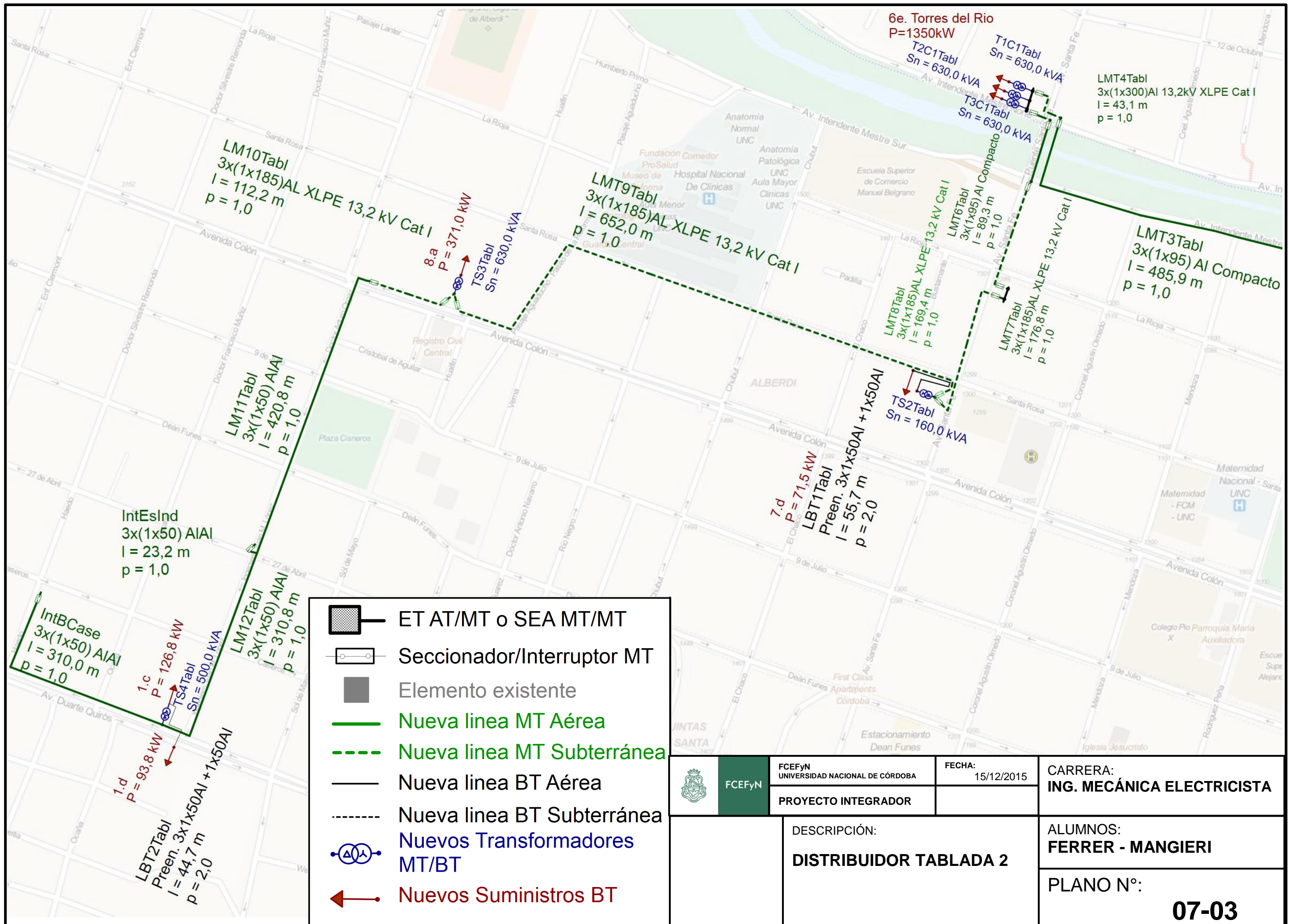
T1C1Tabl
Sn = 630,0 kVA
T2C1Tabl
Sn = 630,0 kVA
T3C1Tabl
Sn = 630,0 kVA


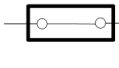


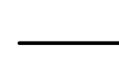
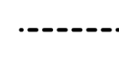



LMT6Tabl
3x(1x95) AI Compacto
l = 89,3 m
p = 1,0
LMT8Tabl
3x(1x185) AI Compacto
l = 169,4 m
p = 1,0


TS2Tabl
Sn = 160,0 kVA

-  ET AT/MT o SEA MT/MT
-  Seccionador/Interruptor MT
-  Elemento existente
-  Nueva línea MT Aérea
-  Nueva línea MT Subterránea
-  Nueva línea BT Aérea
-  Nueva línea BT Subterránea
-  Nuevos Transformadores MT/BT
-  Nuevos Suministros BT

 FCEfYN	FCEfYN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA	FECHA: 15/12/2015	CARRERA: ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR		
DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR TABLADA 1		ALUMNOS: FERRER - MANGIERI	
		PLANO N°: 06-03	



-  ET AT/MT o SEA MT/MT
-  Seccionador/Interruptor MT
-  Elemento existente
-  Nueva linea MT Aérea
-  Nueva linea MT Subterránea
-  Nueva linea BT Aérea
-  Nueva linea BT Subterránea
-  Nuevos Transformadores MT/BT
-  Nuevos Suministros BT

 FCEyN	FCEyN UNIVERSIDAD NACIONAL DE CÓRDOBA	FECHA: 15/12/2015	CARRERA: ING. MECÁNICA ELECTRICISTA
	PROYECTO INTEGRADOR		
DESCRIPCIÓN: DISTRIBUIDOR TABLADA 2			ALUMNOS: FERRER - MANGIERI
			PLANO N°: 07-03



13 Bibliografía

Catálogos-Instalaciones Electromecánicas. (s.f.). Córdoba.

Cimet. (s.f.). *Catalogo Durolite-Cables de Potencia.* Buenos Aires.

EPEC. (s.f.). *Especificaciones Técnicas.*

EPEC. (s.f.). *Reglamento de Comercialización .*

ERSeP. (s.f.). *Normas de Calidad de Servicio Público y Sanciones aplicable al servicio público de distribución de energía eléctrica suministrada por la Empresa Provincial de Energía de Córdoba.*

Ing. Arca, O. J. (s.f.). *Centrales y Estaciones Eléctricas.* Córdoba: Universitas.

Ing. Fioravanti, M. (s.f.). *INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES.* Córdoba.

Ing. Pedroni, P. (2005). *Distribucion de la Energía Eléctrica.* Córdoba: Universitas.

IRAM. (1977). *IRAM 2250.*

SIEMMENS. (s.f.). *Manual de utilizacion software PSS SINCAL.*

Wallace, G. (1979). *Electrotecnia, Fundamentos teoricos y aplicaciones practicas.* Madrid: Aguilar.