

E.S. N° 35

ESTRUCTURA DE RED SUBTERRANEA DE B.T.

GERENCIA DE DISTRIBUCION Y VENTAS
SUBGERENCIA DE SERVICIOS TECNICOS

INGENIERIA DE DISTRIBUCION

1 - INTRODUCCION

La presente guía establece las pautas básicas generales a tener en cuenta en el proyecto y desarrollo de las redes de B.T. subterráneas.

La misma comprende:

- Características de la red subterránea de B.T.
- Criterios básicos generales a seguir para la estructuración de la red.
- Pautas técnico económicas que incluyen tablas y esquemas eléctricos que servirán de referencia a las oficinas de proyectos para estructurar sus redes.
- Elementos de cálculo para verificar o efectuar el proyecto de las redes subterráneas de B.T.

2 - ALCANCE

Red subterránea de B.T. para zonas urbanas. Tensión 3x380/220 V.

El presente estudio se complementa con las siguientes especificaciones:

- E S N° 13 - Recomendaciones para la protección de sistemas de distribución.
- E S N° 21 - Estructura de la red de M.T. subterránea.
- E S N° 26 - Doble alimentador principal.
- E S N° 30 - Recomendaciones para el estudio del mercado eléctrico.
- E S N° 33 - Normalización de centros de transformación M.T./B.T.

3 - CARACTERISTICAS DE LA RED SUBTERRANEA DE B.T.

La red subterránea de B.T. presenta una mayor confiabilidad que sus similares aéreas, pero sus costos de instalación y mantenimiento resultan más elevados.

La red subterránea es la única solución técnicamente aceptable en aquellos casos donde la elevada densidad de carga y por consiguiente elevado número de centros y circuitos de B.T. hace impracticable la red aérea. El límite de aplicación de las redes aéreas de B.T. está definido en la E S N° 31.

En muchos casos las Municipalidades prohíben o restringen la posibilidad de líneas aéreas.

Para los valores de densidad de carga se tendrán en cuenta solamente aquellos clientes alimentados desde el lado de B.T. del transformador.

Las redes subterráneas de B.T. a emplear serán dos tipos:

3.1 Malla por centro

3.2 Red radial

3.1 - Malla por centro

Esta estructura se empleará para densidades de hasta 20 MVA/km² en combinación con una distribución en anillo de la red de M.T.

La misma consiste en una red general parcialmente mallada por centro con un cable por vereda, y acometidas radiales a clientes singulares.

Las distintas mallas operarán con sus circuitos de B.T. aislados pero se mantendrán vinculaciones, con las mallas vecinas a través de divisiones red abiertas.

Deberá haber por lo menos una vinculación con cada uno de los centros vecinos y además, por la totalidad de las vinculaciones podrá circular una carga equivalente al 50% de la potencia máxima destinada a la red, sin tener en cuenta a los clientes singulares. De este modo habrá una reserva suficiente para mantener el servicio durante operaciones programadas de mantenimiento o en condiciones de emergencia en situaciones de baja carga.

3.2 - Red radial

Cuando se tienen altas densidades el sistema descrito en el punto 3.1. resulta inadecuado pues resultan necesarios dos cables por vereda si se quieren mantener las características malladas de la red.

Para densidades mayores de 20 MVA/km² se empleará una red radial de B.T. en combinación en general, con una red de M.T. del tipo de doble alimentador y anillos secundarios.

Los distintos tramos de la red de B.T. operarán en forma radial y aislada, pero se preverá en el extremo opuesto al transformador una conexión con otro tramo perteneciente al mismo centro o a otro vecino a través de una división red abierta.

4 - ESTRUCTURACION DE LA RED SUBTERRANEA DE B.T.

4.1 - Selección del esquema económico

La decisión básica en caso de optar por el sistema de red de B.T. subterránea se efectuará teniendo en consideración que la vida útil tanto de las redes como de los centros de transformación se estima en 25 años.

La red subterránea de B.T. debe proyectarse para satisfacer la demanda estimada en un plazo de 5 años. Por lo tanto el número de manzanas a alimentar por cámara y la potencia del transformador deben seleccionarse a partir de la densidad de carga (MVA/km²) estimada a 5 años en la zona en estudio.

En la tabla I se indican para cada densidad el número de manzanas a alimentar por cámara y la potencia del transformador convenientes, los cuales son función de las distintas relaciones de costo de instalación y explotación entre los centros de transformación y la red de M.T. por un lado y la red de B.T. por el otro.

4.2 - Pautas básicas generales

- Se adjuntan, con carácter orientativo, esquemas teóricos ideales. Cuando estos esquemas no puedan ser aplicados, como por ejemplo debido a una configuración irregular del manzanado y/o una ubicación poco conveniente de la cámara dentro del área a alimentar, la solución del problema debe encararse teniendo en cuenta además de las recomendaciones generales establecidas en este capítulo, las siguientes:

a) Adaptar el proyecto de modo tal que la estructura de la red se aproxime a uno de los esquemas antes mencionados.

b) Mantener una distribución uniforme de carga entre las distintas salidas, de forma tal que la potencia de cada una de ellas sea aproximadamente igual a la potencia media por salida (Pm).

$$P_m = \frac{\text{suma de la potencia de todas las salidas a la red}}{\text{número de salidas a la red}}$$

c) Distribuir los cables destinados a la red en forma geoméricamente simétrica con el objeto de facilitar futuras modificaciones.

- La sección de cable a utilizar en el proyecto de la red así como de reemplazos, ampliaciones o refuerzos será 240 mm² de aluminio o sus equivalentes si ya estuviesen instalados.

- Serán considerados clientes singulares aquellos cuya potencia máxima se encuentre entre 40 y 200 kVA.

A partir de 60 kVA en condiciones de operación y de 40 kVA para los nuevos suministros serán alimentados en forma radial por uno o dos cables directos desde las respectivas salidas de la cámara, destinados exclusivamente al consumo de uno o más clientes singulares, debiéndose analizar las reservas conforme a las características del cliente.

Cuando la potencia máxima superé, 200 kVA en condiciones de operación ó 125 kVA para nuevos suministros, se deberá disponer de un centro de transformación en el lugar del suministro.

- Las acometidas a clientes cuya potencia contratada sea inferior a 40 kVA se podrán realizar mediante derivaciones T. Para potencias iguales o mayores las acometidas se harán con entrada y salida a cliente, disponiéndose de este modo de un punto de seccionamiento.
- La red deberá estar provista de seccionamiento materializados en cajas esquineras subterráneas, tipo buzón, cajas tipo pared o acometidas con entrada y salida a cliente.

La separación máxima entre dos seccionamientos será de una cuadra (aproximadamente 125 m) para densidades menores a 20 MVA/km² y de media cuadra (aproximadamente 60 m) para 20 MVA/km² y superiores.

De esta forma se reduce el tramo de cable que debe quedar fuera de servicio en caso de falla, a la vez que se facilitan las futuras modificaciones en la estructura de la red.

- No se preverá reserva entre los centros vecinos pero se procurará su comunicación a través de divisiones red abiertas que podrán ser empleadas en casos de emergencia o mantenimiento y facilitarán futuras modificaciones de la red.

Sólo en casos especiales y debidamente fundamentados se preverá reserva Total o Parcial.

En aquellos casos donde dada la envergadura del suministro se recurre a la alimentación desde la red de M.T. con o sin centro de transformación, podrá preverse una reserva de potencia reducida para servicio de emergencia, desde la red de B.T., si las características del cliente así lo requieren.

- En caso de falla en el transformador o en varias de sus salidas se podrá prescindir del servicio en la zona afectada hasta la reparación de la falla.

- Los trabajos de mantenimiento y las reparaciones que no fuesen de emergencia deberán realizarse en horas o días de baja carga.

- En caso de falla o avería de un cable de la red general de B.T. se aislará el desperfecto mediante los seccionamientos previstos en la red, pudiendo los restantes cables próximos a la zona de la falla transportar en condiciones de emergencia el aumento de corriente producido por la puesta fuera de servicio del tramo averiado, verificando la capacidad térmica en condiciones de emergencia de estos.

- El valor de caída de tensión máximo admitido en la red de B.T. es de 5%. Este valor es compatible con la variación de tensión en el cliente, la cual estará dentro de los valores fijados por el contrato de concesión. Las caídas de tensión máximas admitidas en los diferentes puntos de la red y la regulación de los transformadores de subestación y distribución estará definido en la norma de Regulación de tensión.

- Para la selección de los fusibles a emplear para la protección del sistema debe consultarse la ES N° 13.

Es importante destacar que en el proyecto sólo se instalarán fusibles tipo A.P.R., tendiéndose con el tiempo y en la medida de lo posible al reemplazo por este tipo de fusibles de los demás tipos existentes en la red.

4.3 - Malla por centro

4.3.1 - Estructura y operación

- El sistema previsto para la red general es el de una malla por centro con un cable por vereda y las correspondientes acometidas a los clientes singulares.

- De las ocho salidas disponibles en la cámara, de cuatro a seis serán destinadas a la red y las restantes a los clientes singulares, o como salidas de refuerzo a la red cuando consideraciones técnicas o económicas así lo aconsejen.

- Cada vez que se realice una modificación en una red que no opera en la forma mallada descrita se procurarán las medidas necesarias para ir adaptando la misma.

- Las divisiones de red entre las mallas de los distintos centros de transformación deberán ser rigurosamente controladas. Las mismas se materializarán desconectando los puentes en cajas esquineras o cajas pared, mediante el retiro de los fusibles.

- Aquellos clientes cuya potencia máxima supere los 200 kVA deberán disponer de un centro de transformación en el lugar del suministro y su transformador será compartido con la red si la potencia disponible para la misma

resulta como mínimo el 65% de la potencia del transformador recomendado para la zona conforme a su densidad de carga.

En caso contrario, el transformador será destinado exclusivamente para el cliente, pero podrán emplearse sus salidas disponibles para alimentar clientes singulares de centros vecinos, cuando razones técnicas y/o económicas así lo aconsejen.

4.3.2 - Usos de las cajas esquineras

Se procurará instalar exclusivamente cajas del tipo 4 x 4.

Dentro de la red mallada las cajas esquineras o tipo buzón pueden cumplir una o varias de las siguientes funciones:

- a) conexión y distribución
- b) maniobra
- c) protección

a) Conexión y distribución

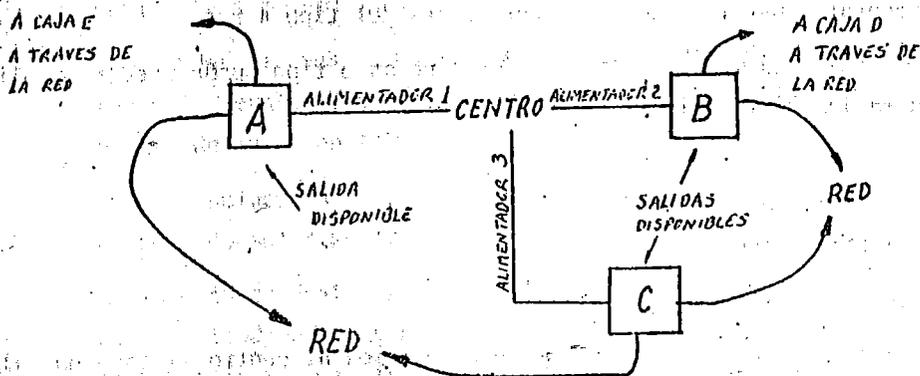
A cada caja instalada en una esquina próxima al centro llegará un solo alimentador (salida), evitándose de este modo que una falla en una caja pueda dejar fuera de servicio a más de un alimentador. De estas cajas partirán dos cables destinados a la red de distribución de B.T. con preferencia pertenecientes a una misma bocacalle.

De este modo, quedará una cuarta salida disponible en cada caja que podrá por ejemplo ser usada para conectar eléctricamente en casos excepcionales dos salidas que presenten una distribución de corrientes muy desigual, o mantener un puente de reserva directo entre salidas y cajas esquineras cuando la vinculación a través de la red no sea suficiente.

Deberá procurarse que cada uno de los cables que salen de la caja estén vinculados por el otro extremo a un alimentador distinto. De este modo en caso de una falla en el alimentador que llega a la caja serán dos los alimentadores que se repartan el aumento de corriente necesario para compensar la puesta fuera de servicio del averiado.

De esta forma, todos los tramos de la red serán alimentados desde dos salidas distintas y en caso de falla en una de ellas podrá mantenerse el suministro desde la restante.

Cuando en un tramo entre dos cajas la mayor parte de la potencia suministrada a los clientes se halle más cerca de uno de los extremos, la repartición de corriente será muy despareja. En estos casos, si la corriente del tramo más exigido supera o se acerca peligrosamente a los valores admisibles, podrá seccionarse el tramo en una caja esquinera o acometida con entrada y salida a cliente de modo tal de equilibrar las corrientes y mantener una división red abierta que podrá ser cerrada en caso de falla de uno de los dos alimentadores.

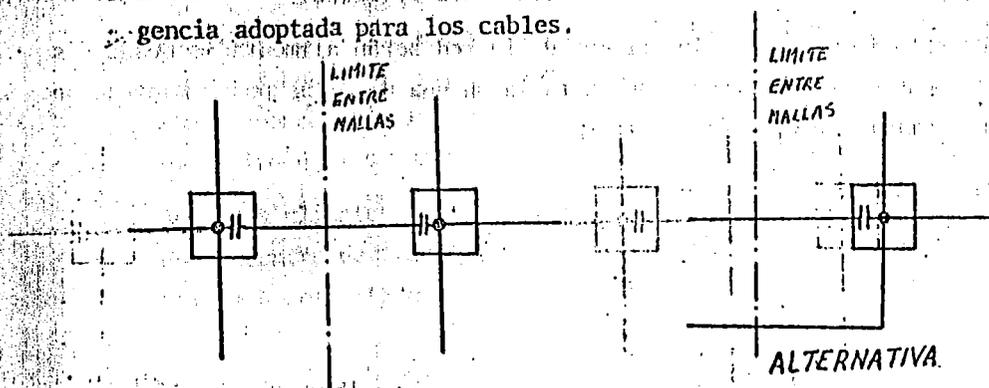


b) Maniobra

Las cajas ubicadas a más de una cuadra del centro cumplirán la función de unión entre los distintos cables a fin de lograr el mallado de la red y a partir de ellas se ramificarán los diversos tramos hasta cubrir todas las veredas.

Aquellas cajas que se hallen en la zona exterior de la malla tendrán al menos una salida disponible, la cual podrá ser usada para vincularla a través de un puente (división red abierta) con otra caja de la zona exterior de un centro vecino.

Estas vinculaciones podrán ser empleadas en casos de mantenimiento o eventualmente emergencia, para transferir energía de un centro a otro, en días u horas donde el alto consumo no haga superar la capacidad térmica de emergencia adoptada para los cables.



c) Protección

Para la selección de los fusibles a emplear para la protección de la red debe consultarse la E.S. N° 13.

Los fusibles de las cajas esquineras cumplen la función de proteger los cables y seccionalizar exclusivamente el tramo en falla entre cajas esquineras o entre éstas y cámara o división red.

Red en Anillo o Lazo con Operación Radial

- Para densidades mayores de 20 MVA/km² se empleará una red radial de B.T. en combinación con una red de M.T. del tipo de doble alimentador principal y anillos secundarios.

La red general de B.T. cubrirá la zona con un cable por vereda y estará compuesta por tramos alimentados en forma radial desde los distintos centros. Dichos tramos no deberán tener una longitud mayor de 2 cuadras para densidades menores de 50 MVA/km² ni mayores de 1 cuadra para 50 MVA/km² o mayores.

Los clientes singulares también serán alimentados en forma radial por cables destinados exclusivamente al consumo de uno o varios de ellos.

- Los distintos tramos que conforman la red estarán conectados en el extremo opuesto al transformador con otro tramo perteneciente al mismo centro o a otro vecino a través de una división red abierta.

De este modo en caso de falla en una de las alimentaciones podrá entregarse un suministro reducido (50%) mediante el cierre de esta división.

Cuando debido a la configuración de la red esta disposición de a pares sea poco factible técnica o económicamente podrá recurrirse al uso de cajas tipo pared donde concurren tres cables, estableciéndose en ese punto una división red abierta con la posibilidad de unir dos cualquiera de los cables.

- En el caso de clientes singulares dicha comunicación a través de una división red abierta podrá materializarse en una caja esquinera o toma pared que a su vez sirva de comunicación entre dos tramos de la red general.

ELEMENTOS DE CALCULO DE LAS REDES DE BAJA TENSION

- Estimación de la demanda.

Se dan aquí algunos elementos y definiciones básicas, debiéndose complementar con la información y metodología incluida en las Recomendaciones para el Estudio del mercado Eléctrico.

La carga de un elemento de red, frecuentemente heterogénea, resulta de la superposición de cargas elementales en mayor o menor número.

Se denomina:

- Potencia unitaria de un suministro: la potencia de pico de una carga elemental vista en el punto de entrega.
- Potencia simultánea de varias cargas elementales: La potencia requerida en un momento dado por un conjunto de cargas elementales.
- Factor de simultaneidad: coeficiente menor que 1, que se aplica a la suma de las potencias máximas de clientes que se hallan sobre el elemento de red considerado, para obtener la potencia pico simultánea.

Cuando la característica de las cargas de una zona es aproximadamente homogénea (Ej. : residencial), se podrá determinar la misma a partir de la potencia promedio por consumidor y en función del número de viviendas conectadas a la red, lo que se indica en el plano N° 679911.

La variación de las cargas en el tiempo, depende de dos fenómenos:

- El desarrollo horizontal: es el crecimiento debido a la aparición de clientes nuevos.
- El desarrollo vertical: es el crecimiento debido al aumento de las cargas unitarias ya alimentadas.

Una vez efectuado el estudio o en caso de falta de este habiendo estimado la tasa de crecimiento, se puede deducir del gráfico (Plano N° 679.913) la potencia o densidad en el año en forma directa a través del factor de multiplicación, m.

la expresión general resulta:

$$P_n = P_o \cdot m$$

$$\text{Siendo } m = (1 + i)^n$$

Donde :

- P_o = Demanda o densidad en el año cero.
- P_n = Demanda o densidad esperada en el año n.
- i = Tasa relativa porcentual de crecimiento total anual.
- n = número de años del período en estudio.

5.2. - Verificación de la sección de los conductores

Esta verificación se hará para condiciones normales y para condiciones de emergencia.

En condiciones normales, conocida la potencia a entregar por cada alimentador se debe determinar la intensidad correspondiente :

$$I \text{ máx.} = \frac{P \text{ máx.}}{\sqrt{3} U \cos \varphi}$$

Este valor máximo de corriente no deberá superar la corriente normal admisible del cable, indicada en el tabla II.

Estos valores de corriente normal admisible han sido calculados teniendo en cuenta el tipo de cable y la influencia de los empalmes y derivaciones.

Para condiciones de emergencia, se hará el análisis de contingencias, es decir para cada una de las alternativas posibles de salida fuera de servicio de un alimentador u otro tramo de la red, se determinará la nueva configuración operativa de la malla y la nueva distribución de corrientes.

Las corrientes así obtenidas no deberán superar la corriente de emergencia admisible indicada en la tabla anexa.

Cuando deban proyectarse nuevos tramos para la red general así como reemplazos o refuerzos, la sección a emplear será 240 mm² de aluminio.

5.3. - Verificación de la sección de conductores por caída de tensión

Referencias : Ver tabla de Constantes fundamentales de las Redes de Distribución.

La caída de tensión relativa porcentual $\Delta U \%$ para una potencia a transmitir dada P, en un sistema trifásico, resulta:

$$\frac{\Delta U}{U} \% = \frac{\sum P \cdot l}{U^2} (R + X \operatorname{tg} \varphi) \cdot 10^2$$

Siendo:

P = Potencia a transmitir en kW

l = Longitud de la línea en metros.

R = Resistencia óhmica en Ω /km.

X = Reactancia en Ω /km.

U = Tensión de servicio en Volts.

ψ = Angulo de potencia

$\frac{\Delta U}{U}$ = Caída de tensión relativa en porciento.

La caída de tensión es directamente proporcional al momento eléctrico de carga.

MALLA POR CENTRO

POTENCIA ECONOMICA DEL TRANSFORMADOR

Tabla para la selección de potencia del transformador y cantidad de manzanas en función de la densidad de carga estimada a 5 años.

$D = \frac{S}{kVA}$	500	800	1000
4	<u>9</u>		
6	<u>6</u>	9	
8		<u>6</u>	9
12		4	<u>6</u>
16			<u>4</u>

D = densidad de carga estimada a 5 años.

S = potencia nominal del transformador.

Los valores subrayado constituyen la solución considerada preferible.

T A B L A I I

CONSTANTES FUNDAMENTALES DE LA RED DE B.T. 380/220 V.

Conductor	Sección	Aislación	Corriente normal Admisible	Corriente de emergencia Admisible	Potencia Admisible	Resistencia	Reactancia	Momento Eléctrico P.L.
	mm ²		A	A	kVA	ohm/km	ohm/km	KW.km
A1	3x240/120	XLPE	260	405	170	0,160	0,070	34
A1	3x185/95	XLPE	220	352	145	0,210	0,070	27
A1	3x150/70	XLPE	195	312	130	0,264	0,070	23
A1	3x120/70	XLPE	175	280	115	0,324	0,070	19
A1	3x95/50	XLPE	155	248	100	0,410	0,070	16
A1	3x50/25	XLPE	100	160	70	0,822	0,073	8
Cu	3x185/95	API	255	408	170	0,124	0,084	39
Cu	3x150/70	API	230	368	150	0,155	0,084	33
Cu	3x120/70	API	200	320	135	0,190	0,082	29
Cu	3x95/50	API	180	288	120	0,240	0,083	24
Cu	3x70/35	API	145	232	95	0,331	0,084	18
Cu	3x50/25	API	120	192	80	0,478	0,085	13
A1	3x240/120	API	225	360	145	0,157	0,084	33
A1	3x185/95	API	195	312	130	0,204	0,084	27
A1	3x120/70	API	160	256	105	0,315	0,082	19
A1	3x95/50	API	130	208	90	0,398	0,083	16
A1	3x50/25	API	90	144	60	0,795	0,085	8

Condiciones de tendido: temperatura del terreno 25°C, resistividad térmica del terreno 100°C cm/W, profundidad 0,80 m, dos cables por zanja con canaleta. Los valores calculados fueron reducidos a un 75% por razones de reserva y seguridad.

Para el cálculo del momento eléctrico trifásico se consideró:

$$\frac{\Delta U}{U} = 5\% \text{ y } \cos \varphi = 0,8$$

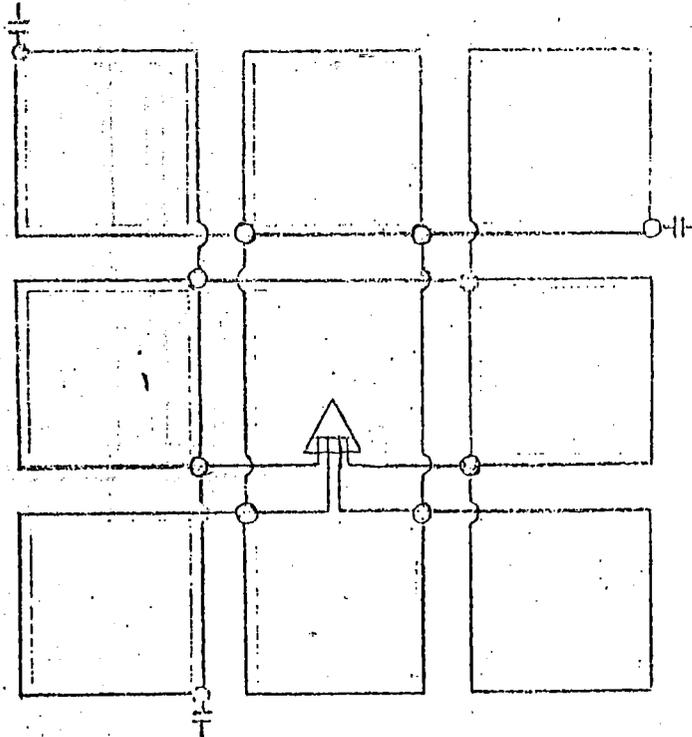
MAJLA POR CENTRO

DENSIDAD = 4 MVA/Km²

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR = 500 KVA

CANTIDAD DE MANZANAS POR CENTRO = 9

4 SALIDAS A LA RED GENERAL



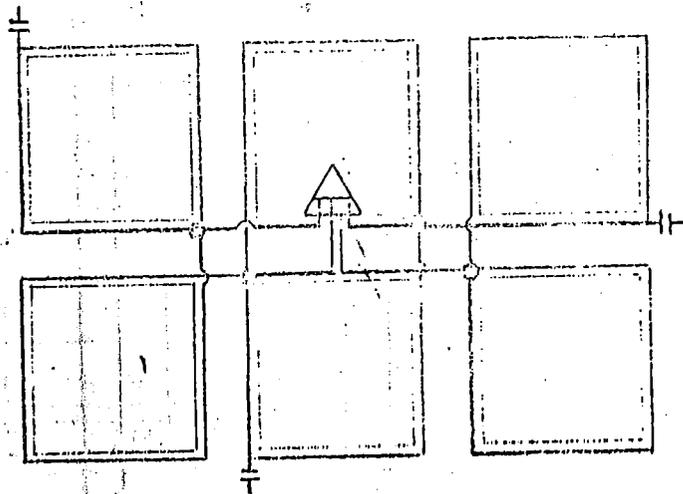
MALLA POR CENTRO

DENSIDAD = 6 MVA/Km²

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR = 500 KVA

CANTIDAD DE MANZANAS POR CENTRO = 6

4 SALIDAS A LA RED GENERAL



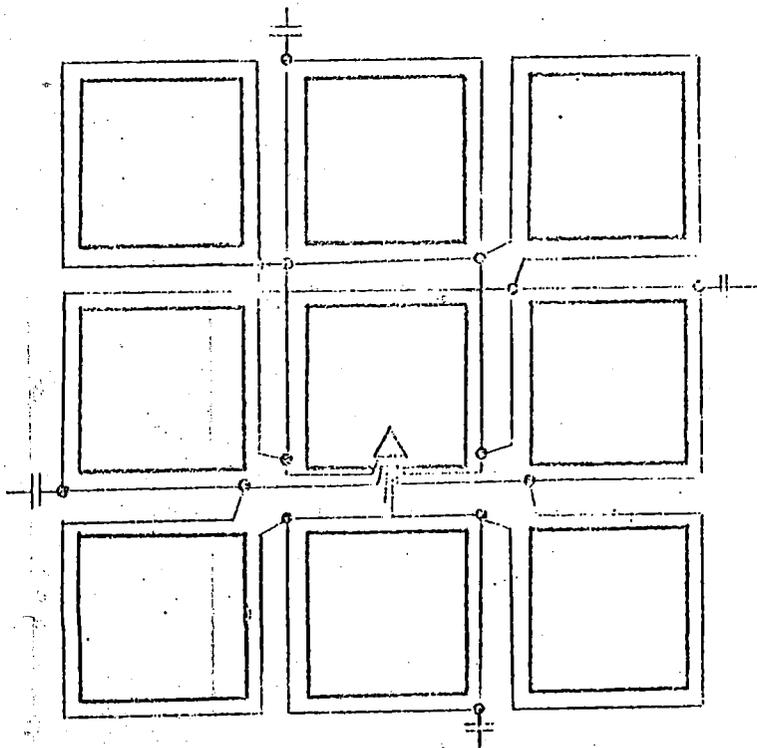
MALIA POR CENTRO

DENSIDAD = 6 (8) KVA / Km²

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR = 800 (1000) KVA

CANTIDAD DE MANZANAS POR CENTRO = 9

6 SALIDAS A LA RED GENERAL



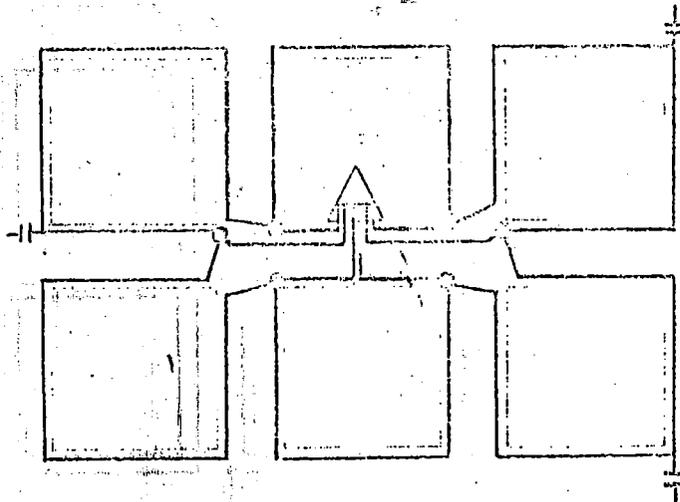
MALLA POR CENTRO

DENSIDAD = 8 (12) MVA/Km²

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR = 800 (1000) KVA

CANTIDAD DE MANZANAS POR CENTRO = 6

6 SALIDAS A LA RED GENERAL



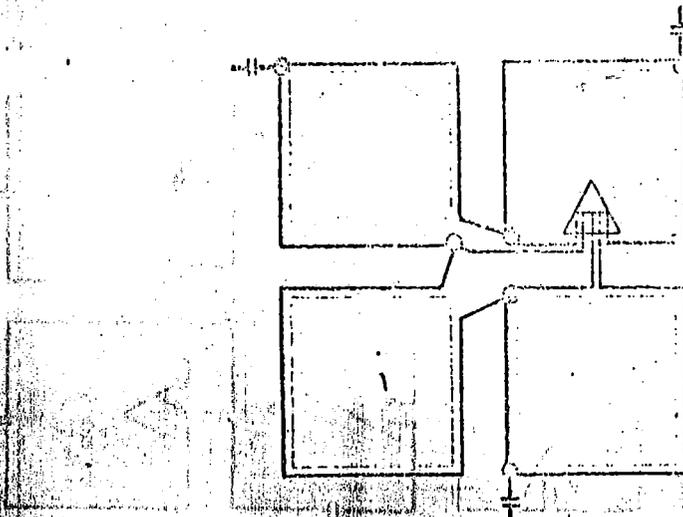
MALLA POR CENTRO

DENSIDAD = 12 (16) MVA/Km²

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR = 800 (1000) kVA

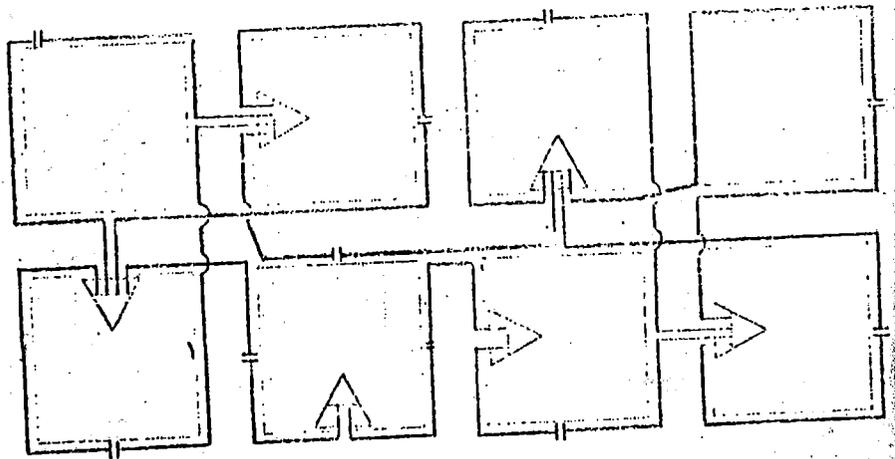
CANTIDAD DE MANZANAS POR CENTRO = 4

5 SALIDAS A LA RED GENERAL



RED RADIAL

DENSIDAD = 25 MVA/Km²



REDES DE DISTRIBUCION EN URBANIZACIONES ESPECIALES



*Departamento de Ingeniería, Planificación y Calidad
Gerencia Técnica y Operaciones*

INDICE

1 – OBJETO Y ALCANCE

2 – CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE LA ZONA

3 – DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA A SUMINISTRAR

3.1 – Consumos individuales

3.2 – Cálculo de la potencia demandada

4 – RED DE MEDIA TENSIÓN

5 – CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

6 – RED DE BAJA TENSIÓN

6.1 – Red de baja tensión para zona de complejos habitacionales

6.1.1 – Red aérea

6.1.2 – Red subterránea

6.2 – Red de baja tensión para clubes de campo, barrios cerrados ó barrios abiertos

6.2.1 – Red aérea

6.2.2 – Red subterránea

7 – CAÍDAS DE TENSIÓN ADMISIBLES

8 - ANEXO 1 - TABLAS Y FIGURAS

9 - ANEXO 2 - REQUISITOS PARA PEDIDO DE FACTIBILIDAD

10 - ANEXO 3 - REQUISITOS PARA PEDIDO DE SUMINISTRO

Documento: Anexo b5	Actualización: 09/08/2004	Revisión: 3
Realizado por: ER-WC-LO	Supervisado por: GT	Aprobado por: DM

1 – OBJETO Y ALCANCE

La presente especificación técnica tiene por objeto establecer los lineamientos que deberán considerarse para la planificación y el proyecto de las redes de distribución de urbanizaciones especiales tales como los clubes de campo y los barrios cerrados de viviendas unifamiliares (del tipo confinadas y sin manzanado regular), barrios abiertos de viviendas unifamiliares, chacras y complejos habitacionales con amplios espacios verdes.

Los materiales y los típicos de montaje de las instalaciones mencionadas en este documento que se instalen en este tipo de urbanizaciones deberán responder a las especificaciones técnicas de EDELAP, sin importar si la provisión la realiza ésta Distribuidora, el cliente u otro Organismo.

Todos los materiales y el equipamiento que se instale deberá contar con los protocolos de ensayos de tipo y de recepción que se establezcan en las normas IRAM ó IEC, y los que requieran las Reglamentaciones Nacionales, Provinciales y Municipales que sean de aplicación.

EDELAP se reserva el derecho de asistir a la realización de los ensayos de recepción y de tipo (solo para el caso de no contar con ellos). A tal efecto el cliente informará con 15 días de anticipación la fecha, hora y lugar de realización de los ensayos.

Los materiales deberán contar con la aprobación de EDELAP 5 días antes de su instalación.

2 – CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE LA ZONA

Las redes de baja y media tensión de éstas urbanizaciones requieren un análisis específico debido a características particulares de demanda y entorno geográfico, como ser:

- Los clubes de campo ó los barrios cerrados son conjuntos de viviendas unifamiliares generalmente de un nivel de confort medio ó elevado. La urbanización se caracteriza por un trazado de manzanas irregular, confinado en una zona de acceso restringido, existencia de espacios verdes y lotes amplios. La densidad de viviendas es baja y los consumos unitarios son generalmente elevados.
- Los barrios abiertos son conjuntos de viviendas unifamiliares generalmente de un confort medio o elevado. Este tipo de urbanización, con calles de libre circulación, puede presentar un manzanado regular o irregular, existencia de espacios verdes y lotes de dimensiones amplias,

densidad de viviendas bajas y consumos unitarios elevados.

- Los complejos habitacionales son conjuntos de viviendas en propiedad horizontal, generalmente ubicados en predios con amplios espacios verdes comunes arbolados y con distribución irregular de calles.
- Las chacras son conjuntos de viviendas unifamiliares generalmente de un confort de nivel medio o elevado. Todas ellas agrupadas sobre varias hectáreas de campo.

3 – DETERMINACIÓN DE LA POTENCIA A SUMINISTRAR

3.1 – CONSUMOS INDIVIDUALES

COMPLEJOS HABITACIONALES CON ESPACIOS VERDES

La demanda por unidad de vivienda de complejos habitacionales en propiedad horizontal se estimará en base al nivel de confort esperado (en relación con el nivel socioeconómico de sus futuros ocupantes) y a la superficie de cada una, pudiendo utilizarse una tabla similar a la de la Figura 4 del Anexo 1. Además deberá estimarse la potencia demandada por los servicios generales de los edificios.

CLUBES DE CAMPO Y BARRIOS CERRADOS

En este tipo de urbanización, inicialmente existen el loteo y los servicios generales (confitería, club house, piletas, espacios para deportes, etc), no pudiendo precisarse si los lotes serán ocupados por unidades de vivienda ni las dimensiones de éstas últimas. Es de esperar que en los lotes grandes y de forma irregular se instalarán grandes viviendas, con gran consumo de aire acondicionado, bombas de agua para piletas, iluminación de áreas parquizadas, etc. De igual forma, si los lotes son de menores dimensiones, es posible que un cliente adquiera dos lotes, construyendo en uno la vivienda y utilizando el otro como parque.

En los barrios cerrados, cada lote está ocupado desde el inicio por una vivienda unifamiliar, pudiendo estimarse su consumo individual con mejor aproximación. La potencia unitaria máxima por vivienda se estimará en base a los artefactos que se espere que puedan llegar a instalarse en cada unidad, según las dimensiones de las construcciones, del terreno y el nivel de confort esperado. Para su cálculo se confeccionará una tabla como la Figura 4 del Anexo 1.

Los factores de aporte a la demanda máxima de cada tipo de carga de la instalación, se estimarán en relación al escenario planteado, sea invierno, verano, horario diurno ó nocturno, contemplando los usos y

costumbres promedio, debiendo evaluarse la peor situación. En la Figura 4 se anexa un ejemplo de cálculo de la potencia unitaria de una casa de campo de muy elevado nivel de electrificación, para un escenario estimado en día de verano y en horario nocturno.

A modo de control, se pueden emplear los valores de demanda por vivienda establecidos por el Reglamento para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles de la Asociación Electrotécnica Argentina.

BARRIOS ABIERTOS

En este tipo de urbanización se considerará cada lote ocupado por una vivienda unifamiliar, con las mismas consideraciones que se requieren para barrios cerrados. La potencia unitaria máxima se estimará en base al nivel de confort esperado, y también a la superficie edificada. Se podrá utilizar una tabla similar a la que figura en la Tabla 4 del Anexo 1.

Asimismo, y a modo de verificación, se puede determinar el grado de electrificación a partir del cálculo de la demanda para una vivienda establecido por el Reglamento para la Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles de la Asociación Electrotécnica Argentina.

CHACRAS

La demanda por unidad se estimará en base al nivel de confort y a los servicios que estas poseen pudiendo utilizarse una tabla similar a la de la figura 4 de Anexo 1.

3.2 – CÁLCULO DE LA POTENCIA DEMANDADA

La potencia máxima a servir se calculará considerando el crecimiento horizontal y vertical esperado de la demanda. La potencia de transformación a instalar se determinará para un plazo medio (5 años). Por otro lado, la estructura de la red de baja y media tensión deberá considerar el crecimiento futuro a largo plazo (no menor a cinco años). En todos los casos, para el cálculo de la potencia demandada en año cero por un grupo de clientes asociados a un tramo de red ó centro de transformación, puede utilizarse la expresión siguiente:

$$P_{dem} = P_{un} \times F_s \times N + \sum F_c \times P_{nr} + P_{ap}$$

donde

P_{dem} es la potencia demandada en año cero para la urbanización en estudio

P_{un} es la potencia unitaria estimada para un cliente tarifa 1

F_s es el factor de simultaneidad

N es la cantidad de clientes tarifa 1 de la urbanización

F_c es el factor de coincidencia de la potencia demandada por suministros no residenciales (comerciales, servicios generales, etc), con la potencia máxima demandada por los clientes residenciales.

P_{nr} es la potencia contratada por suministros no residenciales

P_{ap} es la potencia demandada por el alumbrado de calles y espacios comunes

El factor de simultaneidad a aplicar se obtendrá de la curva que corresponda (Figuras 5 y 7 del Anexo 1), según se trate de viviendas de alto ó bajo confort (existencia de aire acondicionado). Se prevé que en general, las viviendas de un club de campo ó barrio cerrado son de alto nivel de confort. En estos casos, la potencia simultánea (potencia unitaria x factor de simultaneidad) por cliente a nivel de centro de transformación puede resultar del orden de 2 a 4 kW.

Para el cálculo de la potencia demandada por las viviendas, pueden también emplearse resultados de mediciones en un barrio de características similares. El factor de coincidencia se evaluará en forma particular conforme a las características de consumo de los suministros comerciales ó generales.

Finalmente, para determinar la potencia de transformación necesaria, se proyectará a 5 años la potencia calculada para el año cero con la tasa de crecimiento esperada. El proyectista deberá presentar una memoria de cálculo con la estimación de la potencia unitaria, la potencia abastecida por cada centro de transformación y con las corrientes en cada tramo de la red de baja tensión. Dicha proyección se realizará para cada uno de los 5 primeros años, por cada centro de transformación, a fin de que EDELAP cuente con la información que le permita realizar la planificación de sus redes.

Las instalaciones de Alumbrado Público, en el caso de los Clubes de Campo y los Barrios Cerrados, formarán parte de los servicios generales contratados por el cliente.

Para grandes extensiones, como el caso de Club de Chacras, se alimentarán grupos de luminarias con mediciones de servicios generales desde la red de distribución.

En el caso de los Barrios Abiertos, no se tendrán en cuenta estas consideraciones, dado que para este tipo de urbanizaciones el Alumbrado Público es administrado por el Municipio al cual pertenece.

4 – RED DE MEDIA TENSIÓN

Según las características del área a abastecer puede resultar necesario el desarrollo de red de media tensión para incorporar nuevos centros de transformación. Las secciones normalizadas para red aérea serán 3x120 Al-Al y 3x50 Al-Al, mientras que para red subterránea serán de 3x1x185/50 Al-Cu y 3x1x50/25 Al-Cu según especificaciones de EDELAP.

La red de media tensión a desarrollar en estos predios será aérea, a menos que existan requisitos particulares del promotor del barrio por hacerla subterránea, en cuyo caso éste deberá hacerse cargo del proyecto y tendido correspondiente, siempre bajo las normativas y típicos de montaje de EDELAP.

Cuando la red de media tensión sea aérea se debe priorizar su tendido por calles, estas deben ser transitables y de libre acceso .

De no ser posible el tendido por calle o sea necesario el tendido por dentro del predio el promotor o planificador del barrio debe contemplar en el proyecto una franja de servidumbre que responderá a lo establecido en la Reglamentación para la Ejecución de Líneas Aéreas Exteriores de la Asociación Electrotécnica Argentina.

Cuando la red de media tensión sea subterránea, su topología debe ser tal que siempre exista reserva para reposición del servicio, en un tiempo menor al límite establecido en el subanexo 4 del pliego de concesión (calidad de servicio técnico en etapa 2) y en la resolución ENRE 527/96. Esto será válido aún cuando se desarrollen tramos de red subterránea derivados desde la red de media tensión aérea perimetral.

La red de media tensión a desarrollar podrá tener la siguiente configuración:

- Red aérea troncal con reserva y ramales radiales aéreos derivados.
- Red subterránea en anillo (anillo principal).
- Anillo secundario subterráneo derivado desde la red troncal aérea ó subterránea, preferentemente de un par de alimentadores diferentes.
- Alimentación en punta con red subterránea

Las distintas posibilidades se pueden observar en la Figura 1 del Anexo 1.

RAMALES RADIALES AÉREOS DERIVADOS DE LA RED TRONCAL AÉREA

Los ramales se derivarán desde la red troncal con reserva, mediante fusibles seccionadores. Cuando se instalen plataformas, los módulos no excederán

los 300 kVA. No se prevé reserva frente a falla del ramal, por la baja cantidad de fallas propias anuales y los bajos tiempos de reposición esperados.

ANILLO SECUNDARIO SUBTERRÁNEO DERIVADO DE LA RED TRONCAL

Se recomienda este tipo de instalación para el caso en que se deba incorporar más de un centro de transformación sobre la red de media tensión. El anillo secundario se podrá derivar desde la red troncal aérea mediante fusibles seccionadores unipolares, ó desde la red troncal subterránea desde una cámara existente que disponga de una celda libre ó tenga espacio suficiente para instalarla; de no existir una cámara que reúna estas condiciones la derivación se podrá realizar mediante la instalación de una caja seccionadora de tres vías. Para la ejecución del anillo secundario se utilizará cable 1x50/25 mm².

ALIMENTACIÓN DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN EN PUNTA CON RAMAL SUBTERRÁNEO

Podrá utilizarse cuando resulte impracticable la conformación de un anillo secundario, en situaciones tales como:

- Cuando se incorpore un solo centro de transformación
- En caso que la integración de un centro de transformación a un anillo secundario con otros centros de transformación requiera, por la configuración de las calles, de una extensión de red muy superior (más del doble) que la necesaria para derivarlo directamente de la red perimetral.

La derivación desde el troncal se realizara de igual forma que el caso anterior.

Como se trata de red subterránea, deberá existir reserva en media tensión. Esta se realizará tendiendo en la misma canalización dos ternas de 1x50/25 mm² , donde una operará en carga (terna principal) y la otra quedará permanentemente bajo tensión sin carga (terna de reserva). Ambas ternas estarán conectadas en forma permanente y normal del lado red. Del lado del centro de transformación, mientras la terna principal esté en condiciones normales de operación, la terna de reserva se encontrará abierta en la caja seccionadora (en el caso de centros de transformación tipo pozo y/o integrado), en la celda (centro de transformación a nivel) ó en el seccionador (plataforma), según corresponda. La terna que opera normalmente en carga llevará instalado un juego de indicadores de cortocircuito en su extremo del lado red. En caso que aparezca una falla en el cable de la terna principal, se procederá a deshabilitar y retirar las conexiones del cable fallado y a conectar la terna de reserva en

el lado del centro de transformación, rehabilitándose el servicio.

5 – CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

Los centros de transformación a instalar en estos predios serán del tipo monoposte (simple ó banco), a menos que existan requisitos particulares del promotor del barrio por hacerlos subterráneos, en cuyo caso éste deberá hacerse cargo del proyecto y tendido correspondiente, siempre bajo las normativas y típicos de montaje de EDELAP. En el caso de adoptarse la configuración subterránea se instalarán centros tipo cámara a nivel, pozo ó integrado.

Las características principales de cada uno de estos centros se indican a continuación:

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO CÁMARA A NIVEL

- Transformador hermético de llenado integral hasta 1000 kVA
- Celdas de protección y maniobra, modulares compactas, encapsuladas en SF6
- Celda de maniobra modular compacta encapsulada en SF6, para terna de reserva (si fuese necesaria)
- Tablero de baja tensión con seccionador bajo carga

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO POZO

- Transformador hermético de pozo (sumergible) hasta 500 kVA
- Caja seccionadora sumergible de 3 ó 4 vías (una vía para terna de reserva), encapsulada en SF6
- Gabinete de protección y maniobra tipo buzón de 6 campos con 4 seccionadores fusibles

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO INTEGRADO

- Transformador hermético integrado hasta 500 kVA
- Caja seccionadora sumergible de 3 ó 4 vías (una vía para terna de reserva), encapsulada en SF6
- Tablero de baja tensión incorporado en el transformador

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN TIPO PLATAFORMA MONOPOSTE

- Transformador bifásico hasta 100 kVA ó banco de tres transformadores hasta 3x100 kVA .
- Seccionadores autodesconectores para media tensión
- Seccionadores unipolares para terna de reserva
- Seccionadores fusibles para baja tensión

6 – RED DE BAJA TENSIÓN

La red de baja tensión a desarrollar en las urbanizaciones especiales será aérea, a menos que existan requisitos particulares del promotor de las mismas por hacerla subterránea, en cuyo caso éste deberá hacerse cargo del proyecto y tendido correspondiente, siempre bajo las normativas y típicos de montaje de EDELAP S.A..

6.1 – RED DE BAJA TENSIÓN PARA ZONA DE COMPLEJOS HABITACIONALES

La necesidad de desarrollar la red de baja tensión dependerá exclusivamente del consumo de cada edificio y de las distancias que los separan, pues puede resultar factible instalar un centro de transformación en cada uno.

6.1.1 – RED AÉREA

Las extensiones de la red de baja tensión para alimentar edificios se ejecutarán con cable preensamblado. Las secciones normalizadas son dos: 3x50/50 Al y 3x95/50 Al, exclusivamente. La posibilidad de desarrollo de la red aérea de baja tensión dependerá de la potencia y distancia que separa los edificios, por lo que se deberán analizar las caídas de tensión resultantes y los costos de instalación y costos capitalizados de pérdidas técnicas de la red. Si las caídas de tensión resultan inadmisibles, o bien el costo total (instalación más pérdidas) de la red de baja tensión resultan elevados, puede resultar factible instalar un centro de transformación por cada edificio, desarrollando más la red de media tensión en lugar de la de baja. Esto puede evaluarse con las curvas de la Figura 9 del Anexo 1.

6.1.2 – RED SUBTERRÁNEA

Solo cuando sea requerido por el promotor de la urbanización, la red de baja tensión será subterránea y se desarrollará conforme a las pautas siguientes:

- Cada unidad debe tener en su acometida entrada y salida de red, para tener posibilidad de reposición rápida del servicio frente a una falla de baja tensión. Según las potencias de las unidades, la red de baja tensión será en anillo ó cada unidad será abastecida por dos cables exclusivos desde el centro de transformación.
- En caso de no existir la caja de toma en el momento de realizar el tendido del alimentador, se dejará enterrada la reserva necesaria del cable de acometida al cliente, para ejecutar la futura conexión en cada uno de los lotes (haya ó no construcción al momento del tendido), tal como lo indique la planificación del barrio.
- Los cables a utilizar serán de 3x95/50 mm² Al ó 3x240/120 mm² Al. La sección de mínimo costo total (instalación + pérdidas) para una carga

dada se puede obtener de la Figura 8 del Anexo 1.

- Para potencias tales que la diferencia de costos totales (instalación + pérdidas) entre el cable de media y el de baja tensión sea considerable, puede resultar conveniente (según la distancia entre edificios) extender la red de media tensión e instalar un centro de transformación en cada edificio. Las diferencias de costos totales entre el tendido del cable de baja tensión y el de media tensión se puede ver en la Figura 8 del Anexo 1.

6.2 – RED DE BAJA TENSIÓN PARA CLUBES DE CAMPO, BARRIOS CERRADOS Ó BARRIOS ABIERTOS

6.2.1 – RED AÉREA

La red de baja tensión a desarrollar en estos predios será aérea, a menos que existan requisitos particulares del promotor del barrio por hacerla subterránea, en cuyo caso éste deberá hacerse cargo del proyecto y tendido correspondiente, siempre bajo las normativas y típicos de montaje de EDELAP. Las secciones normalizadas son dos: 3x50/50 Al y 3x95/50 Al, exclusivamente. Para adoptar la sección económica de conductor en función de la carga prevista en cada tramo de red se puede emplear la Figura 9 del Anexo 1.

6.2.2 – RED SUBTERRÁNEA

Las redes de baja tensión serán subterráneas solamente cuando sea particularmente requerido por el promotor del barrio, en cuyo caso éste se hará cargo del proyecto y construcción (siempre bajo las normativas vigentes en la empresa). Las redes subterráneas de éstas urbanizaciones pueden tener características diferentes a las de la red subterránea urbana. Las pautas para la elaboración del proyecto son:

ASPECTOS GENERALES

- Las redes se estructurarán con cables troncales de los que se derivarán los anillos secundarios.
- Los circuitos operarán en forma radial
- El tendido de la red subterránea se efectuará por ambas veredas conectando los clientes a través de cajas de entrada-salida.

TRONCALES

- Se estructurarán en anillo para tener posibilidad de reposición rápida de servicio.

- Se utilizarán cables de 3x240/120 mm² Al ó 3x95/50 mm² Al, según resulte del cálculo.

DERIVACIONES

- Serán en anillo, con conductores de 3x95/50 mm² Al ó 3x35/16 mm² Cu.
- La vinculación con los troncales se hará mediante gabinetes de maniobra tipo buzón de 3 ó 6 campos, según las necesidades.
- La acometida a los clientes desde la línea se hará a través de una caja de entrada-salida, con barras de conexión. Las cajas de entrada-salida a instalar en los ramales para seccionar tramos, serán similares a las de toma, con el agregado de elementos de maniobra en reemplazo de las barras de conexión, que permitirán agilizar las maniobras en caso de emergencia o necesidad de modificación de la configuración del circuito.
- En caso de no existir la caja de toma en el momento de realizar el tendido del alimentador, se deberá dejar instalada la caja de entrada – salida y enterrada la reserva necesaria del cable de acometida al cliente, para ejecutar la futura conexión en cada uno de los lotes (haya ó no construcción al momento del tendido), tal como lo indique la planificación del barrio.

La topología de red a emplear se puede ver en la Figura 2 del Anexo 1.

SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

Las curvas de la figura 8 del Anexo 1 permiten elegir la sección a la que corresponde el menor costo total (instalación + pérdidas) para una carga dada. Además, los conductores de cada tramo de red deben seleccionarse de modo que verifiquen las caídas de tensión admisibles tanto en condiciones de red normal como en contingencia.

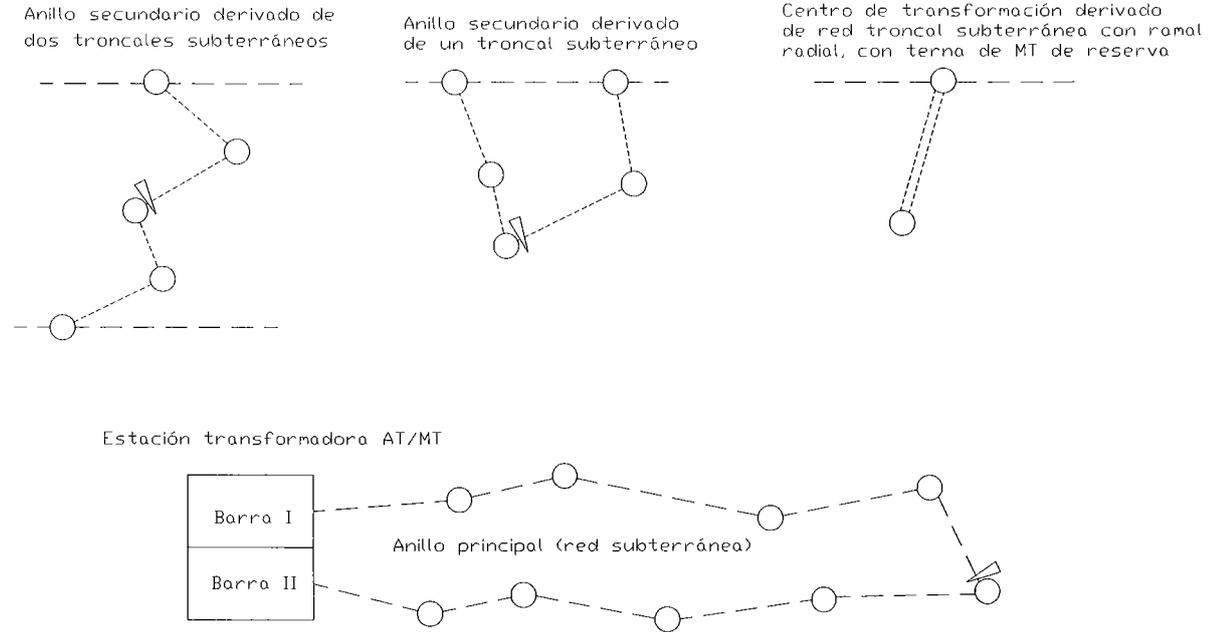
7 – CAÍDAS DE TENSIÓN ADMISIBLES

El valor máximo admisible para red aérea es de 8 % y para red subterránea de 5%. El proyectista deberá realizar una memoria de cálculo con la verificación de las caídas de tensión en los puntos más comprometidos de la red de baja tensión, tanto en configuración normal como en contingencia. La contingencia a considerar es una falla en el primer tramo de la alimentación normal.

8 - ANEXO 1 - TABLAS Y FIGURAS

FIGURA 1 - ESQUEMAS POSIBLES DE RED DE MEDIA TENSIÓN

RED SUBTERRÁNEA



RED AÉREA

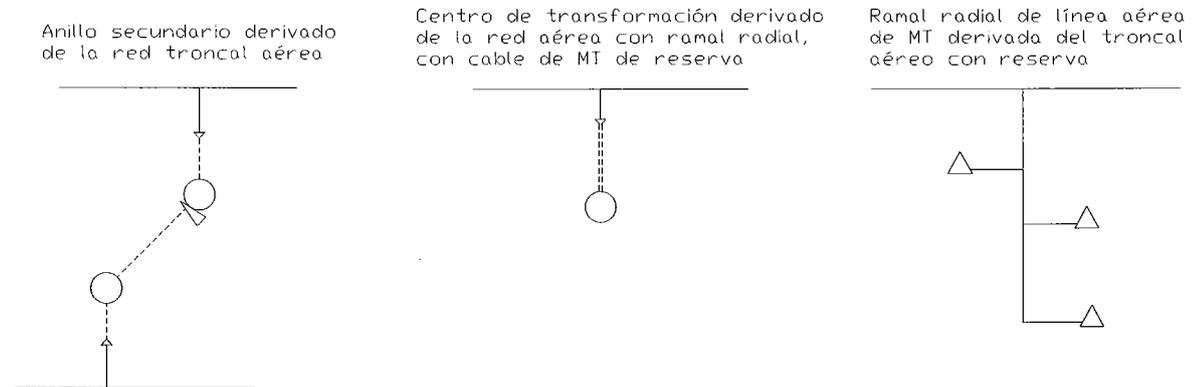


FIGURA 2 - EJEMPLO DE TOPOLOGÍA DE RED SUBTERRÁNEA DE BAJA TENSIÓN

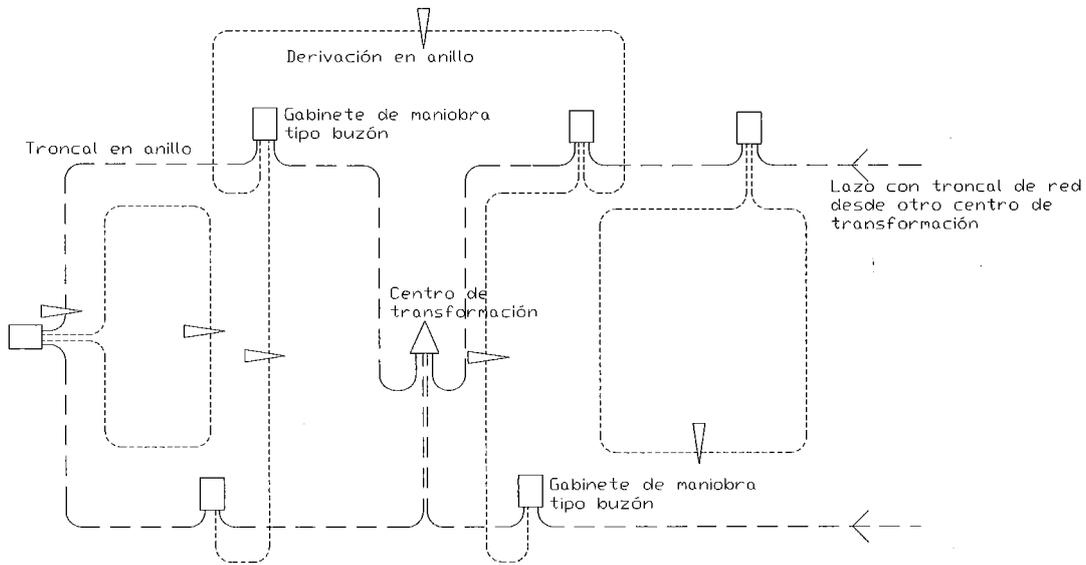


FIGURA 3 - CARACTERÍSTICAS DE CABLES Y LÍNEAS PARA RED DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN
RED AÉREA

Sección	Resistencia	Reactancia inductiva	Capacidad de carga nominal	Potencia admisible	Capacidad de transporte $\cos \phi = 0,80$ $\Delta U_{mx} = 5\%$
mm ²	Ω / km	Ω / km	A	kVA	kW.km
3x50/50 Al	0,743	0,10	117	77	8,8
3x95/50 Al	0,372	0,10	190	125	16,2
3x50 Al-Al	0,806 *	-	195 **	-	-
3x120 Al-Al	0,334 *	-	340 **	-	-

*: medido en corriente alterna a 80°C

** : para una temperatura ambiente de 40°C, cables expuestos al sol y viento de 0,6 m/seg

RED SUBTERRÁNEA

Sección	Resistencia	Reactancia inductiva	Capacidad de carga nominal	Potencia admisible	Capacidad de transporte $\cos \phi = 0,80$ $\Delta U_{mx} = 5\%$
mm ²	Ω / km	Ω / km	A	kVA	kW.km
3x35/16 Cu	0,67	0,07	140	92	10
3x95/50 Al	0,41	0,07	240	155	16
3x240/120 Al	0,16	0,07	400	260	34
3x1x50/25 Al	0,821 *	0,226 *	184	-	-
3x1x185/50 Al	0,21 *	0,189 *	376	-	-

*: medido con corriente alterna y a 90°C

FIGURA 4 - EJEMPLO DE PLANILLA PARA LA ESTIMACIÓN DE LA POTENCIA UNITARIA MÁXIMA ACTIVA Y APARENTE PARA CLIENTES

RESIDENCIALES

Item / Artefacto	Potencia unitaria	um	cos f	Cant.	um	Potencia activa total instalada [kW]	Potencia reactiva total instalada [kVAr]	Incidencia en la potencia máxima	Aporte a la potencia activa máxima [kW]	Potencia reactiva en punta [kVAr]
Iluminación interior considerando fluorescentes	7	W/m ²	0,85	400	m ²	2,80	1,66	0,70	1,96	1,18
Iluminación parque	0,35	W/m ²	0,60	1000	m ²	0,35	0,47	0,70	0,25	0,33
Iluminación piscina	3	W/m ²	1,00	200	m ²	0,60	0,00	1,00	0,60	0,00
Televisor	65	W	0,80	2	u.	0,13	0,10	0,50	0,07	0,05
Computadora	100	W	0,70	1	u.	0,10	0,10	0,00	0,00	0,00
Equipo de audio	130	W	0,70	1	u.	0,13	0,13	0,50	0,07	0,07
Aire acondicionado	1230	W	0,78	3	u.	3,69	2,96	0,50	1,85	1,48
Heladera	140	W	0,66	1	u.	0,14	0,16	1,00	0,14	0,16
Freezer	180	W	0,66	1	u.	0,18	0,20	1,00	0,18	0,20
Calefacción eléctrica	1000	W	1,00	2	u.	2,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Cafetera	700	W	1,00	1	u.	0,70	0,00	1,00	0,70	0,00
Plancha	800	W	1,00	1	u.	0,80	0,00	0,00	0,00	0,00
Lavaropas	400	W	0,70	1	u.	0,40	0,41	0,00	0,00	0,00
Ventilador	90	W	0,70	2	u.	0,18	0,18	0,50	0,09	0,09
Extractor	90	W	0,70	1	u.	0,09	0,09	1,00	0,09	0,09
Cortadora de cesp�ed	800	W	0,65	1	u.	0,80	0,91	0,00	0,00	0,00
Electrodomésticos rotativos varios	50	W	0,60	1	u.	0,05	0,07	5,50	0,03	0,03
Horno microondas	800	W	0,95	1	u.	0,80	0,26	1,00	0,80	0,26
Bomba de agua casa	500	W	0,70	1	u.	0,50	0,51	1,00	0,50	0,51
Bomba de agua piscina	750	W	0,75	1	u.	0,75	0,66	1,00	0,75	0,66

Potencia instalada promedio [kW]
15,19

Potencia activa máxima [kW]	Potencia reactiva [kVAr]
8,06	5,11

Potencia aparente [kVA]	cos φ
9,54	0,84

FIGURA 5 - FACTOR DE SIMULTANEIDAD PARA CLIENTES RESIDENCIALES

Cantidad de clientes	Factor de simultaneidad	
	Vivienda sin aire acondicionado	Vivienda con aire acondicionado
1	1,000	1,000
3	0,583	0,660
5	0,425	0,529
7	0,375	0,482
10	0,327	0,439
15	0,283	0,399
20	0,267	0,382
30	0,238	0,357
50	0,210	0,335
75	0,200	0,325
100	0,192	0,317

FIGURA 6 - FACTOR DE COINCIDENCIA

Tipo de Actividad	Fc
Alumbrado de espacios comunes	1,0
Club house	0,8
Campo de deportes	0,9
Piletas de natación	1,0
Comercial horario diurno con instalaciones de refrigeración importantes	0,6
Comercial horario diurno	0,4
Comercial nocturno	0,8

FIGURA 7 - FACTOR DE SIMULTANEIDAD PARA CLIENTES RESIDENCIALES

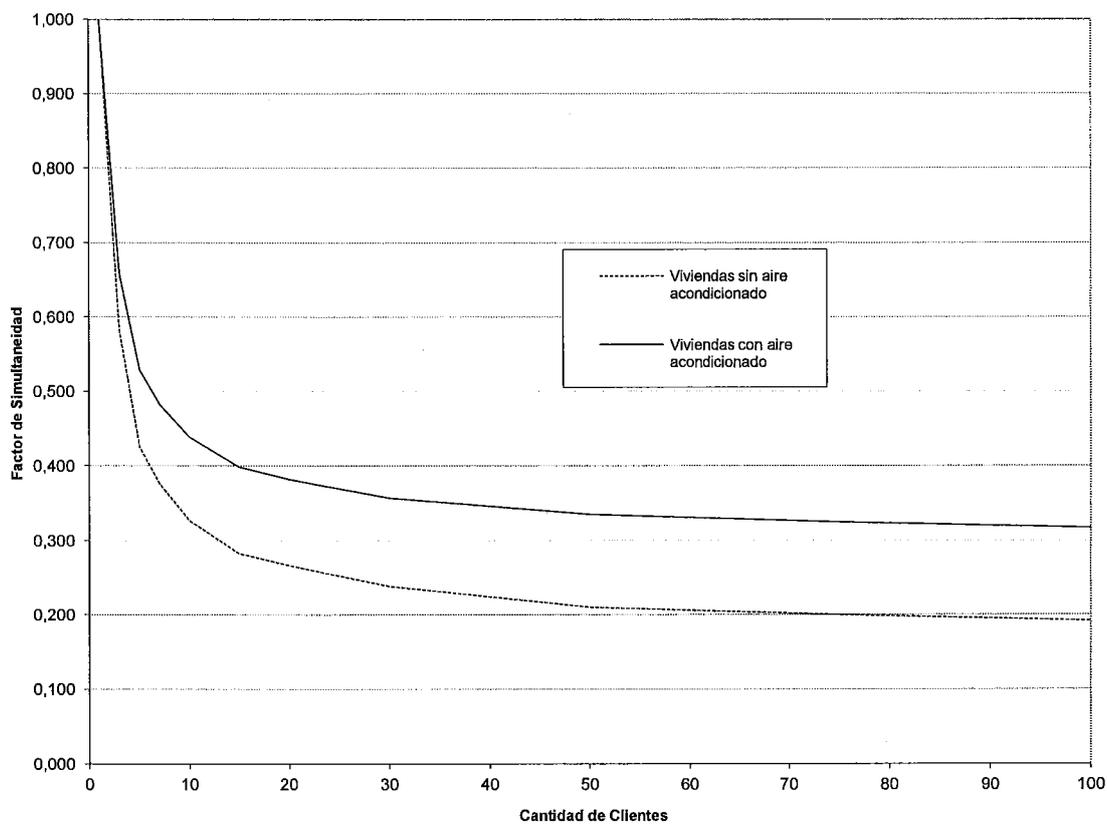
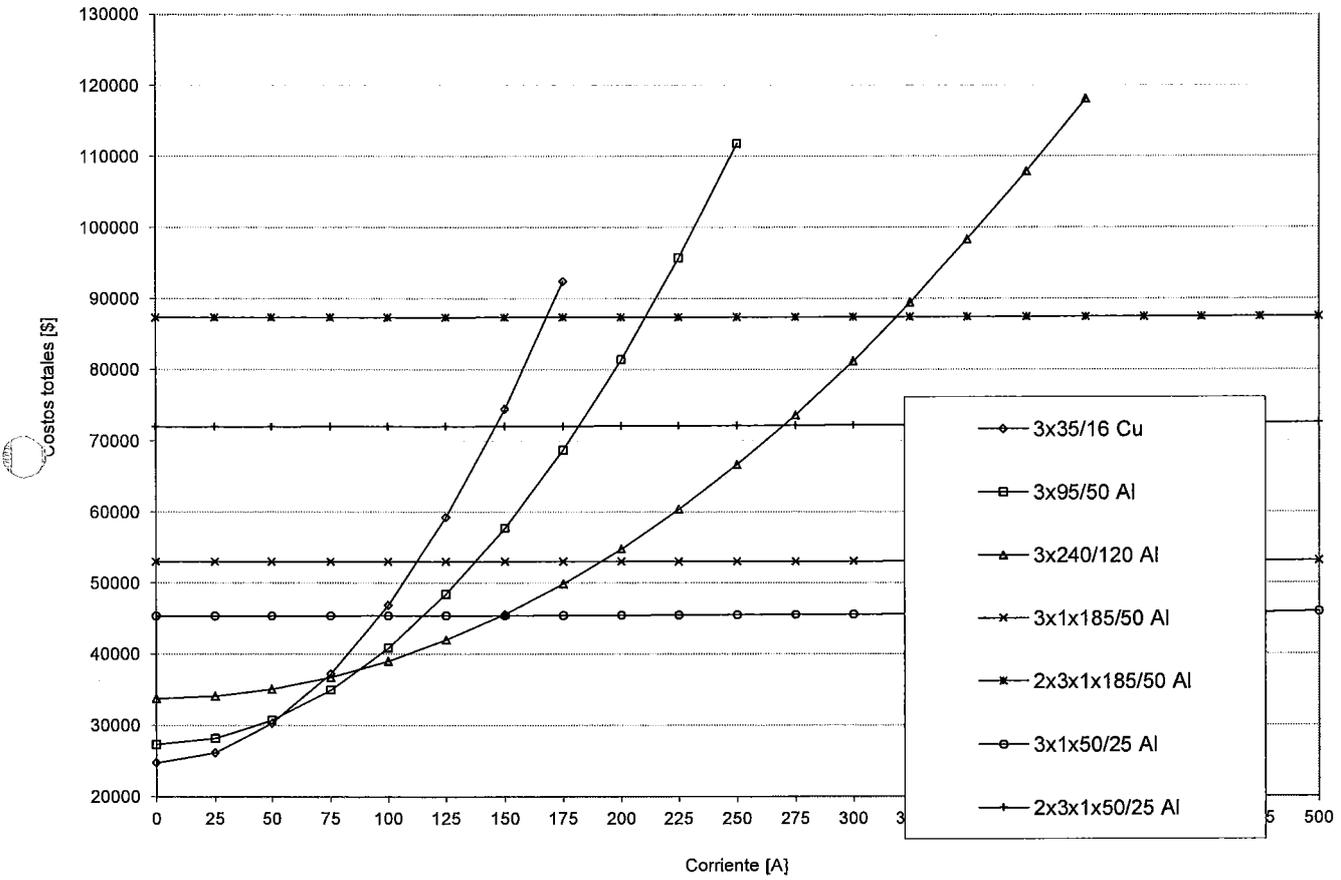
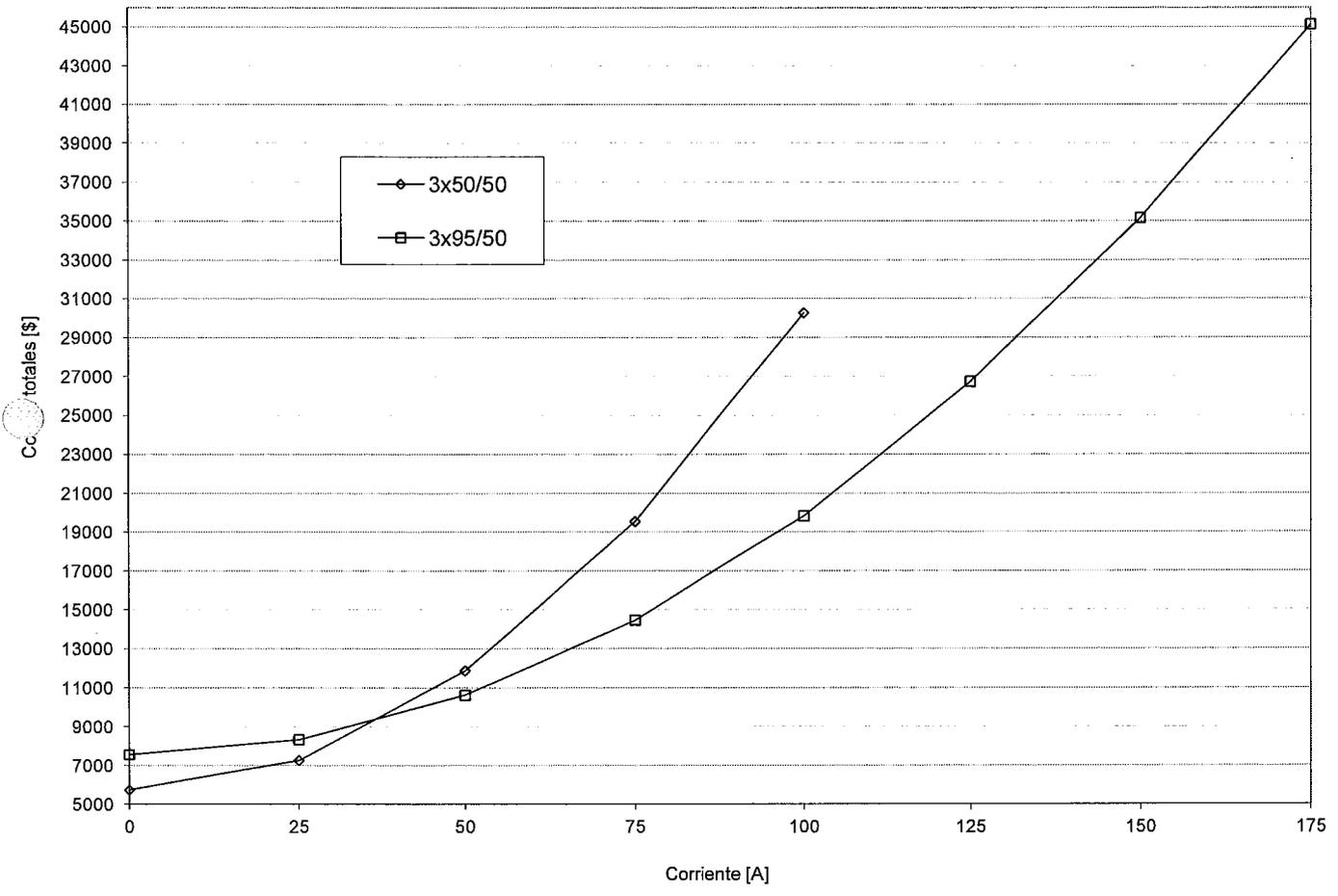


FIGURA 8 - COSTOS TOTALES DE CABLES SUBTERRÁNEOS DE BAJA Y MEDIA TENSIÓN (INSTALACIÓN + PÉRDIDAS)



Para utilizar este gráfico, la corriente de los cables de media tensión debe referirse a la equivalente en baja tensión. Los costos totales están compuestos por los costos iniciales de instalación (excluyendo accesorios, reparación de veredas, reconstrucción de calzadas y acometidas domiciliarias), y los costos de pérdidas anuales capitalizados para 10 años con una tasa de interés del 15%, variables con la carga.

FIGURA 9 - COSTOS TOTALES DE LÍNEAS AÉREAS PREENSAMBLADAS DE BAJA TENSIÓN (INSTALACIÓN + PÉRDIDAS)



9 - ANEXO 2 - REQUISITOS PARA PEDIDO DE FACTIBILIDAD

Cuando el promotor de la urbanización realice el pedido de factibilidad, deberá acompañar el mismo con al menos la siguiente información:

- Plano con ubicación geográfica de la urbanización
- Plano con el esquema geográfico y unifilar de la red eléctrica propuesta indicando las características eléctricas principales de los elementos que la componen
- Memoria de cálculo, donde como mínimo se deberá incluir la cantidad de clientes, la potencia instalada de los clientes, la potencia instalada de los servicios comunes, el factor de simultaneidad a nivel del cliente, el factor de simultaneidad a nivel del centro de transformación, factor de simultaneidad de los servicios comunes, perfil de tensiones en diferentes puntos de la red (especialmente en los finales de línea) y el algoritmo utilizado, el valor de corriente circulante por troncales y derivaciones (en particular en el punto de suministro), los criterios de selección de las secciones de conductores y potencias de transformadores.
- Estimación de la evolución anual de la demanda

10 - ANEXO 3 - REQUISITOS PARA PEDIDO DE SUMINISTRO

Cuando el promotor de la urbanización realice el pedido de suministro, deberá acompañar el mismo con al menos la siguiente información debidamente corregida y consensuada con EDELAP:

- Plano con ubicación geográfica de detalle de la urbanización

- Plano con el esquema geográfico y unifilar de la red eléctrica acordada indicando las características eléctricas principales de los elementos que la componen
 - Memoria de cálculo, donde como mínimo se deberá incluir la cantidad de clientes, la potencia instalada de los clientes, la potencia instalada de los servicios comunes, el factor de simultaneidad a nivel del cliente, el factor de simultaneidad a nivel del centro de transformación, factor de simultaneidad de los servicios comunes, perfil de tensiones en diferentes puntos de la red (especialmente en los finales de línea) y el algoritmo utilizado, el valor de corriente circulante por troncales y derivaciones (en particular en el punto de suministro), los criterios de selección de las secciones de conductores y potencias de transformadores, cálculo mecánico de las líneas aéreas de media tensión, típicos de montaje, cortes típicos de canalizaciones, lista de materiales.
 - Típicos de acometidas a clientes, los cuales estarán en un todo de acuerdo con los correspondientes Reglamentos de Acometidas. En el caso de compartir el pilar con otros servicios se deberán respetar las distancias de seguridad.
 - Estimación de la evolución anual de la demanda
 - Se deberá dar aviso a la Empresa EDELAP S.A. con 15 días de anticipación la fecha de inicio de la obra. Personal de EDELAP S.A. realizará inspecciones estando facultado para hacer observaciones y modificar aquello que no este de acuerdo a la normativa.
-

ÍNDICE

1	CAMPO DE APLICACIÓN	3
2	REGLAMENTACIÓN.....	3
3	DOCUMENTACIÓN.....	3
4	CARACTERÍSTICAS GENERALES	3
4.1	Tensión nominal.....	3
4.2	Sistema de distribución.....	4
4.3	Trazado de las Redes.	4
4.3.1	<i>En zonas de dominio público</i>	4
4.3.2	<i>En zonas de propiedad privada.</i>	4
4.4	Estructura de la red	4
4.4.1	<i>Zonas urbanas de alta densidad</i>	4
4.4.2	<i>Zonas urbanas de densidad media y nuevas urbanizaciones.....</i>	5
5	CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	6
5.1	Prescripciones técnicas de carácter general.....	6
5.1.1	<i>Conductores.</i>	6
5.2	Condiciones especiales de instalación subterránea, coeficientes correctores de la intensidad máxima admisible.	6
5.2.1	<i>Coefficiente de temperatura.....</i>	6
5.2.2	<i>Coefficientes de resistividad térmica.....</i>	7
5.2.3	<i>Coefficiente por agrupación de cables.</i>	7
5.2.4	<i>Coefficiente por cable entubado.....</i>	8
6	CÁLCULO Y DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES	8
6.1	Criterio de Intensidad máxima admisible	8
6.2	Criterio de máxima caída de tensión.....	8
6.2.1	<i>Cálculo de la caída de tensión</i>	9
6.3	Criterio de protecciones	10
6.4	Criterio de crecimiento de la demanda	10
6.5	Criterio de la pérdida de potencia.	11
6.6	Criterio de valoración de las pérdidas en los conductores	13
6.6.1	<i>Coste de la energía perdida anualmente en un metro de línea</i>	13
6.6.2	<i>Valor actualizado de las pérdidas de energía durante t años.....</i>	14

6.6.3	<i>Coste unitario de una línea de baja tensión</i>	15
6.6.4	<i>Conductor más adecuado a utilizar en líneas subterráneas</i>	15
7	CONTINUIDAD DEL NEUTRO.....	17
8	INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO.....	17

1 CAMPO DE APLICACIÓN

La red de distribución subterránea en BT se utiliza fundamentalmente en zonas urbanas, nuevas urbanizaciones, ampliación o mejora de las redes existentes y cuando lo exijan así sus características arquitectónicas, las ordenanzas municipales o a juicio del proyectista cuando sea esta la solución idónea.

2 REGLAMENTACIÓN.

Para la confección de los criterios de diseño se ha tenido en cuenta lo establecido en cada uno de los siguientes reglamentos:

Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (Decreto 842/2002 del 2 de Agosto) e Instrucciones Complementarias MIE-BT.

Normas Técnicas Particulares (NTP) presentadas por Endesa a las comunidades autónomas y aprobadas por estas.

3 DOCUMENTACIÓN

Asimismo, se ha utilizado y considerado la información contenida en los siguientes documentos:

- Proyecto Estándar de Líneas Subterráneas de Baja Tensión EGEA
- Recomendaciones UNESA (RU)
- Normalización Nacional (Normas UNE)
- Estándares GE correspondientes.
- Métodos de calculo y Proyecto de Instalaciones de Puesta a Tierra para Centros de Transformación conectados a redes de tercera categoría, realizado por UNESA (Comité de Distribución y Comisión de Reglamentos), en lo concerniente a Redes de BT.

4 CARACTERÍSTICAS GENERALES

Las características generales de las instalaciones son las siguientes:

4.1 Tensión nominal

La tensión nominal será trifásica con neutro distribuido (4 hilos), de 400 V entre fases y 230 V entre estas y el neutro.

4.2 Sistema de distribución

Serán redes subterráneas trifásicas de explotación radial.

Los conductores estarán protegidos en cabecera contra sobrecargas y cortocircuitos mediante fusibles, clase gG.

La sección utilizada en la línea principal será de 150 ó 240 mm², en cables de Al. Los cambios de sección y derivaciones, se efectuarán en armarios de distribución o cajas de seccionamiento situados en superficie, en la que se ubicarán sus fusibles de protección de calibre apropiado selectivos con los de cabecera.

El conductor neutro estará conectado a tierra a lo largo de la línea de BT, en los armarios de distribución, por lo menos cada 200 m y en todos los finales tanto en las líneas principales como sus derivaciones. Ver apartado 8.

4.3 Trazado de las Redes.

4.3.1 En zonas de dominio público

Siempre las redes discurrirán por terrenos de dominio público, solamente en casos excepcionales se admitirá la instalación en zonas de propiedad privada.

4.3.2 En zonas de propiedad privada.

En los casos excepcionales en que la solución racional, desde el punto de vista técnico y/o económico, implique la instalación de la red en zona privada, además de las condiciones de carácter general, se gestionará, en cada caso, las condiciones especiales, técnicas y jurídicas, en orden a garantizar el acceso permanente a las instalaciones para la explotación y mantenimiento de las mismas, así como para atender el suministro de los futuros clientes.

Las condiciones técnicas, contemplarán anchura, profundidad, protección mecánica, señalizaciones internas y externas de las zanjas, tipo de pavimento, etc. En cualquier caso la solución constructiva, para pasos en zonas comunitarias de propiedad privada, se convendrá de mutuo acuerdo entre la propiedad, proyectista, director de obra y los servicios técnicos de la empresa.

4.4 Estructura de la red

4.4.1 Zonas urbanas de alta densidad

Los elementos constitutivos de la red de son:

- Cuadro de distribución de BT en CT
- Armarios de distribución y derivación urbana
- Instalación de enlace
- Cajas de seccionamiento

En el cuadro de distribución de BT en el CT se procurará que las salidas se hallen equitativamente cargadas al máximo de acuerdo con la potencia del transformador. Los consumos de la explotación se irán seleccionando y escalonando según la potencia absorbida, ello comportará además el estudio del resto de la red en cuanto a armarios y cajas a instalar.

El armario de distribución y derivación urbana provisto de una entrada y hasta tres salidas, se empleará para efectuar derivaciones importantes de la red principal de BT, constituyendo puntos de reparto con seccionamiento y protección. Su montaje será intemperie sobre zócalo de hormigón y estará adosada a las fachadas de las fincas o en línea de alcorques dependiendo de la anchura de la acera y de las normas municipales.

La instalación de enlace podrá hacerse con entrada y salida a una caja de seccionamiento o derivando en T la línea subterránea de BT

Caja de seccionamiento. En aquellas líneas en las que, en función de la explotación, se considere necesario introducir puntos de seccionamiento en la línea general de BT, se instalarán este tipo de cajas. Es conveniente que exista al menos una de ellas aproximadamente a la mitad de la longitud de la red de BT. En los casos en que sea técnicamente aconsejable podrán instalarse más cajas no siendo recomendable que cada una pueda seccionar menos del 25% de la longitud total de la línea.

El montaje se hará inmediatamente debajo de la CGP del cliente, ver la solución constructiva correspondiente.

4.4.2 Zonas urbanas de densidad media y nuevas urbanizaciones

Los elementos constitutivos de este tipo de red son igual que los anteriores:

- Cuadro de distribución de BT en CT
- Armarios de distribución y derivación urbana
- Instalación de enlace
- Cajas de seccionamiento
- Y en el caso de zonas residenciales o urbanizaciones de viviendas unifamiliares, la caja de distribución para urbanizaciones.

La utilización de cada uno de los elementos es igual que en el caso anterior, con la salvedad que en estos casos los armarios de distribución y derivación urbana sólo se utilizarán en los puntos críticos, arranques de derivaciones etc. en función del número de circuitos y de la sección de estos.

La caja de distribución para urbanizaciones se utilizará en lugar de las cajas de seccionamiento, permite hacer entrada y hasta dos salidas de la línea principal de BT cuando la sección de los cables de línea este comprendida entre 50 y 240 mm², y derivar a cliente hasta un máximo de 2 suministros trifásicos o 4 monofásicos y el calibre requerido por estas sea de 63 a 80 A. Estas derivaciones a cliente acabarán en las cajas de protección y medida (CPM).

La caja de distribución para urbanizaciones podrá estar alimentada desde un armario de distribución de BT en CT, del armario de distribución y derivación urbana ó de otra caja de distribución para urbanizaciones.

Su instalación se efectuará en intemperie dentro de hornacinas o módulos prefabricados, o bien alojada en el muro de las viviendas a alimentar.

5 CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

5.1 Prescripciones técnicas de carácter general.

5.1.1 Conductores.

Los conductores a utilizar en las redes subterráneas de BT serán:

Conductores unipolares según Norma GE CNL001 y CNL007 tipo RV o XZ1, tensión 0,6/1 kV, aislamiento polietileno reticulado XLPE y cubierta según norma.

En zonas húmedas, en las que el nivel freático sobrepasa temporal o permanentemente el nivel del lecho de la zanja, deberán utilizarse cables especiales resistentes al agua.

Las intensidades máximas admisibles en servicio permanente se corresponden a lo indicado en la Instrucción ITC BT -007, tabla 4 y coeficientes correctores allí indicados. Los valores se relacionan la en tabla I

TABLA I

SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES	Intensidad máxima admisible a 25° C		Intensidad 40° C	Resistencia ohm/Km	Reactancia ohm/Km
	Enterrado	Bajo tubo	Al aire	a 25° C	a 25° C
4x1x50 Al	180	144	140	0,64	0,09
3x1x95+50 Al	260	208	220	0,32	0,08
3x1x150+1x95 Al	330	264	300	0,21	0,08
3x1x240+1x150 Al	430	344	420	0,13	0,08

5.2 Condiciones especiales de instalación subterránea, coeficientes correctores de la intensidad máxima admisible.

La intensidad máxima admisible deducida de la tabla I, deberá corregirse teniendo en cuenta las características reales de la instalación que difieran de las condiciones normales y que a continuación se indican.

5.2.1 Coeficiente de temperatura.

Cuando la temperatura del terreno, sea distinta de 25 °C, se aplicaran a la intensidad máxima admisible los coeficientes correctores indicados en la tabla II.

TABLA II. COEFICIENTE DE TEMPERATURA

Temperatura del terreno θ_t , en °C	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Coefficiente corrector	1,11	1,07	1,04	1	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

El factor de corrección para otras temperaturas del terreno, distintas de las de la tabla, se obtendrán con la expresión:

$$F = \sqrt{\frac{(\theta_s - \theta_t)}{(\theta_s - 25)}}$$

5.2.2 Coeficientes de resistividad térmica.

Quando los conductores sean enterrados en terrenos de resistividad térmica distinta de 100°C.cm/W, se aplicaran a la intensidad máxima admisible los coeficientes que se indican en La tabla III.

TABLA III. COEFICIENTE DE RESISTIVIDAD TERMICA

Resistividad del terreno °C. Cm/W	80	85	90	100	110	120	140	165	200	250	280
Coefficiente corrector	1,09	1,06	1,04	1	0,96	0,93	0,87	0,81	0,75	0,68	0,66

5.2.3 Coeficiente por agrupación de cables.

En la tabla IV figuran los factores de corrección de la intensidad máxima admisible para varios cables multipolares o ternos de unipolares en contacto mutuo, enterrados en la misma zanja, en un mismo plano horizontal, con una separación entre sí que se indica en la tabla IV.

TABLA IV. COEFICIENTES POR AGRUPACION DE CABLES

Situación de los circuitos	Nº de circuitos en la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
En contacto	0,8	0,7	0,64	0,6	0,56	0,53	0,5	0,47
A 7 cm	0,85	0,75	0,68	0,64	0,6	0,56	0,53	0,5
A 15 cm	0,87	0,77	0,72	0,68	0,66	0,62	0,59	0,57
A 20 cm	0,88	0,79	0,74	0,7	0,68	0,64	0,62	0,6
A 25 cm	0,89	0,8	0,76	0,72	0,7	0,66	0,64	0,62

En caso de instalarse cables o ternos en mas de un plano horizontal, se aplicara un coeficiente de 0,90 sobre los valores de la tabla anterior por cada plano horizontal además del primero, suponiendo una separación entre planos de unos 10 cm.

5.2.4 Coeficiente por cable entubado.

Para un cable o terno instalado dentro de un tubo directamente enterrado, el factor de corrección de la intensidad máxima admisible será de 0,80. Igual factor de corrección se aplicara, sea cual fuere la protección aplicada al cable, siempre que la disposición de la misma de origen a que el cable no quede en contacto con la tierra.

Es conveniente que la relación entre los diámetros de tubo y terna de cables no sea inferior a 4.

6 CALCULO Y DIMENSIONADO DE LOS CONDUCTORES

Para el calculo del conductor y de las secciones de los mismos que configuran una red subterránea en baja tensión, se tendrán en cuenta los criterios más desfavorables de los que se indican a continuación. En Endesa solamente se utilizarán para la red principal las secciones de 150 y 240 mm² en cable de Al. Ver tabla VIII

6.1 Criterio de Intensidad máxima admisible

La capacidad de cada uno de los conductores de la red, no sobrepasara los valores indicados en la tabla I, y coeficientes correctores indicados en las tablas II, III, IV.

6.2 Criterio de máxima caída de tensión

Introducción: Momento eléctrico y momento eléctrico específico de u na línea

Se define el momento eléctrico (M) de una carga como el producto

$M = P L$, viene expresado en kW.km

El momento eléctrico específico de una línea (M1) es el que, para una línea determinada, origina una caída de tensión relativa del 1%

El momento específico **M1**, viene determinado por la expresión:

$$M_1 = \frac{U^2}{10^5 (R + X \operatorname{tg} \varphi)}$$

La caída de tensión relativa en % de una carga de momento eléctrico M, alimentada por una red de momento específico M1, es:

$$100 \frac{e}{U} = \frac{M}{M_1}$$

En la tabla Nº V, se indican los valores de los momentos eléctricos específicos (para Un= 380 V) M1 de las redes subterráneas en BT, para distintos cos φ.

TABLA N: V (MOMENTOS ELECTRICOS ESPECIFICOS)

Conductores mm ²	Valores de M ₁ (R = 25 °C)		
	Cos φj = 1	Cos φ = 0,9	Cos φ = 0,8
50 Al	2,25	2,10	2,03
95 Al	4,50	4,01	3,78
150 Al	6,85	5,78	5,33
240 Al	11,07	8,53	7,57

Valores de M1 en kW/km.

6.2.1 Cálculo de la caída de tensión

La caída de tensión en un punto de la red viene dada por la expresión:

$$e = \sqrt{3} IL (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

o bien

$$e = \frac{10^3 (R + X \operatorname{tg} \varphi)}{U} P L$$

Siendo :

P = Potencia trifásica equilibrada en kW

I = Intensidad de fase en Amperios

L = Longitud de la línea trifásica en km

R = Resistencia por fase del conductor, en W/km

X = Reactancia por fase del conductor, en W/km

Sustituyendo los valores de R y X, indicados en la Tabla I, y admitiendo una caída de tensión máxima del 5% en el punto mas alejado de la red obtendríamos las expresiones reducidas del calculo de la caída de tensión (en voltios), que para redes cilíndricas (de sección constante), cables normalizados y cos φ se indican en la tabla VI:

TABLA VI (CAIDAS DE TENSION EN VOLTIOS)

Conductores	cos φ = 0,8	cos φ = 0,9	cos φ = 1
4x1x50 Al	1,88 PxL	1,81 PxL	1,68 PxL
3x1x95 + 1x50 Al	1,04 PxL	0,97 PxL	0,84 PxL
3x1x150 + 1x95 Al	0,74 PxL	0,67 PxL	0,54 PxL
3x1x240+1x150 Al	0,52 PxL	0,46 PxL	0,32 PxL

Ejemplo 1: Conductor 3x1x240+1x150 Al, potencia a transportar 200 kW, cos φ = 0,9, con una caída de tensión máxima del 5%, (5% de 380 = 19 V), la longitud máxima de la línea será:

$$19 = 0,46 \times 200 \times L, \quad L = 0,206 \text{ Km.}$$

Ejemplo 2: Aplicando el momento eléctrico específico de una línea para comprobar que la caída de tensión al final de la línea es inferior al 5%.

Se utiliza el mismo caso anterior: Conductor 3x1x240+1x150 Al, potencia a transportar 200 kW, cos φ = 0,9, a una distancia de 0,206 Km.

$$e(\%) = M/M_1 = PL / M_1 = 200 \times 0,206 / 8,53 = 4,83$$

En el gráfico N° 1, siguiente, se representa la potencia máxima (P) que se puede transportar, a la longitud (L) con una caída de tensión máxima del 5%.

6.3 Criterio de protecciones

Las líneas subterráneas de baja tensión deben estar protegidas contra sobrecargas y cortocircuitos. Estas condiciones limitan la longitud máxima de la línea.

Para utilizar este criterio se seguirá lo especificado en el documento Guía Técnica del Sistema de Protecciones en CT, PT y red BT, referencia FGC001.DOC.

6.4 Criterio de crecimiento de la demanda

La sección del conductor elegido debe permitir nuevas conexiones, por crecimiento de la demanda, durante un cierto periodo de tiempo, sin obligar a construir nuevas redes de salida de un CT

Debe verificarse que: $W_i (1 + c)^t \leq W_{ad}$

Siendo :

- W_i = Potencia máxima demandada inicial
 C = Crecimiento anual de la demanda de potencia en %
 $W_{ad.}$ = Potencia admisible del conductor
 T = Periodo considerado en años

En general, adoptando como valor medio de $(1 + c)^t = 1,4$ se tendrá que

$$W_i \times 1,4 \leq W_{ad.}; \text{ por tanto } W_i \leq 0,7 W_{ad.}$$

6.5 Criterio de la pérdida de potencia.

Debido a su impedancia los conductores sufren una pérdida de potencia transportada que en % y en función del momento eléctrico $P \times L$ expresado en kW.km, se obtiene mediante la expresión:

$$p\% = 10^5 \frac{R_{25} P L}{U^2 \cos^2 \varphi} \quad \text{en la que}$$

- $p\%$ = Pérdida de potencia, en tanto por ciento
 P = Potencia transportada, en kW
 R_{25} = Resistencia a 25°C, en W/km
 U = Tensión compuesta en voltios
 L = Longitud, en Km

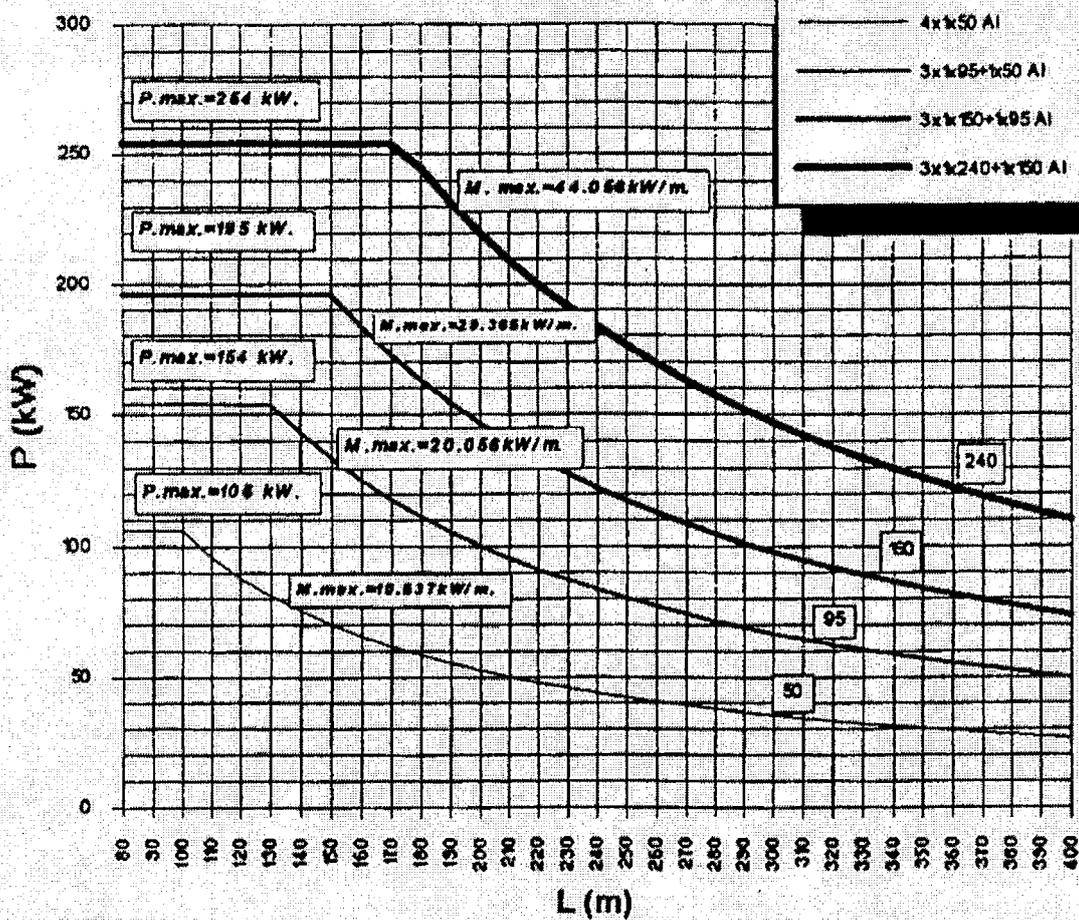
Sustituyendo los valores de R indicados en la Tabla I, obtendríamos las expresiones reducidas del calculo de la perdida de potencia (en %), que para los cables normalizados y $\cos \varphi$ se indican en la tabla VII

TABLA VII (PERDIDAS DE POTENCIA EN %)

Conductores	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
4x1x50 Al	0,694 PxL	0,548 PxL	0,444 PxL
3x1x95+1x50 Al	0,347 PxL	0,274 PxL	0,222 PxL
3x1x150+1x95 Al	0,223 PxL	0,176 PxL	0,143 PxL
3x1x240+1x150 Al	0,135 PxL	0,107 PxL	0,0806 PxL

GRAFICO Nº 1

LSBT. III a 380 V. $u=5\%$ y $\cos.=0,9$



6.6 Criterio de valoración de las pérdidas en los conductores

Para establecer el conductor más adecuado a utilizar desde el punto de vista económico – respecto a la potencia máxima inicial demandada – deberá partirse del criterio de valoración de pérdidas en los conductores.

Para esta valoración, deberá determinarse:

- coste de la energía perdida anualmente en un metro de línea
- valor actualizado de las pérdidas de energía durante t años

6.6.1 Coste de la energía perdida anualmente en un metro de línea

El coste de la energía perdida por metro de línea anualmente viene determinada por la siguiente expresión:

$$Ca = F \cdot R \cdot \left(\sum I_i^2 \cdot t_i \right) p \cdot 10^{-6} \text{ pts / mlínea}$$

siendo:

- F = número de fases – trifásicas = 3, monofásicas = 2 –
- R = resistencia del conductor a 65 °C en Ω/km
- I_i = diferentes intensidades de carga en A
- t_i = duración de las cargas – $\sum t_i = 8640$ horas –
- p = precio del kW-h de pérdidas – **se fija en 9 pts** –

En todos los cálculos económicos se considerar a el cambio 1 euro = 166,366 pts

El término $\sum I_i^2 t_i$ puede referirse a la intensidad máxima demandada y al número de horas anuales 8640, de esta forma:

$$\sum I_i^2 t_i = I_1^2 \cdot t_1 + I_2^2 \cdot t_2 + I_3^2 \cdot t_3 + \dots = I_1^2 \cdot S \cdot t$$

- I_1 = I max. demandada; $I_2, I_3 \dots < I_1$
- t = $t_1 + t_2 + t_3 + \dots = 8640$ horas
- S = coeficiente de aplicación a I_1^2

$$S = \frac{I_1^2 t_1 + I_2^2 \cdot t_2 + I_3^2 \cdot t_3 + \dots}{I_1^2 (t_1 + t_2 + t_3 + \dots)} = \frac{t_1 + \left(\frac{I_2}{I_1}\right)^2 \cdot t_2 + \left(\frac{I_3}{I_1}\right)^2 \cdot t_3}{8640}$$

Para el régimen medio de carga de los transformadores de los CCTT, resulta un valor de $S = 0,3$.

Aplicando valores obtenemos

$$Ca = F \cdot R \cdot I_m^2 \cdot S \cdot 8640 \cdot p \cdot 10^{-6}$$

$$Ca = 69984 \cdot R \cdot I_m^2 \cdot 10^{-6} \text{ pts}$$

como coste de la energía perdida anualmente en un metro de línea trifásica.

6.6.2 Valor actualizado de las pérdidas de energía durante t años

Nos vendrá dado por la fórmula siguiente:

$$C_t = C_a \cdot \frac{\frac{(1+c)^{2t} - 1}{1+r} - 1}{\frac{(1+c)^2 - 1}{1+r}} = k \cdot C_a \text{ ptas}$$

siendo:

- t = el periodo de años considerado
- c = el crecimiento anual de la demanda de potencia en %
- r = el % de interés del capital

Considerando un periodo de $t = 20$ años, y diferentes valores del crecimiento $- c -$ y del % de interés $- r -$, se tienen los valores de k siguientes:

Valores de k

$c \backslash r$	5	7	10
0	13,08	11,33	9,35
1	15,35	13,19	10,72
2	18,34	15,52	12,39

Se adopta como valor medio general el de $k = 10$. Por consiguiente el valor actualizado de pérdidas será:

$$C_t = k \cdot C_a$$
$$C_t = 10 \cdot C_a$$

6.6.3 Coste unitario de una línea de baja tensión

De los distintos sumandos que componen el coste unitario de una línea de baja tensión solamente se han considerado aquellos que son dependientes de la sección del conductor a emplear, luego la expresión resultante será:

$$E = A + C_t$$

siendo:

- A = coste unitario de adquisición y tendido de los conductores
- C_t = coste unitario actualizado de las pérdidas en los conductores

Los valores económicos que se han utilizado para la composición del sumando A han sido los que recoge el Baremo de Unidades de Obra del Grupo E NDESA.

6.6.4 Conductor más adecuado a utilizar en líneas subterráneas

Aplicando valores a las expresiones de:

- Coste de energía pérdida
- Valor actualizado de pérdidas
- Coste unitario de la línea de baja tensión

Se obtienen unos resultados que representados en un eje de coordenadas configuran el gráfico 2.

LÍNEAS SUBTERRÁNEAS BT

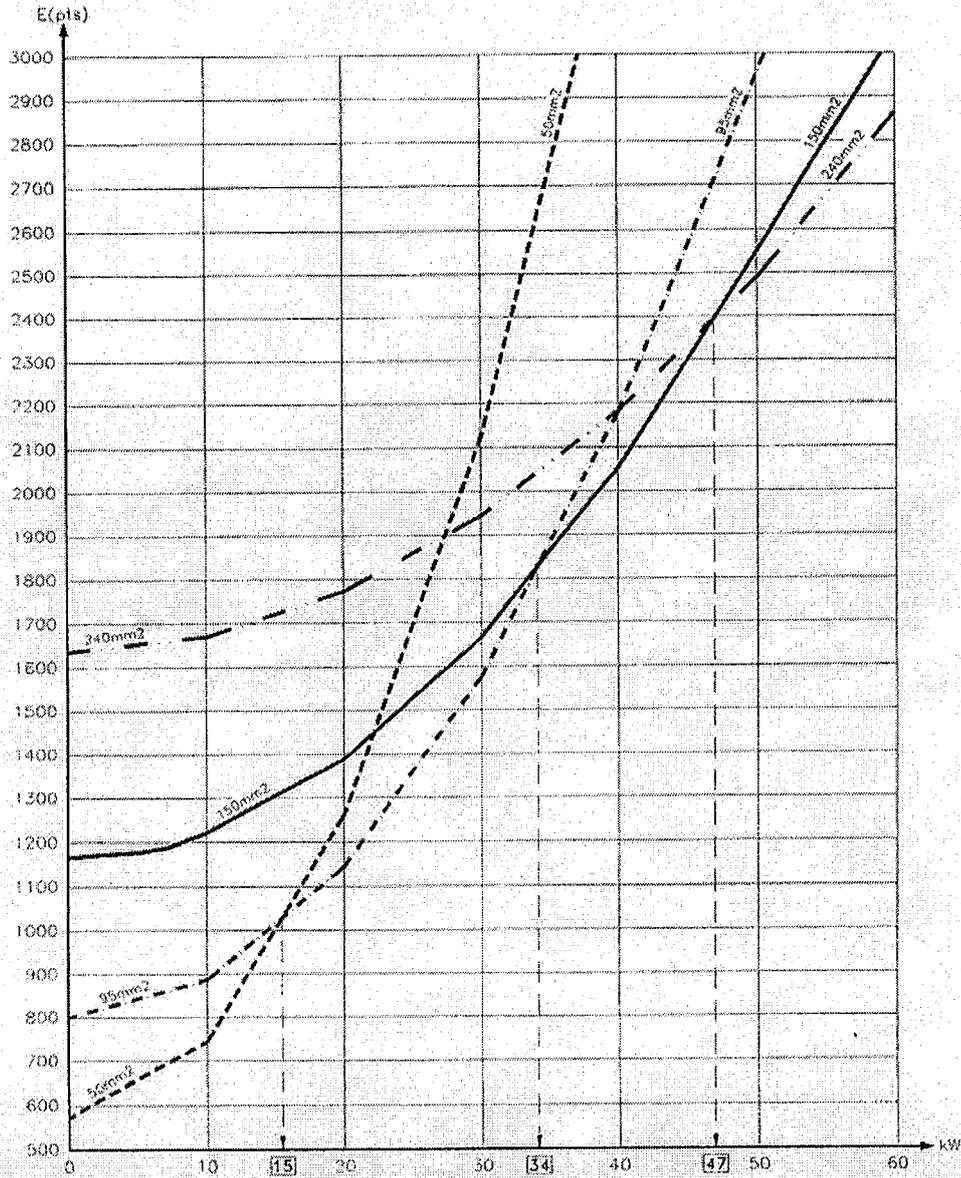


GRAFICO 2

Las curvas de los conductores de 50 y 95 mm² se muestran como información adicional

A la vista de la representación gráfica se llega a la conclusión de que en líneas subterráneas (no se hace distinción entre monofásicas y trifásicas) y en función de la potencia máxima inicial demandada, la sección más adecuada a utilizar en cada caso será la que recoge la tabla VIII.

TABLA VIII. CONDUCTOR A UTILIZAR EN LSBT EN FUNCION DE LA POTENCIA DEMANDADA

Potencia máxima inicial Demandada (Wd) kW	Sección del conductor (mm ²)
$Wd \leq 47$	150
$47 > Wd$	240

7 CONTINUIDAD DEL NEUTRO.

La continuidad del neutro quedara asegurada en todo momento, siendo de aplicación para ello lo dispuesto a continuación.

El conductor neutro no podrá ser interrumpido en las redes de distribución, salvo que esta interrupción sea realizada mediante uniones amovibles en el neutro próximas a los interruptores o seccionadores de los conductores de fase, debidamente señalizadas y que sólo puedan ser maniobradas con herramientas adecuadas, no debiendo, en este caso, ser seccionado el neutro sin que lo estén previamente las fases, ni conectadas estas sin haberlo sido previamente el neutro.

8 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO

El conductor neutro de la red se podrá conectar a tierra, en el propio electrodo de puesta a tierra del centro de transformación, en el caso de CT con tierras únicas. La condición indispensable para realizar este sistema de puesta a tierra es que la resistencia de la toma de tierra única, multiplicada por la corriente de defecto a tierra que pueda presentarse en caso de defecto de la instalación, no sea superior a 1000 V.

$$R_t \times I_d \leq 1000$$

De este modo se asegura que la tensión a la que puedan quedar sometidas las instalaciones de los clientes, en caso de defecto a tierra en el CT, será inferior a la tensión de prueba de 1500 V establecida en el MI BT 031.

Si el valor de la resistencia de puesta a tierra del CT no permite la instalación de tierras únicas, la tierra del neutro de la red debe ser independiente y se situará el electrodo a la distancia resultante del cálculo específico.

Se realizará con cable aislado (RV-0,6/1 kV), entubado e independiente de la red, con secciones mínimas de cobre de 50 mm², unido a la pletina del neutro del cuadro de baja tensión. Este conductor de neutro a tierra, se instalará a una profundidad mínima de 60 cm, pudiéndose instalar en una de las zanjas de cualquiera de las líneas de BT.

Por otra parte, el conductor neutro de cada línea se conectará a tierra a lo largo de la red en los armarios de distribución por lo menos cada 200 m, y en todos los finales, tanto de las redes principales como de sus derivaciones.

La conexión a tierra de los otros puntos de la red, atendiendo a los criterios expuestos anteriormente, se podrá realizar mediante piquetas de 2 m de acero - cobre, conectadas con cable de cobre desnudo de 50 mm² y terminal a la pletina del neutro. Las piquetas podrán colocarse hincadas en el interior de la zanja de los cables de BT. También podrán utilizarse electrodos formados placas o cable de cobre enterrados horizontalmente.

Una vez conectadas todas las puestas a tierra, el valor de la resistencia de puesta a tierra general deberá ser inferior a 37 Ω , de acuerdo con el Método de Cálculo y Proyecto de Instalaciones de Puesta a Tierra para Centros de Transformación conectados a Redes de Tercera Categoría, realizado por UNESA, para la red de BT.

En el caso de ampliaciones de la red de baja tensión, cuando se instalen nuevas líneas, en estas se deberá conectar a tierra el conductor neutro de la forma indicada.



Procedimiento para la gestión de suministro de energía eléctrica a LOTEOS y BARRIOS – S/
Reglamento de Extensiones de Redes aprobado por Resolución N° 180/2011

ANEXO VIII:

NORMATIVA PARA EL PROYECTO DE ELECTRIFICACIÓN DE URBANIZACIONES ESPECIALES

1) CÁLCULO DE LA POTENCIA DEMANDADA

Para el cálculo de la Potencia Demandada "P" por un grupo de clientes de un tramo de red o Subestación Transformadora se utilizará la siguiente expresión:

$$P \text{ [kW]} = N \times P_{un} + P_{sg} + P_{al}$$

Donde:

N: es el número de clientes residenciales

P_{un} : es la potencia unitaria [kW] declarada de cada lote destinado a vivienda unifamiliar. Tendrá un valor mínimo de 5 [kW] luego de haberla afectado por los factores de simultaneidad correspondientes.

P_{sg} : es la suma de las potencias de los servicios generales y otros suministros no residenciales [kW]

P_{al} : es la potencia total de alumbrado de calles [kW].

2) PRESENTACIÓN DE CÁLCULOS

Tomando como base la potencia demanda indicada en el punto 1), el Proyecto deberá verificar los siguientes criterios, tanto en configuración normal como en emergencia (realimentación por cierre de anillo):

- a) Densidad de corriente admisible.
- b) Caída de tensión admisible: en cualquier punto del distribuidor se admitirá:
En la red de baja tensión: hasta un 5 %.
En la red de media tensión: hasta un 8 %.

3) SUBESTACIONES TRANSFORMADORAS

La potencia y cantidad de las Subestaciones Transformadoras que, como mínimo, se requerirán surgirá del cálculo indicado en 1).

4) RED DE MEDIA TENSIÓN

El trazado de la red de MT dentro del Barrio se realizará únicamente por espacios comunes, a

EN VIGENCIA DESDE:		FECHA DE ACTUALIZACIÓN:	
Realizado:	Supervisado:	Aprobado:	



Procedimiento para la gestión de suministro de energía eléctrica a LOTEOS y BARRIOS – S/ Reglamento de Extensiones de Redes aprobado por Resolución N° 180/2011

criterio de la EPESF, que no tengan afectación presente o futura a construcción o forestación alguna.

La EPESF exigirá en el punto de conexión de la Urbanización Especial a la red externa elementos de maniobra y protección de acuerdo a la potencia demandada.

El equipamiento mínimo exigido será:

- para potencias de hasta 1 MW: seccionador bajo carga y fusibles.
- para potencias superiores a 1 MW: interruptor o reconectador.

Dicha red interna podrá realizarse mediante:

a) Distribución Aérea:

En caso que se opte por realizar la Red de Media Tensión en forma aérea, la misma responderá a tipos constructivos normalizados urbanos, en H°A°.

b) Distribución Subterránea:

En caso que la red de MT se proyecte en forma subterránea deberá ser anillada, contando con elementos de maniobra bajo carga que permitan aislar un eventual tramo fallado y reponer el servicio de los tramos sin falla. Su aislación será tipo XLPE, fabricados y construidos según especificaciones Técnicas Normales EPESF.

Los tipos y secciones de los conductores a utilizar para 13,2 kV serán: unipolares de 185 mm² de Al y 120 mm² de Cu, en ambos casos con pantalla de Cu de 50 mm².

Los tipos y secciones de los conductores a utilizar para 33 kV serán: unipolares de 120 mm² de Al y 70 mm² de Cu, en ambos casos con pantalla de Cu de 50 mm².

5) RED DE BAJA TENSIÓN

Dicha red interna podrá realizarse mediante:

a) Distribución Aérea:

En caso que la red de Baja Tensión se proyecte en forma aérea, la sección a utilizar será de 3x95/50/25 mm² preensamblado de Al.

b) Distribución Subterránea:

EN VIGENCIA DESDE:		FECHA DE ACTUALIZACIÓN:	
Realizado:	Supervisado:	Aprobado:	



**Procedimiento para la gestión de suministro de energía eléctrica a LOTEOS y BARRIOS – S/
Reglamento de Extensiones de Redes aprobado por Resolución N° 180/2011**

En caso que la red de Baja Tensión se proyecte en forma subterránea, los tipos y secciones de conductores a utilizar serán: 3x120/70 mm² de cobre o Al, o 3x185/95 mm² de Al, armados, con aislación XLPE, fabricados y construidos según especificaciones Técnicas Normales EPE.

La salida en BT de la SET se realizará mediante un Tablero de Distribución general de BT tipo buzón, de 4 vías como mínimo.

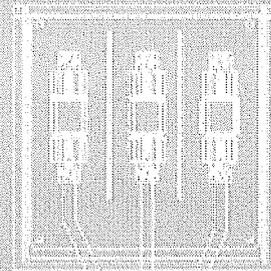
Los circuitos tendrán una configuración del tipo "anillo abierto" permitiendo, en caso de falla, la realimentación de cada cliente desde otra salida diferente.

Los pilares de acometida de la red subterránea serán del tipo entrada y salida del cable distribuidor, es decir conexión "guirnalda" con caja de dos vías.

Cuando la Reglamentación de Urbanización Municipal o el Reglamento interno del Barrio privado lo permita, la EPESF podrá autorizar como paso de cables de BT con cañeros la medianera entre lotes, siempre que esté desafectada de construcción o forestación a ambos lados de la misma.

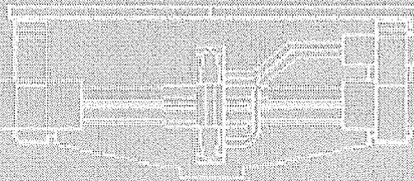
EN VIGENCIA DESDE:		FECHA DE ACTUALIZACIÓN:	
Realizado:	Supervisado:	Aprobado:	

PFISTERER



Sistemas para redes de potencia de Baja Tensión

Equipamiento para distribución subterránea en Baja Tensión



THE POWER CONNECTION

Bases y seccionadoras verticales para maniobra y protección en baja tensión

Pfisterer desarrolla bajo normas internacionales bases y seccionadoras verticales para fusibles NH utilizados en la protección y maniobra en redes de distribución subterránea de baja tensión. Se alojan en el interior de gabinetes, tableros y bastidores. Permiten alojar fusibles de alta capacidad de ruptura (NH) de todos los tamaños.

Los contactos están fabricados en cobre electrolítico soportados por un juego de resortes de presión que aseguran un contacto efectivo y duradero sobre las cuchillas del fusible aun en condiciones de sobrecarga prolongada.

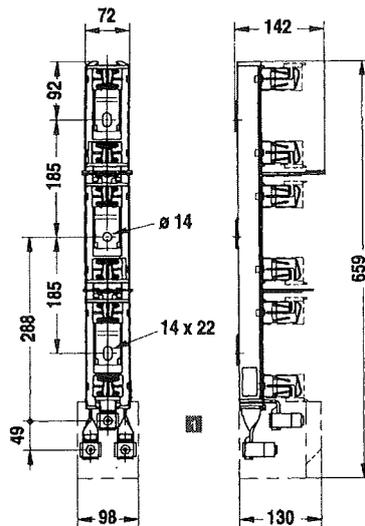
El juego de barras que van desde el contacto a la salida están completamente encapsuladas en el zócalo aislante asegurando de esta forma una buena resistencia dieléctrica entre las mismas.

Las seccionadoras poseen un sistema de extinción de arco que permite realizar maniobras de apertura en condiciones de servicio estando totalmente aisladas y protegidas contra contactos accidentales.

Bases verticales tripolares para protección en baja tensión

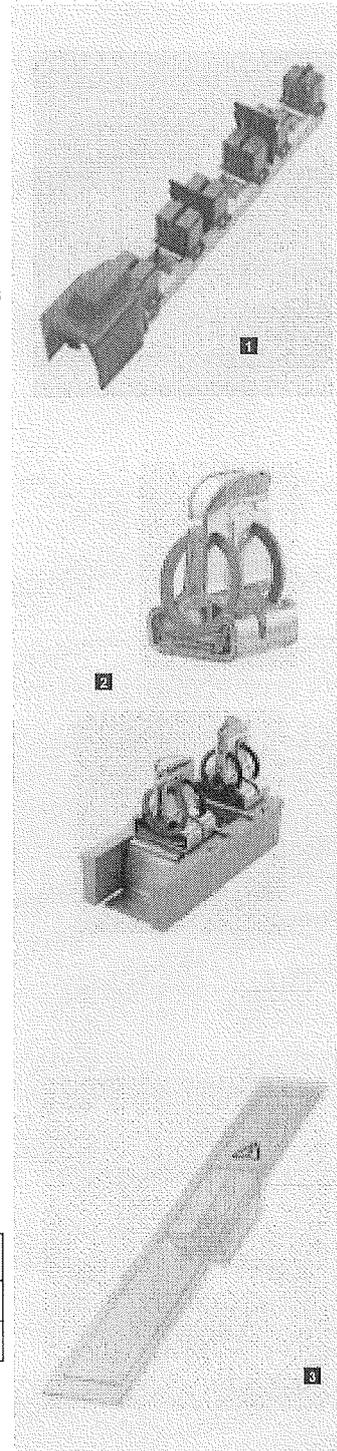
Materias Primas: Zócalos en polieéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV), autoextinguible.

Normas de fabricación y ensayos: DIN 43623 (fusibles NH DIN 43620)



Código	Modelo
1 A 400.001.386	Base tripolar vertical para fusible NH tamaño 2 y 3 630 A
2 A400.001.292	Protector aislante para bases verticales tamaño 2 y 3

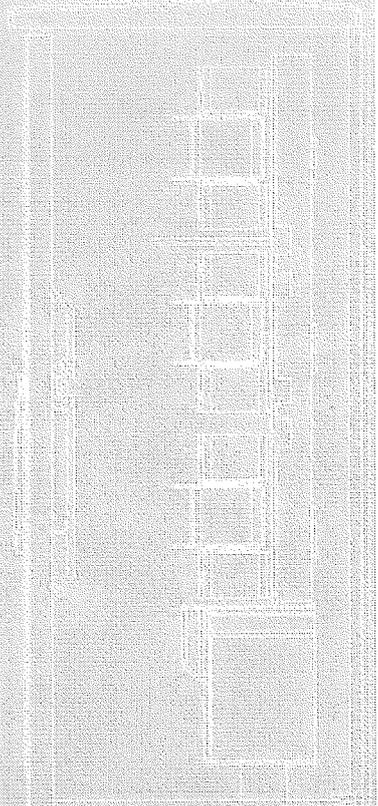
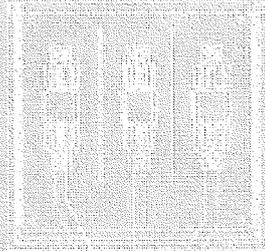
Para otras opciones o calibres consultar con nuestro departamento de ventas



PFISTERER

Av Velez sarsfield 464
C1282AFR Buenos Aires
Argentina
Teléfono: +54 11 4304 7114
Fax: +54 11 4362 2381
E-mail: pfisterer@pfisterer.com.ar

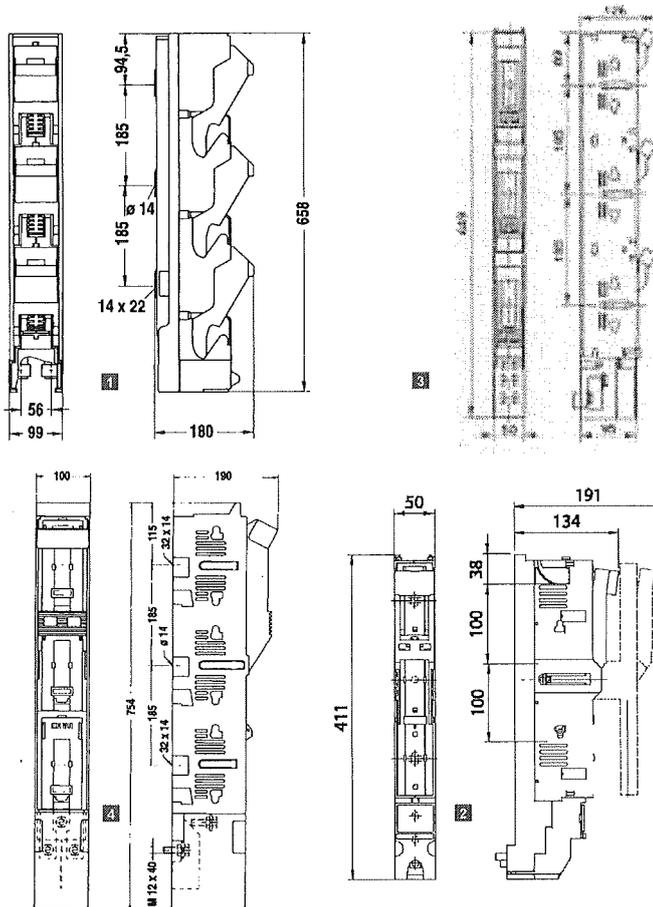
www.pfisterer.com.ar



Seccionadoras verticales tripolares para protección en baja tensión

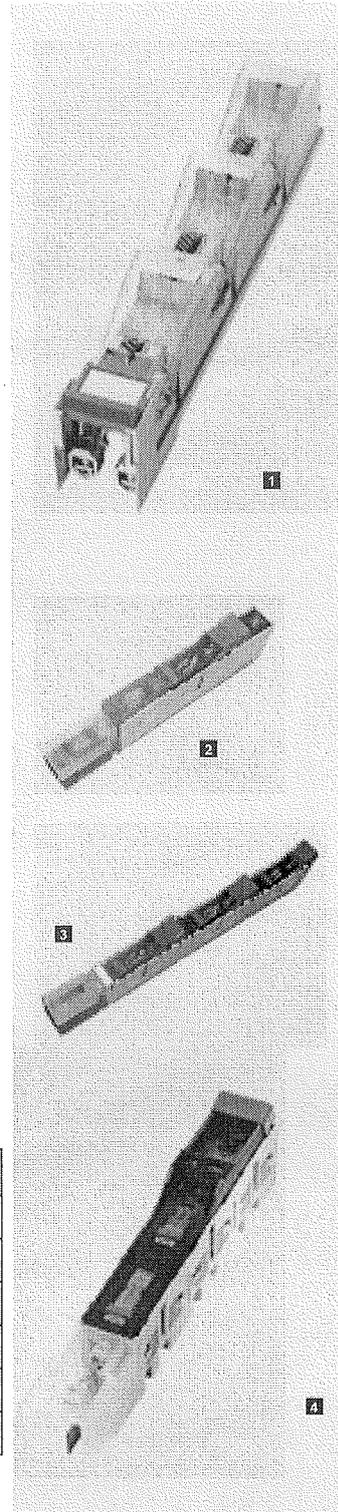
Materias Primas: Zócalos en polieéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV) , manijas y accesorios en Material termoplástico reforzado autoextinguible.

Normas de fabricación y ensayos: DIN 43623 (fusibles NH DIN 43620) IEC947

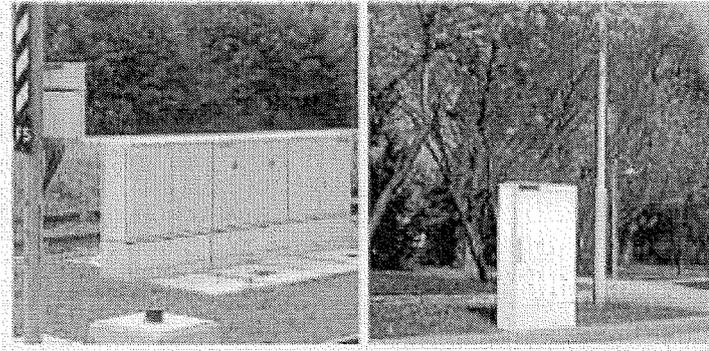


Código	Modelo
2 545 811 042	Seccionadora vertical tripolar de apertura tripolar 160 A para fusibles NH tamaño 00
3 545 811 043	Seccionadora vertical tripolar de apertura unipolar 160 A para fusibles NH tamaño 00
1 A400 001 455	Seccionadora vertical tripolar de apertura unipolar modelo SETRAL 630 A para fusibles NH tamaño 2 y 3
4 526 980 021	Seccionadora vertical tripolar de apertura unipolar 630 A para fusibles NH tamaño 3 o cuchilla
545 811 054	Seccionadora vertical tripolar de apertura unipolar 1000 A para fusibles NH tamaño 3 o cuchillas
141 800 020	Seccionadora vertical tripolar de apertura unipolar 1000 A con cuchillas fijas

Para otras opciones o calibres consultar con nuestro departamento de ventas



Gabinetes de Material Sintético para protección y maniobra de redes subterráneas de Baja Tensión



Fabricados en material aislante de alta resistencia mecánica y muy buena resistencia dieléctrica, conforman una solución integral, práctica y sencilla ante el problema de la protección y maniobra en redes subterráneas de baja tensión. Con muy buena resistencia a los agentes climáticos son aptos para ser instalados en la vía pública (tipo Buzón) o empotrados (tipo pared), de aplicación muy variada pueden contener en su interior un sistema de barras donde se adicionan bases y seccionadoras verticales para fusibles NH tamaños 00, 1,2 y 3, medidores de energía, interruptores o cualquier circuito de comando.

Materias Primas: Todas sus partes están fabricadas en políéster reforzado con fibra de vidrio (PRFV) obtenido por termoformado mediante modernas técnicas de moldeo (SMC). De alta resistencia mecánica, autoextinguible y resistente a la intemperie.

Ventilación: Una circulación de aire toma lugar entre la base y el cierre superior de puerta asegurando la disipación de temperatura que pueden ocasionar los elementos en servicio instalados en su interior.

Grado de Protección: IP43

Cierre de puertas: Posee un cierre a falleba con tres puntos de contacto como mínimo Y Bisagras de acero inoxidable. Cerradura de latón para manija normalizada o llave de combinación especial.

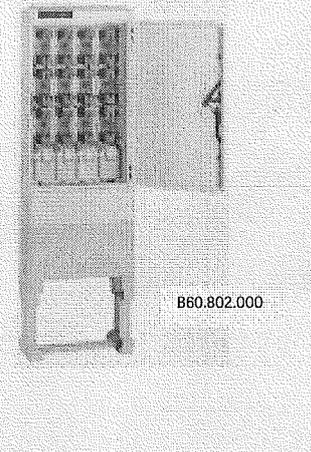
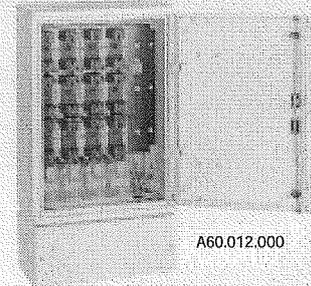
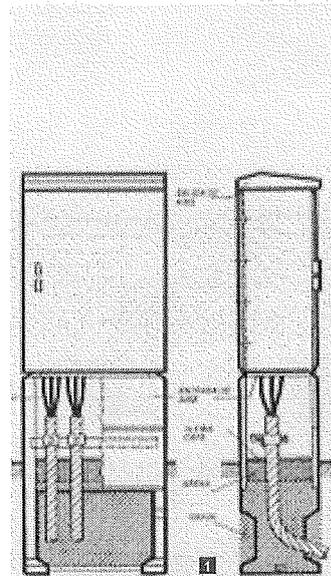
Base: Puede ser provisto con un pedestal también de PRFV con tapa de inspección desmontable.

Normas de fabricación y ensayos: DIN 53479 (Peso específico 1.65-1.85 g/cm³), DIN EN ISO 178 (Máxima resistencia a la Flexión, 130N/mm²)/179 (Impacto, 50 A 70 KJ/mm²), DIN EN 60695-(Prueba de punta caliente (630 °c) DIN EN 60243 (Resistencia Dieléctrica 20 KV/mm) DIN IEC 112, Efecto creep (KC600)

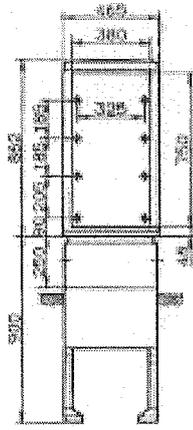
Seguridad: Totalmente aislados, los gabinetes Pfisterer están protegidos contra contactos accidentales, las puertas tienen una apertura mayor de 90 grados para facilitar la operación, en su interior se alojan bases portafusibles y seccionadoras totalmente protegidas.

Color: RAL 7032 /RAL7035 (mínimo impacto visual comprobado)

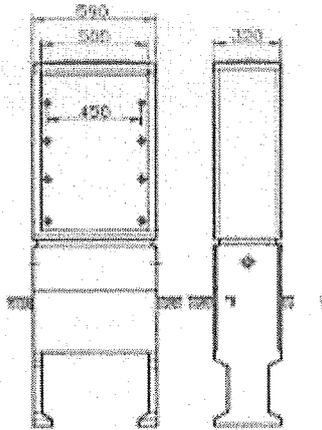
Instalación :  La base se entierra al nivel indicado, dejando fuera la tapa de inspección tal como se observa en la figura. Se monta el gabinete sobre la base y se fija con bulones y soportes provistos. A partir de este instante, ya se puede abrir la tapa de inspección desmontable del pedestal. Se instalan los conductores, afirmándolos al soporte del pedestal, se completa el relleno del interior del pedestal con tierra y arena gruesa, finalmente una pequeña capa de concreto concluye con el relleno del pedestal inmovilizando los conductores y proporcionando un medio absorbente para disminuir la condensación en el recinto.



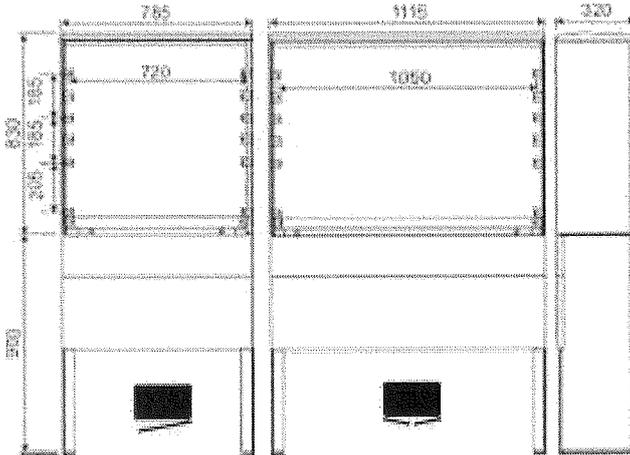
Gabinets tipo Buzón línea 160



Modelo 160
Tamaño 00

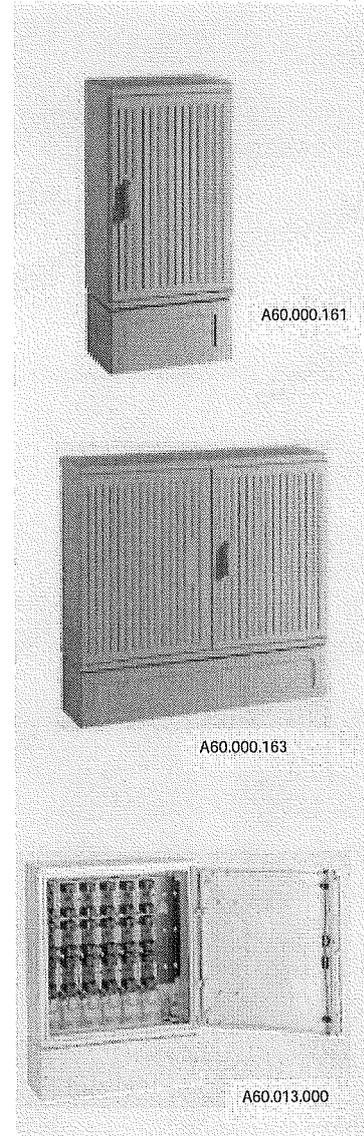


Modelo 161
Tamaño 0



Modelo 162
Tamaño 1

Modelo 163
Tamaño 2



A60.000.161

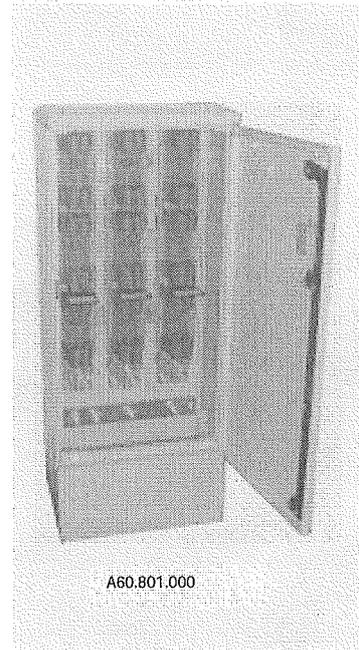
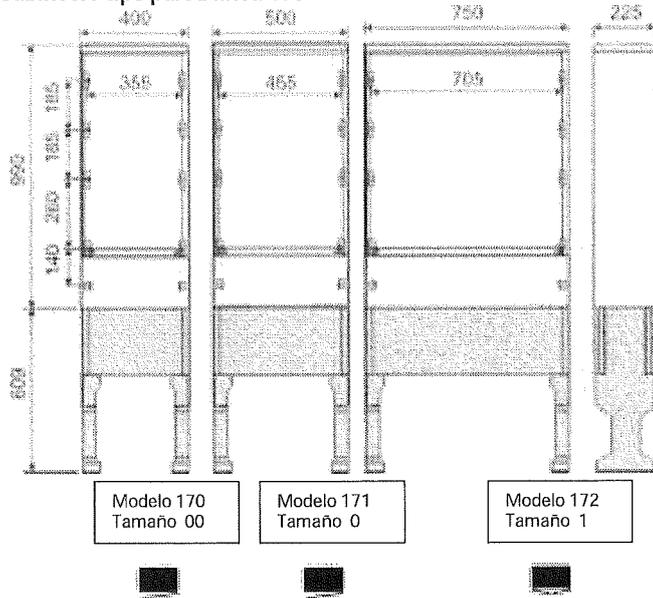
A60.000.163

A60.013.000

Todos los Gabinetes de la Línea 160 se Proveen con su Pedestal completo, cerradura estándar y tornillería cincada salvo especificaciones particulares.
Las posibilidades de combinación son muy variadas, adicionando salidas para bases y seccionadoras Verticales de cualquier tipo y calibre.

Para otras Opciones consultar con nuestro Departamento de ventas.

Gabinetes tipo pared línea 170

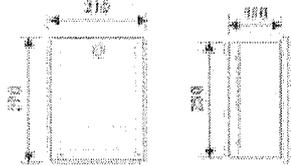


Código	Modelo	Equipamiento estándar
B60.000.170.Z	170	Gabinete de PRFV vacío
B60.000.171.Z	171	Gabinete de PRFV vacío
B60.000.172.Z	172	Gabinete de PRFV vacío
B60.000.160.Z	160	Gabinete de PRFV vacío
B60.000.161.Z	161	Gabinete de PRFV vacío
B60.000.162.Z	162	Gabinete de PRFV vacío
B60.000.163.Z	163	Gabinete de PRFV vacío
A60.200.143	160	3 bases tripolares verticales de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.386)
A60.200.066	160	3 bases tripolares verticales de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.386)
B60.016.000.S	161	4 bases tripolares verticales de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.386)
B60.200.131	161	4 seccionadoras tripolares verticales de apertura unipolar de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.455)
B60.013.000.S	162	6 bases tripolares verticales de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.386)
B70.002.000.S	162	1 Seccionadora Vertical tripolar de apertura unipolar NH3 1000 A (cod: 545.811.054) instalada en el centro y Cuatro bases tripolares verticales de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.386)
B60.200.023.S	163	8 bases tripolares verticales de 630 A (cod: A.400.001.386) Sistema de Barras Principales de 80 x 10 mm
B60.200.157.S	163	1 seccionadoras vertical de 1000 A (cod: A.545.811.054) y 6 bases tripolares verticales de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.386) Sistema de Barras Principales de 80 x 10 mm
B60.803.000.S	170	3 bases tripolares verticales de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.386)
B60.502.000.S	171	4 bases tripolares verticales de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.386)
A60.200.022	172	6 bases tripolares verticales de 630 A NH 2/3 (cod: A.400.001.386)

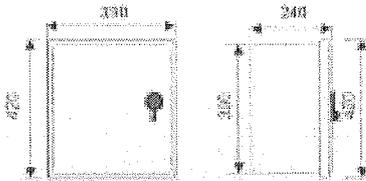
Las opciones que figuran en este catalogo son las mas utilizadas en distribución subterránea , existen muchas otras variantes de aplicación de estos Gabinetes, consulte con nuestro departamento de ventas.

Cajas para toma y distribución

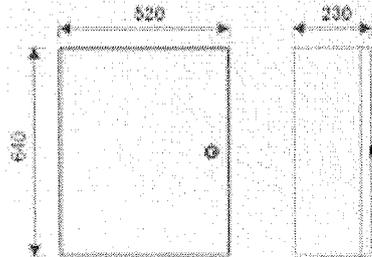
La caja esta fabricada en material aislante reforzado y resistente a la llama y la tapa en material aislante resistente a la intemperie, están diseñadas para alimentación, protección y maniobra de acometidas a clientes además de ser aptas para alojar bases portafusibles NH (DIN 43620), seccionadoras o elementos de maniobra de cualquier tipo. Pueden ser empotradas en pilares o paredes quedando la tapa expuesta para ser operada, con cerraduras normalizadas de latón y puerta abisagrada desmontable. Las bandejas interiores se fabrican en acero, con tratamiento de pintura epoxi (color ral6032)



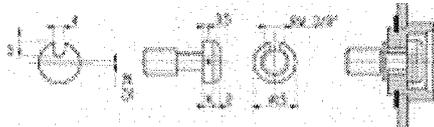
Toma de 63 a 160A



Toma de 200 a 400 A Para 6 bases00 o 3 bases NH1,2 y 3



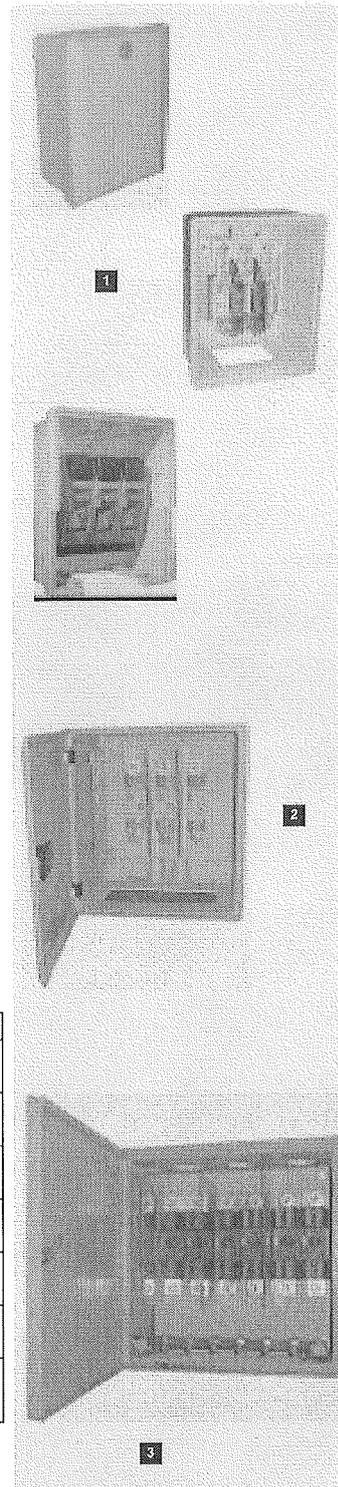
Toma de 500 de 3 a 6 bases NH 2 y 3



Cerradura normalizada

Código	Descripción
A10.001.254	Caja de toma de 63 A para tres fusibles NH00 con entrada y salida para terminales Normalizada.
A10.001.754	Caja de toma de 63 A con 1 seccionadora tripolar de 160 A Entrada para terminal, Salida con bornera
 A10.001.654	Caja de toma de 63 A con 3 seccionadoras unipolares de 160 A Entrada para terminal, Salida con bornera
A10.000.101	Caja de toma de 200 A de entrada y salida con 6 bases unipolares NH 00 (Típica configuración para distribución subterránea)
 A10.000.401	Caja de toma de 200 A con 3 bases unipolares NH01
A10.001.500	Caja de toma de 400 A con 3 bases unipolares NH 03 /02
 A10.001.259	Caja de toma de 500 A de entrada y salida con 6 bases unipolares NH 03 /02 (Típica configuración para distribución subterránea) totalmente aislada

Para otras opciones o configuraciones consultar con nuestro departamento de ventas



Derivaciones para cable armado de baja tensión con conector compacto.

Para derivaciones rápidas y económicas que no alteran las características mecánicas y eléctricas del conductor Pfisterer diseñó un equipamiento formado por un conector dentado de última generación y una resina de dos componentes de rápido fraguado que forma un sello estanco asegurando el servicio continuo del empalme en terrenos con alto contenido de humedad y aun bajo el agua.

La instalación es rápida y sencilla, se retiran las capas superiores del conductor tetrapolar (aislamiento y armadura si la tuviera) dejando expuestos los 4 conductores aislados, en esa instancia se aplica el conector y se efectúa la derivación todo el procedimiento puede ser realizado sin sacar de servicio al conductor.

Para más información Solicitar instrucciones de montaje a nuestro departamento de ventas.

El conector cuenta con un cuerpo de Aleación de aluminio forjado de alta resistencia mecánica, tortillería de acero cincado y un juego de dientes de latón estañados que están vinculados directamente con el conductor derivado. El cuerpo del conector está aislado de los contactos lo que otorga una gran seguridad durante la instalación.

El kit lo conforman un conjunto de elementos que junto al conector compacto, la resina y un botellón contenedor de polietileno harán posible el armado completo del empalme.

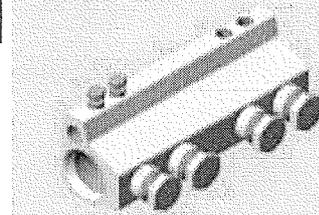
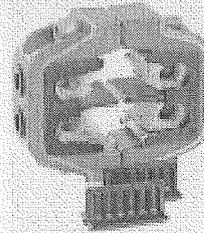
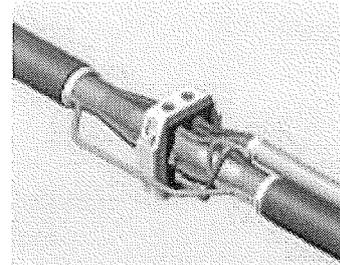
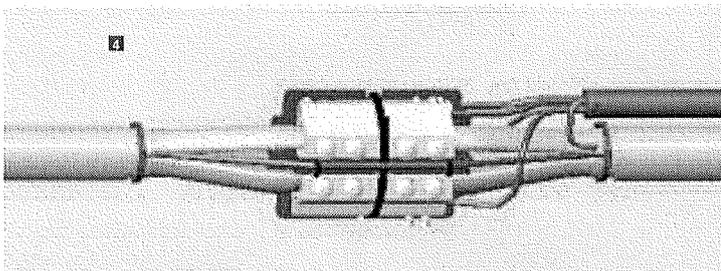
Código del Kit	Modelo de Empalme	Conductor Principal (mm ²)	conducto Derivado (mm ²)	A (mm)
A80.000.200	KA4	3x 95 / 70	3x35/16 a 4x4	300
A80.000.170	KA6	3x 120 / 70 3x 150 / 95	3x50/16 a 4x4	300
A80.000.130	KA8	3x 185 / 95 3x 240 / 120	3x50/16 a 4x4	500
A80.000.120	KA8C	3x 185 / 95 3x 240 / 120	3x50/16 a 4x4	350

Kit de Empalme con derivación incluida para cable armado subterráneo o cable de aislamiento en Papel aceite

El conector compacto se reemplaza por una unión de aleación de aluminio con tornillos de latón estañados con cabeza fusible, el cable se une y finalmente se extrae una o dos derivaciones de la misma unión, el empalme se completa y sella con resina.

Para más información Solicitar instrucciones de montaje a nuestro departamento de ventas.

Código	Modelo	Conducto Principal (mm ²)	Conductor Derivado (mm ²)	A (mm)
A80.000.150	KA8R	3x 240 / 95 3x 120 / 70	3x70/50 a 4x4	500
A80.000.210	KA4R	3x 50 / 35 3x 150 / 70	3x50/35a 4x4	350

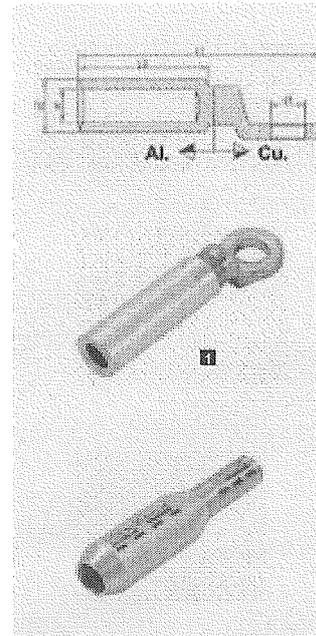


Terminales bimetálicos para conductores de aluminio para baja tensión

Normalmente para distribución aérea y subterránea los conductores son de aluminio o aleación de aluminio y los terminales de los elementos de maniobra y protección son de cobre, además por la características de la red es normal la presencia de humedad en el lugar de la instalación.

Ha quedado demostrado que para que la conexión sea efectiva y duradera se hace necesaria la utilización de este tipo de terminal en donde la zona de indentación o compresión es de aluminio y la zona del ojal es de cobre, por lo tanto no existe la formación de par galvanico con el consecuente deterioro de la unión.

En el cuerpo del terminal, la unión del cobre y el aluminio se consigue soldando por fricción ambos metales formando una aleación estanca en el punto de unión de los dos metales



1 Terminales para Indentación profunda						
Código	Sección (mm²)	Dimensiones (mm)				
		L1	L2	d1	d2	d3
305.668.008	50	88.5	48.5	10	20	12.8
305.668.009	70	88.5	48.5	12	20	12.8
305.668.014	95	88.5	48.5	13	20	12.8
305.668.016	120	108.5	65.5	14.5	25	12.8
305.668.017	150	108.5	65.5	15.5	25	12.8
305.668.020	185	108.5	65.5	18.5	32	12.8
305.668.025	240	108.5	65.5	21.1	32	12.8
305.668.030	300	153	91	23.5	36	16.5

Para indentación hexagonal o uniones bimetálicas de reducción 2 consultar con nuestro departamento de ventas

Imf-novameter (Registrador electrónico programable)

Tanto quien suministra corriente eléctrica como quien la recibe requieren información de la red acerca de: La variación de la carga (corriente, potencia). La Potencia reactiva o factor de potencia , la energía y la variación del voltaje.

Los instrumentos de la línea **imf-novameter** están equipados con dispositivos de medición analógicos completos para registrar y almacenar las magnitudes mencionadas ya sean Amperes, Voltios, Watts , cosfi además de ofrecer una cantidad de funciones adicionales :

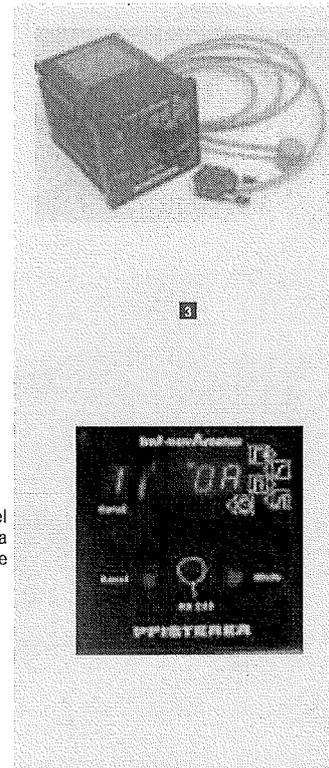
- Medición de corriente trifásica (True RMS) (Verdadero valor eficaz)
- Medición de voltaje trifásico (True RMS)
- Entrada para mediciones adicionales 0 / 4... 20 mA DC
- Presentación en pantalla de Potencia , energía , coseno fi
- Almacenaje de los parámetros de medición importantes indexados en el tiempo hasta por un año
- Memoria para almacenamiento de valores medidos de 512 kb
- Conexión directa libre de potencial en transformadores de corriente
- Conexión directa de voltaje
- Despliegue de los valores importantes del sitio con tiempo horario y fecha
- Lectura de datos digital en el panel frontal
- Conexión de Modem para lectura de datos a control remoto

La recuperación de los datos se efectúa en forma manual por visualización por leds en el mismo instrumento o mediante interfase óptica RS232 para conexión a computadora , la conexión se establece desde la interface optica situada al frente del instrumento, además se provee un software de operación , winnova para Windows .

Caja para montaje en panel construída en Noryl de 96x96x124mm, Grado de Protección IP20

Alimentación y consumo : 230Vca 50/60Hz , 25mA

Normas de prueba : EN61010-1 , EN50081-2 , EN50082-2 , conforme a CE.



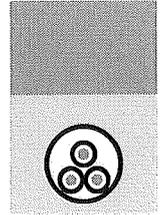
3	900.200.007	imf-novameter 2000 3Tensiones 3Corrientes TI5A
---	-------------	--

F) EJEMPLOS DE CÁLCULO

EJEMPLO DE CÁLCULO DE SECCIÓN EN MT (utilización de datos iniciales catálogo)

S = 8,5 MVA Potencia aparente
 U = 20 kV Tensión entre fases → (Tensión nominal del cable 12/20 kV)
 cos \emptyset = 0,8
 L = 200 m Longitud de la línea

Una terna de cables AL EPROTENAX COMPACT soterrados bajo tubo en condiciones estándar (profundidad 1 m, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica del terreno, 1,5 K-m/W).



Intensidad de corriente:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \rightarrow I = S / (\sqrt{3} \cdot U)$$

$$I = 8500 \times 10^3 / (\sqrt{3} \times 20000) \approx 245 \text{ A}$$

SECCIÓN POR CALENTAMIENTO (Imax ADMISIBLE)

Página 84, tabla para cables de AL o tabla 12 de la ITC-LAT 06

Sección nominal mm ²	Tensión nominal					
	105 °C					
	1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
120	320	280	245	230	235	215
150	360	315	275	255	265	240
185	415	360	315	290	295	275

Sección por calentamiento = 1 x 150 (Al)

Caída de tensión:

$$\Delta U = L \cdot I \cdot \sqrt{3} \cdot ((R \cdot \cos \emptyset) + (X \cdot \sin \emptyset))$$

L: Longitud de la línea en km = 0,2 km

I: Intensidad en A = 245 A

R: Resistencia de la línea en Ω /km = 0,277 Ω /km

cos \emptyset = 0,8 → sen \emptyset = 0,6

Página 82

Sección nominal mm ²	Resistencia máxima en c.a. y a 105 °C en Ω /km			
	Cables Unipolares		Cables Tripolares	
	Cu	Al	Cu	Al
120	0.206	0.340	0.209	0.343
150	0.168	0.277	0.170	0.281
185	0.134	0.221	0.137	0.224

X : reactancia de la línea en $\Omega / \text{km} = 0,110 \Omega / \text{km}$

Página 83

Sección nominal mm ²	Reactancia X en Ω / km por fase Tensión nominal del cable						
	1,8/3 kV	3,6/6 kV	6/10 kV	8,7/15 kV	12/20 kV	12/25 kV	18/30 kV
120	0.095	0.098	0.106	0.111	0.112	0.118	0.123
150	0.093	0.096	0.102	0.108	0.110	0.115	0.118
185	0.089	0.093	0.100	0.104	0.106	0.110	0.113

Por tanto...

$$\Delta U = 0,2 \times 245 \times \sqrt{3} \times ((0,277 \times 0,8) + (0,110 \times 0,6))$$

$$\Delta U = 24,41 \text{ V}$$

Intensidad de cortocircuito admisible:

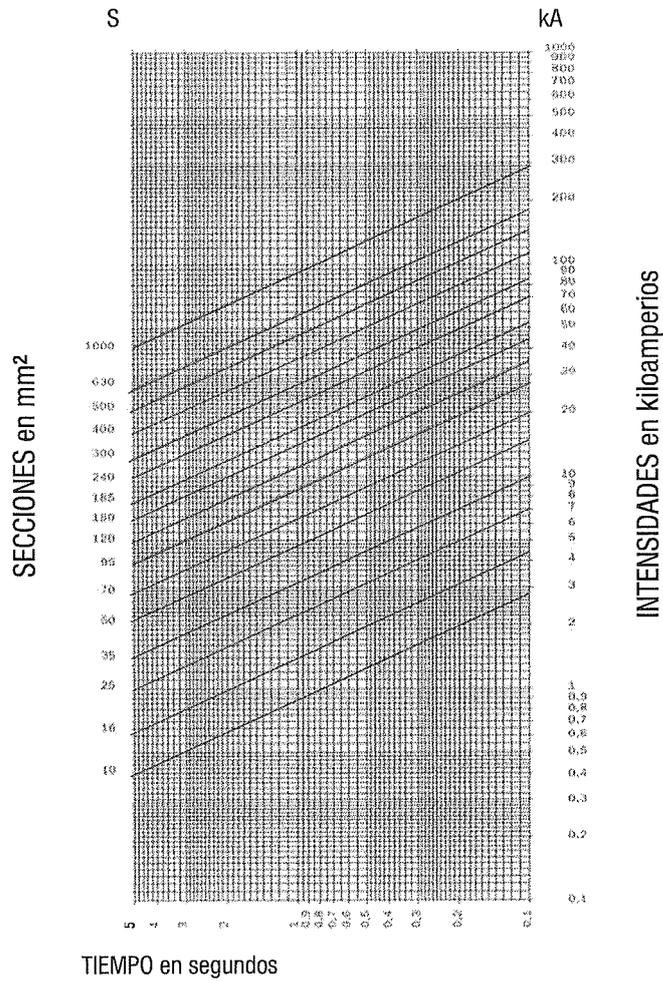
1. Cortocircuito monofásico (entre fase y pantalla)

Como nuestro cable pantalla de 16 mm² de carcasa de alambres de Cu nos vamos a la tabla XII de la página 86.

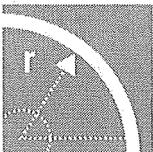
Diámetro medio de pantalla mm	Duración del cortocircuito, en seg.								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
10	5300	3880	3250	2620	1990	1720	1560	1450	1370
16	8320	6080	5090	4110	3130	2700	2440	2270	2150
25	12700	9230	7700	6160	4630	3960	3560	3290	3100

$$I_{cc} = 3130 \text{ A en 1s}$$

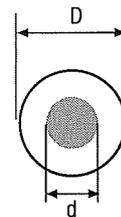
2. Cortocircuito polifásico (entre fases). **Página 88**



Radio de curvatura mínimo



- $10(D + d)$, para los cables unipolares apantallados y para los armados o con conductor concéntrico.
- $7,5(D + d)$, para los restantes tipos.
- $16D$ para cables de 26/45 kV



Página 75

Sección nominal mm ²	Ø ext. mm	Peso kg/km
	Tipo H (no armado)	
1 x 120	30	1093
1 x 150	32	1200
1 x 185	33,2	1369

Página 71

Sección mm ²	d Cuerda mm	d' Semic. int. mm
120	12,7	13,7
150	14	15
185	16,1	17,1

Radio de curvatura = $10 \cdot (D + d) = 10 \times (32 + 14) = 460 \text{ mm} \approx 15D$

CÁLCULO DE SECCIÓN POR INTENSIDAD ADMISIBLE. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE COEFICIENTES DE CORRECCIÓN.

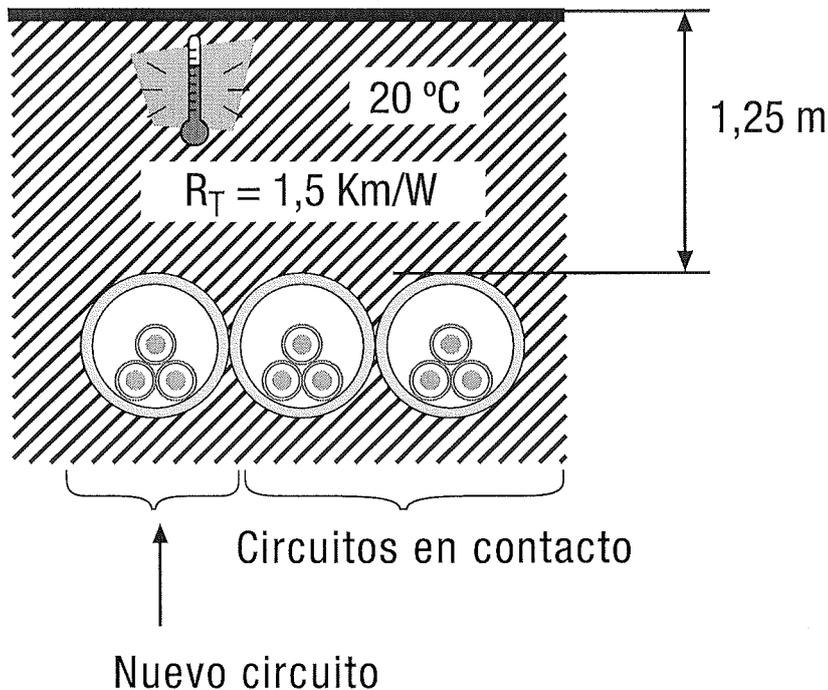
El cálculo de sección por el criterio de la máxima intensidad admisible es algo bastante sencillo, lo explicamos con un ejemplo de instalación cuyas condiciones se desvían del estándar de las tablas de la ITC-LAT 06.

Supongamos una instalación con las siguientes características:

- Intensidad de la línea: 280 A
- Cables unipolares Al Voltalene (aislamiento XLPE) enterrados bajo tubo (los tres cables en un tubo)
- Temperatura del terreno 20 °C
- Resistividad térmica del terreno 1,5 K·m/W
- Agrupación con otros 2 circuitos adicionales en cto.
- Instalación enterrada a 1,25 m



Cable Al Voltalene



El RLAT fija como estándares para tendidos subterráneos de media tensión bajo tubo las siguientes condiciones:

- Terno de cables unipolares enterrados bajo tubo
- Temperatura del terreno: 25 °C
- Resistividad térmica del terreno: 1,5 K·m/W
- Circuito único (sin influencia térmica de otros cables en el entorno)
- Profundidad de instalación: 1 m

Por tanto, estás son las condiciones para las que se han calculado las intensidades máximas admisibles para cables hasta 18/30 kV en instalaciones enterradas bajo tubo (tabla 12 de la ITC-LAT 06 o tabla IX de los cables tipo Voltalene).

Sección nominal mm ²	Tensión nominal					
	90 °C 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Al					
16	92	80	78	74	76	70
25	120	110	100	94	95	90
35	145	130	120	110	115	105
50	170	155	140	130	135	125
70	210	195	170	160	165	155
95	255	235	205	190	200	180
120	295	270	235	215	225	205
150	335	305	260	245	255	230
185	385	345	295	280	285	260
240	455	405	345	320	330	305
300	520	465	390	365	375	345
400	610	-	445	415	-	-
500	715	-	505	480	-	-
630	830	-	575	545	-	-

Cualquier desviación de las condiciones estándares, como es el caso que nos ocupa, debe ser afectada de los coeficientes de corrección que figuran en las tablas 7, 8, 10 y 11 de la citada ITC-LAT 06 (o tablas 1 y 2 de la página 14 y 3 y 4 de la página 15 de este catálogo).

De la tabla 7 del RLAT (o tabla 1, pág 14 del catálogo) obtenemos el coeficiente de corrección por temperatura distinta del estándar de 25 °C. Al ser de 20 °C la temperatura del terreno en nuestro ejemplo, como vemos el coeficiente de corrección por temperatura será de 1,04. Al tratarse de una temperatura inferior a 25 °C el coeficiente es superior a 1 pues el cable disipará mejor a temperatura más baja el calor generado por efecto Joule.

Temperatura de servicio, θ_s , en °C	Temperatura del terreno, θ_t , en °C								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
105 (Eprotenax Compact)	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83
90 (Voltalene)	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

$K_T = 1,04$

En la tabla 8 (o tabla 2, pág, 14 del catálogo) tenemos los factores de corrección para resistividad térmica. Como la resistividad de nuestro caso coincide con el estándar, el coeficiente será lógicamente 1.

Tipo de instalación	Sección del conductor mm ²	Resistividad térmica del terreno, K·m/W						
		0,8	0,9	1,0	1,5	2,0	2,5	3
Cables directamente enterrados	25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
	50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
	70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
	95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
	120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
	240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
	300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
Cables en interior de tubos enterrados	25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
	35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
	50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
	70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
	120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
	240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
	300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81	

$K_R = 1$

Al estar influido nuestro circuito por otros 2 en contacto, deberemos aplicar el correspondiente coeficiente por agrupamiento de la tabla 10 del RLAT (o tabla 3 de la página 15 del catálogo). Y vemos la importancia de esta proximidad de circuitos (fuentes de calor), el coeficiente a aplicar es 0,7.

		Factor de corrección								
Tipo de instalación	Separación de los ternos	Número de ternos en la zanja								
		2	3	4	5	6	7	8	9	10
Cables directamente enterrados	En contacto (d = 0 cm)	0,76	0,65	0,58	0,53	0,50	0,47	0,45	0,43	0,42
	d = 0,2 m	0,82	0,73	0,68	0,64	0,61	0,59	0,57	0,56	0,55
	d = 0,4 m	0,86	0,78	0,75	0,72	0,70	0,68	0,67	0,66	0,65
	d = 0,6 m	0,88	0,82	0,79	0,77	0,76	0,74	0,74	0,73	-
	d = 0,8 m	0,90	0,85	0,83	0,81	0,80	0,79	-	-	-
Cables bajo tubo	En contacto (d = 0 cm)	0,80	0,70	0,64	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,49
	d = 0,2 m	0,83	0,75	0,70	0,67	0,64	0,62	0,60	0,59	0,58
	d = 0,4 m	0,87	0,80	0,77	0,74	0,72	0,71	0,70	0,69	0,68
	d = 0,6 m	0,89	0,83	0,81	0,79	0,78	0,77	0,76	0,75	-
	d = 0,8 m	0,90	0,86	0,84	0,82	0,81	-	-	-	-

$K_A = 0,70$

Y por último la profundidad también debe ser considerada al ser distinta al valor de referencia de 1 m. 1,25 m de profundidad nos aportan un coeficiente de 0,98 en la tabla 11 del RLAT (o tabla 4 de la página 15) suponiendo de inicio que la sección resultado será superior a 185 mm², algo previsible pues partimos de una intensidad de 280 A.

Profundidad (m)	Cables enterrados de sección		Cables bajo tubo de sección	
	< 185 mm ²	> 185 mm ²	< 185 mm ²	> 185 mm ²
0,50	1,06	1,09	1,06	1,08
0,60	1,04	1,07	1,04	1,06
0,80	1,02	1,03	1,02	1,03
1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
1,25	0,98	0,98	0,98	0,98
1,50	0,97	0,96	0,97	0,96
1,75	0,96	0,94	0,96	0,95
2,00	0,95	0,93	0,95	0,94
2,50	0,93	0,91	0,93	0,92
3,00	0,92	0,89	0,92	0,91

$K_p = 0,98$

Resumiendo:

$$\left. \begin{array}{l}
 K_T = 1,04 \text{ (temperatura)} \\
 K_R = 1,00 \text{ (resistividad térmica)} \\
 K_A = 0,70 \text{ (agrupamiento)} \\
 K_P = 0,98 \text{ (profundidad)}
 \end{array} \right\} \begin{array}{l}
 I' = I_{\text{tabla 12}} \cdot K_T \cdot K_R \cdot K_A \cdot K_P \\
 I' \geq 280 \text{ A}
 \end{array}$$

La sección cuya intensidad corregida I' sea mayor que $I = 280$ A (dato inicial) será la adecuada.

Probamos con el cable de 300 mm² para ver si cumple la condición. Tomamos el valor de intensidad de la tabla 12 y aplicamos los coeficientes. Se corresponde con la tabla IX de los cables Voltalene de este catálogo.

Sección nominal mm ²	Tensión nominal					
	90 °C 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Al					
16	92	80	78	74	76	70
25	120	110	100	94	95	90
35	145	130	120	110	115	105
50	170	155	140	130	135	125
70	210	195	170	160	165	155
95	255	235	205	190	200	180
120	295	270	235	215	225	205
150	335	305	260	245	255	230
185	385	345	295	280	285	260
240	455	405	345	320	330	305
300	520	465	390	365	375	345
400	610	-	445	415	-	-
500	715	-	505	480	-	-
630	830	-	575	545	-	-

$I' = 365 \times K_T \cdot K_R \cdot K_A \cdot K_P = 365 \times 1,04 \times 1,00 \times 0,70 \times 0,98 = 260,4 \text{ A} < 280 \text{ A}$ y por tanto la sección de 300 mm^2 no satisface la intensidad admisible que necesitamos.

Probamos con la siguiente sección, 400 mm^2 :

Sección nominal mm ²	Tensión nominal					
	90 °C 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Al					
16	92	80	78	74	76	70
25	120	110	100	94	95	90
35	145	130	120	110	115	105
50	170	155	140	130	135	125
70	210	195	170	160	165	155
95	255	235	205	190	200	180
120	295	270	235	215	225	205
150	335	305	260	245	255	230
185	385	345	295	280	285	260
240	455	405	345	320	330	305
300	520	465	390	365	375	345
400	610	-	445	415	-	-
500	715	-	505	480	-	-
630	830	-	575	545	-	-

$I' = 415 \times K_T \cdot K_R \cdot K_A \cdot K_P = 415 \times 1,04 \times 1,00 \times 0,70 \times 0,98 = 296,1 \text{ A} > 280 \text{ A}$ y por tanto la sección de 400 mm^2 sería la sección a instalar.

Ahora procedería comprobar si se cumple el criterio de la caída de tensión y del cortocircuito máximo admisible para saber si la sección de 400 mm^2 es la mínima que cumple los requisitos técnicos.

Recomendamos, que una vez se sepa el valor de la sección mínima admisible técnicamente se haga el cálculo de la sección económica y se tengan en cuenta las reducciones de emisiones de CO₂ que puede conseguir con secciones superiores por reducción de las pérdidas resistivas. Con secciones superiores conseguirá además: prolongar la vida útil de la línea al ir más descargada, mejorar la respuesta a fenómenos transitorios y tener la posibilidad de aumentar la potencia en un futuro sin cambiar de cable.

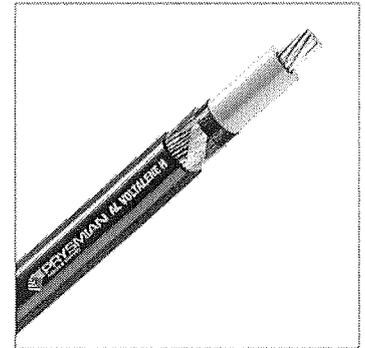
EJEMPLO DE CÁLCULO DE CAÍDA DE TENSIÓN.

La caída de tensión es un valor que rara vez es dominante para determinar la sección de conductor a utilizar en una línea de MT subterránea pero es necesario comprobar que su valor no supera los límites que se establecen.

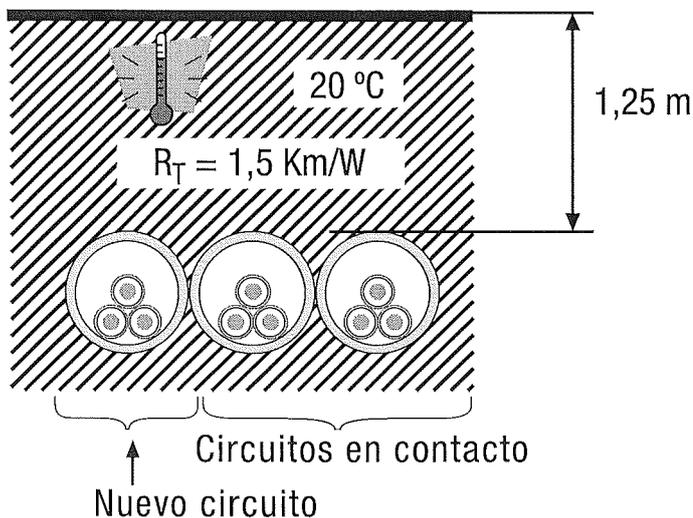
Supongamos una instalación con las siguientes características:

Partiremos de los datos de la línea utilizada en el anterior artículo técnico sobre aplicación de coeficientes de corrección.

- Intensidad de la línea: 280 A
- Cables unipolares Al Voltalene de 12/20 kV (aislamiento XLPE) enterrados bajo tubo (los tres cables en un tubo)
- Temperatura del terreno 20 °C
- Resistividad térmica del terreno 1,5 K·m/W
- Agrupación con otros 2 circuitos adicionales en cto.
- Instalación enterrada a 1,25 m
- Longitud de la línea: 800 m
- Tensión de línea 20 kV
- $\cos\varphi = 0,9$



Cable Al Voltalene



En estas condiciones recordemos que la sección por el criterio de la intensidad admisible es de 400 mm² dado que al aplicar los coeficientes de corrección (ya que las condiciones de la línea se desvían del estándar) al valor de la intensidad tabulada para cable con aislamiento de XLPE de aluminio nos satisfacía la condición siguiente (ver ejemplo anterior):

$$I' = 415 \times K_T \cdot K_R \cdot K_A \cdot K_P = 415 \times 1,04 \times 1,00 \times 0,70 \times 0,98 = 296,1 \text{ A} > 280 \text{ A (ver ejemplo anterior)}$$

Siendo 415 A la intensidad máxima admisible para cable de 400 mm² en condiciones estándares (ver tabla 12, ITC-LAT 06) y K_T , K_R , K_A y K_P los coeficientes de corrección por temperatura, resistividad térmica del terreno, agrupamiento y profundidad de nuestra instalación respectivamente.

Con un simple cálculo podemos saber la caída de tensión máxima en la línea. Toda vez que sabemos que el valor aproximado de la caída de tensión en un sistema trifásico se obtiene con la fórmula:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)$$

Donde:

ΔU : es la caída de tensión en V

L: longitud de la línea en km

I: intensidad de corriente que recorre la línea en A

R: resistencia del conductor en Ω/km (valores reflejados en este catálogo)

X: reactancia de la línea en Ω/km (valores reflejados en este catálogo)

Tomando los valores de R y X que, para cable Al Voltalene de 1x400 de 12/20 kV, figuran en las páginas 105 y 106...

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 0,8 \times 280 \times (0,105 \times 0,9 + 0,101 \times 0,436) = 53,75 \text{ V}$$

Expresado porcentualmente, sabiendo que la tensión de línea es de 20 kV:

$$\Delta U = 53,75/20000 \times 100 \approx 0,27 \%$$

Los valores calculados parten de la suposición de tener el cable a máxima sollicitación térmica, pues la resistencia introducida en la fórmula (0,105 Ω /km) está calculada a 90 °C (máxima temperatura en cables con aislamiento de XLPE) tal y como dice la tabla del catálogo.

Si queremos saber la caída de tensión a la temperatura real del conductor, debemos calcular la resistencia a esa temperatura real y por tanto conocer su valor.

Para ello recurrimos a la fórmula de cálculo de la temperatura del conductor:

$$T = T_{\text{amb}} + (T_{\text{máx}} - T_{\text{amb}}) (I/I_{\text{máx}})^2$$

Donde:

T_{amb} : temperatura ambiente de la instalación (20 °C en nuestro caso)

$T_{\text{máx}}$: temperatura máxima que puede soportar el conductor (90 °C para el cable Al Voltalene de nuestro ejemplo)

I: intensidad que recorre el conductor (280 A)

$I_{\text{máx}}$: intensidad máxima que puede recorrer el conductor en las condiciones de la instalación (296,1 A). Este es el valor máximo de corriente que podría circular por el conductor en las condiciones de instalación en las que se encuentra. (Ver cálculo realizado anteriormente con los coeficientes de corrección)

Por tanto:

$$T = 20 + (90 - 20) \cdot (280/296,1)^2 = 82,6 \text{ °C}$$

Y la resistencia de un conductor a una temperatura X determinada se obtiene con la siguiente expresión:

$$R_T = R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20))$$

Donde:

R_T : valor de la resistencia del conductor en Ω /km a la temperatura T

R_{20} : valor de la resistencia del conductor a 20 °C (valor típicamente tabulado). Al cable de 400 mm² de aluminio corresponde una resistencia de 0,0778 Ω /km a 20 °C (página 104).

α : coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en °C⁻¹ (0,00392 para Cu y 0,00403 para Al)

T: temperatura real del conductor (°C)

Sustituyendo:

$$R_{82,6 \text{ °C}} = 0,0778 \times (1 + 0,00403 \times (82,6 - 20)) = 0,097 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Con lo que la caída de tensión a la temperatura a la que realmente está el conductor será de:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times 0,8 \times 280 \times (0,097 \times 0,9 + 0,101 \times 0,436) = 50,95 \text{ V}$$

Y en tanto por ciento:

$$\Delta U = 50,95/20000 \times 100 = 0,25475 \%$$

Como vemos el valor es inferior que anteriormente porque en el caso anterior se supuso el cable a 90 °C.

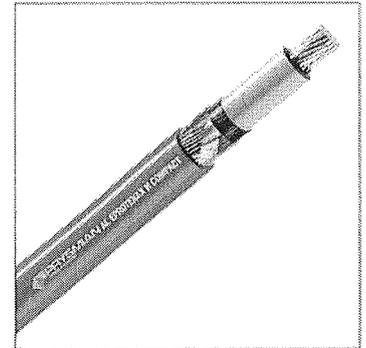
No han salido valores muy dispares por estar el cable sometido a una intensidad cercana al máximo admisible (280 A está cercano a 296,1 A), si fuera más distante por dominar, por ejemplo, el criterio de cortocircuito frente al de la intensidad admisible el valor calculado según este último método reflejaría una diferencia mayor.

EJEMPLO DE CÁLCULO DE SECCIÓN POR CORTOCIRCUITO.

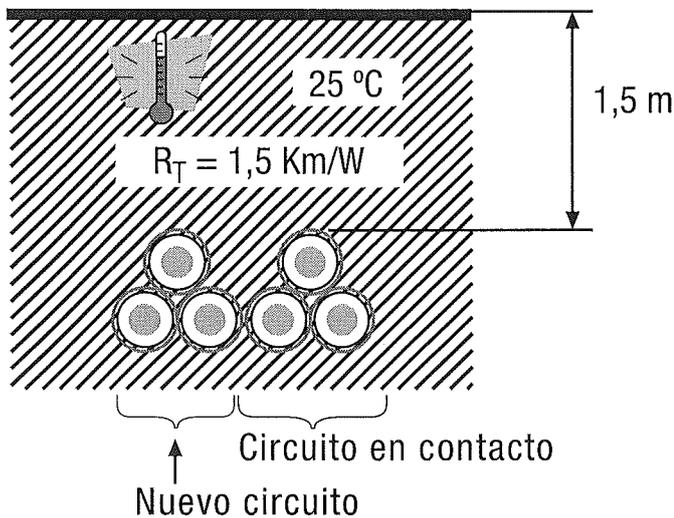
Partiendo de un valor de potencia de cortocircuito máximo y del tiempo de disparo de las protecciones se puede obtener la sección que nos garantice la respuesta adecuada del cable a tal sollicitación. Siguiendo las indicaciones del RLAT calculamos paso a paso la sección de conductor a instalar en una línea de MT según el criterio del cortocircuito.

Datos de la instalación:

- Potencia de la línea: $S = 2500 \text{ kVA}$
- Potencia de cortocircuito: $S_{cc} = 400 \text{ MVA}$
- Tiempo de disparo de las protecciones: $t_{cc} = 0,3 \text{ s}$
- Tensión de la línea: $U = 18 \text{ kV}$
- Temperatura del terreno: $T_{amb} = 25 \text{ °C}$
- Resistividad térmica del terreno: $R_T = 1,5 \text{ K}\cdot\text{m}/\text{W}$
- Instalación enterrada a $1,5 \text{ m}$
- Agrupación con otro circuito adicional en contacto
- Cables unipolares Al Eprotenax Compact 12/20 kV (aislamiento HEPR) directamente enterrados



Al Eprotenax Compact



Primeramente calculamos la sección por el criterio de la intensidad admisible.

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \rightarrow I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \rightarrow I = \frac{2500 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 18000} = 80,2 \text{ A}$$

Como las condiciones de la línea difieren de las estándares para las que se han calculado las intensidades admisibles de la tabla 6 de la ITC-LAT 06 del RLAT (intensidades para cables directamente enterrados) o tabla IX de cables tipo Eprotenax Compact debemos utilizar coeficientes de corrección.

Profundidad de instalación $1,5 \text{ m} \rightarrow K_p = 0,97$ (tabla 11, ITC-LAT 06 o tabla del punto 4 de la página 15 de este catálogo)

Agrupación con otro circuito $\rightarrow K_A = 0,76$ (tabla 10, ITC-LAT 06 o tabla del punto 3 de la página 15 de este catálogo)

Aplicando los coeficientes...

$$I' = I / (K_p \cdot K_A) = 80,2 / (0,97 \times 0,76) = 108,8 \text{ A}$$

El primer valor que supera $108,8 \text{ A}$ en la tabla 6 de la ITC-LAT 06 o tabla IX de cables tipo Eprotenax Compact es 125 y corresponde a la sección de 35 mm^2

Sección nominal mm ²	Tensión nominal					
	105 °C 1,8/3 kV a 18/30 kV					
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
	Conductores de Al					
16	92	80	82	76	78	72
25	125	110	105	95	100	95
35	150	135	125	115	120	110
50	180	160	145	135	145	130
70	225	200	180	170	170	160
95	275	240	215	200	205	190
120	320	280	245	230	235	215
150	360	315	275	255	265	240
185	415	360	315	290	295	275
240	495	425	365	345	345	325
300	565	485	410	390	390	365
400	660	-	470	450	-	-
500	775	-	540	515	-	-
630	905	-	615	590	-	-

Este cálculo se puede realizar con igual resultado tomando los valores de la tabla, multiplicándolos por los coeficientes y comparando con la intensidad de la línea pero suele ser un poco más laborioso:

Para 25 mm² → $I_{\text{tabla25}} \cdot K_p \cdot K_A \rightarrow 105 \times 0,97 \times 0,76 = 77,41 \text{ A} < 80,2 \text{ A}$ no vale 25 mm²

Para 35 mm² → $I_{\text{tabla25}} \cdot K_p \cdot K_A \rightarrow 125 \times 0,97 \times 0,76 = 92,15 \text{ A} > 80,2 \text{ A}$ vale 35 mm²

Como punto de partida para el cálculo de la sección por cortocircuito tenemos la sección de 35 mm² (mínimo valor aceptable por calentamiento) de Al Eprotenax Compact (aislamiento HEPR). Vamos a comprobar inicialmente si esta sección nos soportará el cortocircuito máximo previsto. Para ello recurrimos a la tabla 26 de la ITC-LAT 06 del RLAT en la que tenemos los valores máximos de densidad de corriente en A/mm² en función del tiempo de duración del cortocircuito para conductores de aluminio.

Tipo de aislamiento	$\Delta\theta^*$ (K)	Duración del cortocircuito, t_{cc} , en segundos									
		0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
PVC:											
sección ≤ 300 mm ²	90	240	170	138	107	98	76	62	53	48	43
sección > 300 mm ²	70	215	152	124	96	87	68	55	48	43	49
XLPE, EPR y HEPR	160	298	211	172	133	122	94	77	66	59	54
HEPR U ₀ /U ≤ 18/30 kV	145	281	199	162	126	115	89	73	63	56	51

$\Delta\theta^*$ es la diferencia entre la temperatura de servicio permanente y la temperatura de cortocircuito.

Esta tabla recoge los resultados de aplicación de la siguiente fórmula para el cortocircuito:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}}$$

Donde:

I_{cc} : corriente de cortocircuito (A)

S: sección del conductor, en mm²

K: coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de las temperaturas al inicio y final del cortocircuito. Coincide lógicamente con el valor de la densidad de corriente para cortocircuito de duración 1s.

t_{cc} : duración del cortocircuito, en segundos ($0,1 \text{ s} \leq t_{cc} \leq 5 \text{ s}$)

Para comprobar si la sección de 35 mm² soporta el cortocircuito, primero calculemos la I_{cc} máxima a soportar por la línea a partir de la potencia de cortocircuito de los datos iniciales:

$$S_{cc} = \sqrt{3 \cdot U \cdot I_{cc}} \quad I_{cc} = S_{cc} / (\sqrt{3} \cdot U) \quad I_{cc} = 400 \times 10^6 / (\sqrt{3} \times 18000) = 12830 \text{ A}$$

Ahora tomando el valor de la tabla 26 (162 A/mm²) no tenemos más que multiplicarlo por la sección del conductor y sabremos que cortocircuito máximo soporta el cable en el tiempo de disparo de las protecciones (0,3 s).

$$I_{cc35} = 162 \text{ A/mm}^2 \times 35 \text{ mm}^2 = 5670 \text{ A} < 12830 \text{ A}$$

Como el valor obtenido es menor que los 12860 A tendremos que emplear una sección mayor. Probamos por tanto con las secciones superiores:

$$I_{cc50} = 162 \text{ A/mm}^2 \times 50 \text{ mm}^2 = 8100 \text{ A} < 12830 \text{ A}$$

$$I_{cc70} = 162 \text{ A/mm}^2 \times 70 \text{ mm}^2 = 11340 \text{ A} < 12830 \text{ A}$$

$$I_{cc95} = 162 \text{ A/mm}^2 \times 95 \text{ mm}^2 = 15390 \text{ A} > 12830 \text{ A}$$

Como vemos la sección de 95 mm² es la primera que soportaría el cortocircuito y por ello es la sección solución. Pero podemos hacer los cálculos teniendo en cuenta la temperatura inicial real a la que está el conductor realmente lo que nos lleva a obtener intensidades de cortocircuito mayores en los cables, ya que la tabla 26 está realizada en base al caso más desfavorable, que sería cuando el cable está en régimen permanente a máxima sollicitación, es decir, en nuestro caso cuando el cable llevara la máxima intensidad admisible en régimen permanente y por tanto su temperatura sería de 105 °C al tratarse de aislamiento de HEPR.

Ya sabemos que la sección de 95 mm² soportaría el cortocircuito, ahora nos interesa saber si podemos utilizar una sección inferior que nos garantice igualmente una respuesta adecuada, por tanto procedemos a hacer números más "afinados" con la sección de 70 mm².

En el apartado 6.2 de la ITC-LAT 06 del RLAT encontramos que si queremos calcular el cortocircuito máximo teniendo en cuenta la temperatura inicial del conductor no tendríamos más que utilizar la fórmula empleada anteriormente afectando el segundo término de un factor que depende de la temperatura inicial y final del conductor y de la naturaleza del conductor y su aislamiento.

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t_{cc}}} \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_i + \beta}\right)}{\ln\left(\frac{T_{cc} + \beta}{T_s + \beta}\right)}}$$

Donde:

T_{cc} : máxima temperatura de cortocircuito admisible (250 °C para cables de HEPR y XLPE)

T_i : temperatura del conductor en régimen permanente. Es la temperatura a la que se inicia el cortocircuito

T_s : temperatura máxima del conductor en régimen permanente (105 °C para cables con aislamiento de HEPR y 90 °C para cables con aislamiento de XLPE)

β : 235 para cobre y 228 para aluminio

Tenemos todos los valores excepto la temperatura inicial del conductor (T_i). Por lo que debemos calcularla con la siguiente expresión:

$$T_i = T_{amb} + (T_s - T_{amb}) (I/I_{m\acute{a}x})^2$$

Donde:

T_i : temperatura del conductor en régimen permanente (cuando circulan 80,2 A)

T_{amb} : temperatura ambiente de la instalación (25 °C en nuestro caso)

T_s : temperatura máxima que puede soportar el conductor (105 °C para el cable Al Eprotenax Compact de nuestro ejemplo, aislamiento de HEPR)

I: intensidad que recorre el conductor (80,2 A)

$I_{m\acute{a}x}$: intensidad máxima que puede recorrer el conductor en las condiciones de la instalación ($I_{m\acute{a}x70} = I_{tabla70} \cdot K_p \cdot K_a = 180 \times 0,97 \times 0,76 = 132,7 \text{ A}$) (ver tabla de intensidades admisibles de la que se ha tomado el valor para 70 mm², 180 A)

Sustituyendo

$$T_{I70} = 25 + (105-25) \times (80,2/132,7)^2 = 54,22 \text{ °C}$$

Por lo que la intensidad de cortocircuito será:

$$I_{cc70} = \frac{89 \cdot 70}{\sqrt{0,3}} \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{250 + 228}{54,22 + 228}\right)}{\ln\left(\frac{250 + 228}{105 + 228}\right)}} = 13733 \text{ A} > 12830 \text{ A, por tanto la sección de } 70 \text{ mm}^2 \text{ soportaría la intensidad de cortocircuito de } 12830 \text{ A durante los } 0,3 \text{ s de tiempo hasta el disparo de las protecciones.}$$

Vamos a probar con la sección de 50 mm²:

$$I_{m\acute{a}x50} = I_{\text{tabla50}} \cdot K_P \cdot K_A \quad I_{m\acute{a}x50} = 145 \times 0,97 \times 0,76 = 106,9 \text{ A (intensidad m\acute{a}xima que puede soportar el conductor en las condiciones de la instalaci\o{n})}$$

$$T_{I50} = 25 + (105-25) \times (80,2/106,9)^2 = 70 \text{ °C}$$

$$I_{cc50} = \frac{89 \cdot 50}{\sqrt{0,3}} \sqrt{\frac{\ln\left(\frac{250 + 228}{70 + 228}\right)}{\ln\left(\frac{250 + 228}{105 + 228}\right)}} = 9289 \text{ A} < 12830 \text{ A}$$

El conductor de 50 mm² no soporta la intensidad de cortocircuito como vemos. La soluci\o{n} es por lo tanto **70 mm²**.

No obstante tendr\xedamos ahora que plantear el concepto de "secci\o{n} comercial" como aquella secci\o{n} que es m\acute{a}s f\acute{a}cil encontrar en stock y sobre todo es m\acute{a}s econ\o{m}ica al no tener que acogernos a plazos de suministro ni a m\xednimos de fabricaci\o{n}. Hay una serie de secciones de gran consumo y por tanto de frecuente fabricaci\o{n} que el proyectista debe tener en cuenta y as\xed facilitar el suministro en obra. En el ejemplo desarrollado convendr\xeda que finalmente la secci\o{n} a utilizar fuera de **95 mm²** 12/20 kV Al Eprotenax Compact, al ser un tipo de cable y una secci\o{n} de consumo frecuente as\xed como 150, 240 y 400.

Prysmian fabrica y provee las secciones que usted necesite, se trate de cables unipolares o multipolares, de cobre o aluminio, con XLPE o HEPR, armados o sin armar, de una u otra tensi\o{n}... pero, si no se trata de las secciones de m\acute{a}s com\un suministro, normalmente es necesario encargar un m\xednimo metraje o consultar existencias.

EJEMPLO DE CÁLCULO DE SECCIÓN ECONÓMICA Y SECCIÓN ECOLÓGICA

Compruebe con el siguiente ejemplo el gran ahorro económico que puede suponer utilizar secciones de conductor superiores a las obtenidas por criterios técnicos y como además puede contribuir a reducir enormemente las emisiones de CO₂. En el caso de las líneas de MT se da la circunstancia de que al no ser usual que domine el criterio de la caída de tensión instalar secciones mayores conlleva una gran recompensa económica.

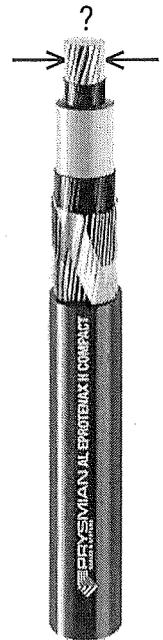
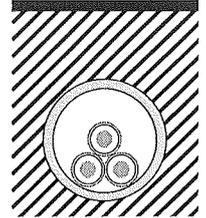
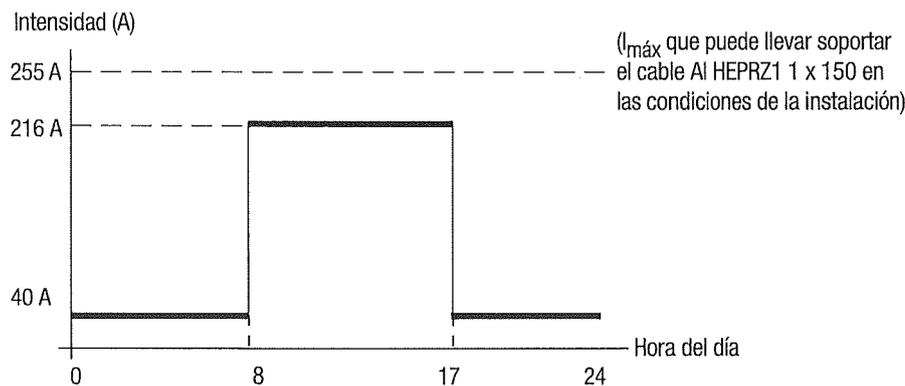
Sección económica

Supongamos el caso de una línea con los siguientes datos:

- Cable Al Eprotenax Compact (AL HEPRZ1) 1x150 enterrado bajo tubo
- Condiciones estándar (circuito único, temperatura del terreno 25 °C, resistividad térmica del terreno 1,5 K.m/W, profundidad 1 m)
- Longitud de la línea = 1 km

En estas condiciones la tabla 12 de la ITC-LAT 06 del RLAT nos dice que el cable puede soportar un máximo de 255 A. Aceptemos que igualmente esta sección responde con suficiencia a la caída de tensión máxima y a las solicitaciones a cortocircuito que se no puedan presentar en la línea.

Supongamos que nuestra línea está sometida al siguiente patrón consumo diario, representando la intensidad en función de las horas del día...



Procedemos a calcular las pérdidas resistivas que tenemos en el cable considerando la temperatura del conductor para obtener la resistencia del cable cuando es recorrido por 216 A o por 40 A.

Cálculo de la resistencia a la temperatura real del conductor para el caso del cable de 150 mm² de aluminio cuando es recorrido por 216 A.

Sabemos que la temperatura de un conductor recorrido por una corriente I se puede obtener con la siguiente expresión:

$$T = T_{amb} + (T_{máx} - T_{amb}) (I/I_{máx})^2$$

Siendo:

T_{amb}: temperatura ambiente de la instalación (25 °C en nuestro caso)

T_{máx}: temperatura máxima que puede soportar el conductor (105 °C para el cable Al Eprotenax Compact de nuestro ejemplo)

I: intensidad que recorre el conductor (216 A de 8 a 17 horas y 40 A el resto del tiempo)

I_{máx}: intensidad máxima que puede recorrer el conductor en las condiciones de la instalación (255 A)

$$T_{150 \text{ a } 216 \text{ A}} = 25 + (105 - 25) (216/255)^2 = 82,4 \text{ °C}$$

Una vez que hemos calculado la temperatura, podemos obtener la resistencia del cable...

$$R_T = R_{20} \cdot (1 + \alpha \cdot (T - 20))$$

Donde:

R_T : valor de la resistencia del conductor en Ω/km

R_{20} : valor de la resistencia del conductor a 20 °C (valor típicamente tabulado). Al cable de 150 mm² de aluminio corresponde una resistencia de 0,206 Ω/km (ver página 80)

α : coeficiente de variación de resistencia específica por temperatura del conductor en °C⁻¹ (0,00392 para Cu y 0,00403 para Al)

T: temperatura real del conductor (°C)

$$R_{150 \text{ a } 82,4 \text{ °C}} = 0,206 \times (1 + 0,00403 \times (82,4 - 20)) = 0,258 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Y análogamente cuando la intensidad es de 40 A, la temperatura del conductor es de 26,97 °C y la resistencia toma el valor de 0,212 Ω/km .

La energía perdida en la línea por efecto Joule con cable de 150 mm² durante un año será

$$E_p = 3 \times R \cdot I^2 \cdot L \cdot t / 1000 \text{ (kW}\cdot\text{h)}$$

R: resistencia en Ω/km

I: intensidad en A

L: longitud de la línea en km

t = tiempo en h

Durante el tiempo que por la línea circulan 40 A tendremos para un periodo de un año:

$$E_{p1-150} = 3 \times 0,212 \times 40^2 \times 1 \times 15 \times 365 / 1000 = 5571 \text{ kW}\cdot\text{h}$$

Y el resto del tiempo, 9 horas diarias, circulan 216 A:

$$E_{p2-150} = 3 \times 0,258 \times 216^2 \times 1 \times 9 \times 365 / 1000 = 118627 \text{ kW}\cdot\text{h}$$

$$E_{p-150} = 5.571 + 118627 = 124198 \text{ kW}\cdot\text{h}$$

Y el coste de estas pérdidas suponiendo una tarifa media de 0,09 €/kW.h sería de:

$$C_{p-150} = 124198 \text{ kW}\cdot\text{h} \times 0,09 \text{ €/kW}\cdot\text{h} = \mathbf{11178\text{€}}$$
 (en un año)

Si aumentamos la sección hasta cable de 240, vamos a ver cuanto nos incrementa el precio el cable y cuanta energía ahorramos, y por tanto dinero, al tener menos pérdidas resistivas (efecto Joule). Y así sabremos si compensa poner una sección mayor.

Resistencia del cable Al Eprotenax Compact 1x240:

-Cuando circulan 40 A la temperatura del conductor es de 26,07 °C y su resistencia aproximada es de 0,126 Ω/km

-Cuando la intensidad es de 216 A la temperatura del conductor es de unos 56,36 °C y su resistencia es de 0,143 Ω/km

Siguiendo el mismo procedimiento que con el cable de 150:

Durante el tiempo que por la línea circulan 40 A tendremos para un periodo de un año:

$$E_{p1-240} = 3 \times 0,126 \times 40^2 \times 1 \times 15 \times 365 / 1000 = 3311 \text{ kW}\cdot\text{h}$$

Y el resto del tiempo (circulan 216 A)

$$E_{p1-240} = 3 \times 0,143 \times 216^2 \times 1 \times 9 \times 365 / 1000 = 65751 \text{ kW}\cdot\text{h}$$

$$E_{p-240} = 3311 + 65751 = 69062 \text{ kW}\cdot\text{h}$$

Y el coste de estas pérdidas suponiendo una tarifa media de 0,09 €/kW.h sería de:

$$C_{p-240} = 69062 \text{ kW}\cdot\text{h} \times 0,09 \text{ €/kW}\cdot\text{h} = \mathbf{6216\text{€}}$$
 (en un año)

Por tanto el ahorro de energía (no consumida en la línea) en un año con la nueva sección será la diferencia entre lo gastado con la sección de 150 mm² (11.178 €) y lo gastado con la sección de 240 mm² (6.216 €):

$$A = C_{P-150} - C_{P-240} = 11178 - 6216 = 4962 \text{ € (en solo un año)}$$

Y para una vida útil de 30 años serían ¡¡**148860 €!!** mientras que el incremento de sección de 150 a 240 sólo supone invertir en torno a **4000 €** de más en nuestra línea de 1 km. Por tanto **la amortización del cable de sección superior se produce en menos de 10 meses.**

Sección ecológica

Toda vez que a estas alturas ya tenemos disponibles valores de emisiones de CO₂ aproximados por kg de cable de MT de aluminio fabricado (datos de FACEL) podremos ver si el aumento de sección es ecológico o no sin más que comparar la emisiones por instalación de un cable más pesado frente al ahorro de emisiones por tener menos pérdidas resistivas en la línea.

Con los datos de este catálogo tenemos:

Peso cable Al Eprotenax Compact 1x150 → 1335 kg/km

Peso cable Al Eprotenax Compact 1x240 → 1786 kg/km

El peso de cable que tenemos en demasía en la línea de 1 km del ejemplo es:

$$3 \times (1786 - 1335) = 1353 \text{ kg de cable de MT}$$

El cable de MT de aluminio supone una emisión de unos 14,144 kg CO₂ por kg de cable fabricado (datos de FACEL), por tanto...

$$14,144 \times 1353 = 19137 \text{ kg CO}_2$$

Vamos a ver qué emisiones de CO₂ tendríamos por utilizar sólo cable de 150 (más resistivo que el de 240)

Anteriormente hemos visto que en un año nos dejamos en la línea 124198 kW.h por utilizar cable de 1x150 y 69062 kW.h utilizando cable de 1x240

Por lo que cada año nos ahorramos la siguiente energía al poner cable de 1x240:

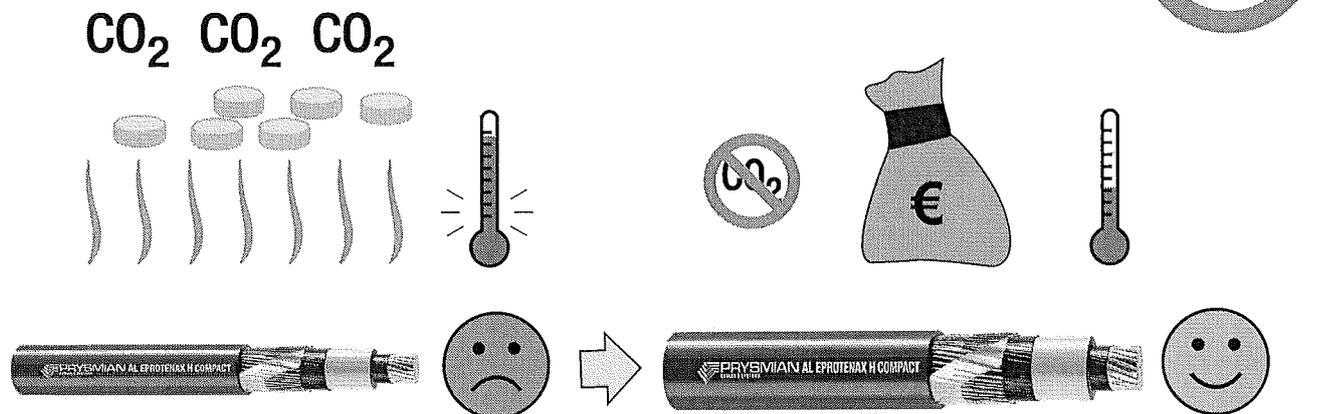
$$124198 - 69062 = 55136 \text{ kW.h}$$

Y en 30 años de vida útil mínima estimada:

$$55136 \times 30 = 1654080 \text{ kW.h}$$

Según algunas fuentes autorizadas la generación de CO₂ media por cada kW.h eléctrico generado en España está en torno a 0,39 kg de CO₂. Según algunas otras fuentes está en 0,48. Tomamos el valor más bajo y obtenemos

1654080 kW.h x 0,39 kg CO₂/kW.h = 645091 kg CO₂ ¡unas **645 toneladas CO₂!**
 ¡¡ **Casi 34 veces más emisiones de CO₂ con el cable de 150 mm² que con el cable de 240 mm² !!**
 La "amortización ecológica" se consigue en menos de 1 año.



La sección económica se muestra también mucho más ecológica y conlleva grandes ahorros

Si quisiéramos simplificar los cálculos, podemos tomar los valores tabulados de resistencia del cable a 20 °C. Los resultados serán algo más pesimistas pero podremos valorar más rápidamente el ahorro porque estaremos bajo un supuesto más desfavorable que el real.

Por tanto la sección de 1x240 mm² se demuestra no sólo como económicamente mucho más interesante sino también ecológicamente.

Hemos considerado poco relevantes los incrementos de costes asociados al aumento de sección más allá del mayor coste del cable. Sean, si procediera, costes de tendido, tubería, protecciones... (si se quieren considerar se pueden sumar a los 4000 € estimados y fácilmente se puede estimar como en el ejemplo la diferencia de coste sigue siendo abismal). Igualmente no se ha actualizado en valor de los ahorros anuales en energía dado que igualmente la tarifa eléctrica es susceptible de incrementarse en el tiempo.

		150 mm ²	240 mm ²	Diferencia	Diferencia (%)	
ECONÓMICOS	Resistencia con I = 40 A	(Ω/km)	0,212	0,128	0,084	-40
	Resistencia con I = 216 A	(Ω/km)	0,258	0,143	0,115	-45
	Energía perdida durante 30 años	(kW·h)	124198	69092	55136	-44
	Coste de la energía perdida durante 1 año	(€)	11178	6216	4962	-44
	Coste de la energía perdida durante 30 años	(€)	335340	186480	148860	-44
ECOLÓGICOS	Peso	(kg/km)	1335	1786	-451	34
	Emisiones por fabricación de 3x1 km de cable	(kg CO ₂)	56647	75784	-19137	34
	Emisiones por pérdidas resistivas durante 1 año	(kg CO ₂)	48437	26934	21503	-44
	Emisiones por pérdidas resistivas durante 30 años	(kg CO ₂)	1453110	808020	645090	-44

Tabla resumen con los principales datos numéricos

Haga números para cuantificar los beneficios que le comportará la sección económica y verá como los resultados le recompensan y además obtendrá otras importantísimas ventajas colaterales como:

- Mayor vida útil de la línea al ir más descargada
- Mejor respuesta a fenómenos transitorios
- Posibilidad de ampliación de potencia sin cambiar el cable
- Ahorro de emisiones de CO₂

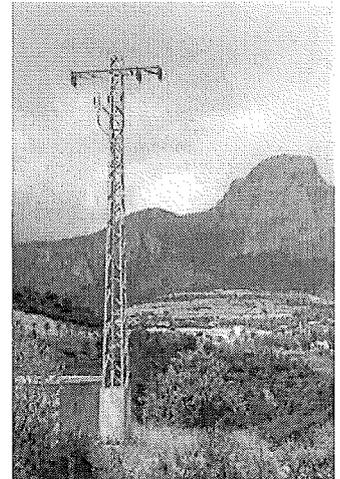
...

EJEMPLO DE CÁLCULO ELÉCTRICO DE UNA LÍNEA AÉREA DE MT CORTA

Línea trifásica con conductores en triángulo equilátero de lado 1,2 m

Datos de la instalación:

- Potencia a transportar $S = 2520$ kVA
- $\cos \varphi = 0,8$
- Tensión entre fases: $U = 25$ kV
- Longitud: $L = 20$ km
- Conductor a emplear LA-56 a temperatura máxima de 70 °C



Criterio de la intensidad máxima admisible

El apartado 4.2 de la ITC-LAT 07 del RLAT concreta la forma de obtener la intensidad máxima admisible en los conductores desnudos.

Para nuestro caso debemos obtener un valor de la tabla 11 de la citada ITC-LAT y hacer el cálculo de la intensidad según se explica en el apartado: *Para cables de aluminio-acero se tomará en la tabla el valor de la densidad de corriente correspondiente a su sección total como si fuera de aluminio y su valor se multiplicará por un coeficiente de reducción que según la composición será: 0,916 para la composición 30+7; 0,937 para las composiciones 6+1 y 26+7; 0,95 para la composición 54+7; y 0,97 para la composición 45+7. El valor resultante se aplicará a la sección total del conductor.*

Densidad de corriente máxima de los conductores en régimen permanente

Sección nominal mm ²	Densidad de corriente A/mm ²		
	Cobre	Aluminio	Aleación de aluminio
10	8,75		
15	7,60	6,00	5,60
25	6,35	5,00	4,65
35	5,75	4,55	4,25
50	5,10	4,00	3,70
70	4,50	3,55	3,30
95	4,05	3,20	3,00
125	3,70	2,90	2,70
160	3,40	2,70	2,50
200	3,20	2,50	2,30
250	2,90	2,30	2,15
300	2,75	2,15	2,00
400	2,50	1,95	1,80
500	2,30	1,80	1,70
600	2,10	1,65	1,55

La intensidad máxima admisible en la línea responde a la expresión:

$$I_{\text{máx}} = \delta \cdot k \cdot S$$

Donde:

- δ es la densidad de corriente en el conductor (A/mm^2)
- k es el coeficiente de corrección a aplicar según la formación del conductor. 0,937 en nuestro caso pues el cable LA-56 tiene formación de 6 hilos de aluminio +1 hilo de acero (ver tabla de características, catálogo Prysmian de cables y accesorios para MT).
- S sección total del conductor en mm^2 .

Para obtener δ buscamos el valor en sección de aluminio en la tabla 11 del RLAT. Como no tenemos el valor exacto para la sección total del cable LA-56 ($54,6 mm^2$) debemos interpolar entre 50 y 70 para aluminio.

Sección (mm^2) Densidad de corriente (A/mm^2)

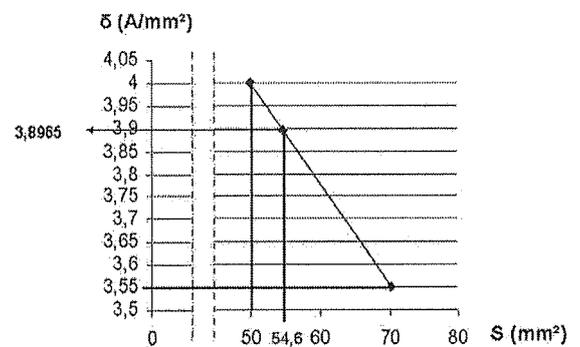
50 4,00
 54,6 δ → 20 0,45 → $x = 4,6 \times 0,45 / 20 = 0,1035$
 70 3,55 4,6 x

$$\delta = 4,00 - 0,1035 = 3,8965$$

Sustituyendo valores:

$$I_{\text{máx LA-56}} = 3,8965 \times 0,937 \times 54,6 = 199,35 \text{ A}$$

Por tanto, la máxima intensidad que puede soportar el cable LA-56 es de 199,35 A.



Vamos a ver si puede soportar la que se necesita según los datos iniciales.

$$I_{\text{carga}} = (\sqrt{3} U) = 2520000 / (\sqrt{3} \times 25000) = 58,2 \text{ A}$$

$I_{\text{carga}} < I_{\text{máx LA-56}}$ y por tanto sabemos que el conductor **LA-56** es válido.

Código	47-AL1/8-ST1A	94-AL1/22-ST1A	147-AL1/34-ST1A	242-AL1/39-ST1A	337-AL1/44-ST1A	402-AL1/52-ST1A
Código antiguo	LA-56	LA-110	LA-180	LA-280 HAWK	LA-380 GULL	LA-455 CONDOR
Norma	UNE EN 50182					
Formación (hilos de acero + hilos aluminio)	1x3,15 + 6x3,15	7x2,00 + 30x2,0	7x2,5 + 30x2,5	7x2,68 + 26x3,44	7x2,82 + 54x2,82	7x3,08 + 54x3,08
Diámetro hilos de acero	mm 3,15	2	2,5	2,68	2,82	3,08
Diámetro alma de acero	mm 3,15	6	7,5	8,04	8,46	9,24
Diámetro hilos de aluminio	mm 3,15	2	2,5	3,44	2,82	3,08
Diámetro completo del conductor	mm 9,45	14	17,5	21,8	25,38	27,72
Sección alma de acero	mm^2 7,8	22	34,3	39,5	43,7	52,2
Sección aluminio	mm^2 46,8	94,2	147,3	241,7	337,3	402,3
Sección total conductor	mm^2 54,6	116,2	181,6	281,2	381	454,6
Peso Acero	kg/km 60,8	172,4	269,4	310	342	408,9
Peso Aluminio	kg/km 128,3	260,2	407	666,7	933	1112
Peso Total Conductor	kg/km 189,1	433	676	977	1275	1521
Carga de ruptura Nominal	kN 16,4	43,1	63,9	84,5	109	124
Resistencia en corriente continua a 20°C (máx.)	Ω/km 0,6136	0,3066	0,1962	0,1194	0,0857	0,0718

Tabla de características técnicas de los conductores desnudos para líneas aéreas (página 192)

Criterio de la caída de tensión

La caída de tensión entre fases en alterna trifásica responde a la ecuación siguiente:

$$\Delta U (\%) = \frac{P(R + X \operatorname{tg}\varphi)}{U^2} \times 100$$

Sabemos que...

$$P = S \cdot \cos\varphi = 2520 \times 0,8 = 2016 \text{ kW}$$

$$\operatorname{tg}\varphi = 0,75$$

$$U = 25 \text{ kV}$$

Ahora necesitamos calcular R y X.

Para el valor de la temperatura máxima considerada (70 °C) podemos obtener el valor de R aplicando la fórmula de variación de la resistencia con la temperatura:

$$R_{70\text{ °C LA-56}} = R_{20\text{ °C LA-56}} \cdot (1 + \alpha \cdot (70-20)) \cdot L = 0,6136 \times (1 + 0,00403 \times (70-20)) \times 20 = 14,74 \text{ } \Omega$$

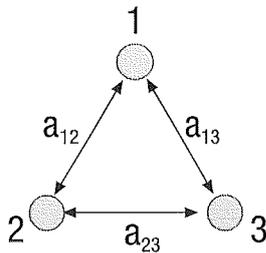
$R_{20\text{ °C}}$ se obtiene de la tabla de datos de los conductores desnudos y el valor de variación de la resistencia específica por temperatura del conductor α es igualmente un dato conocido.

Para obtener la reactancia aplicamos la siguiente fórmula:

$$X = \omega L = 2 \times \pi \times 50 \times (0,5 + 4,6 \times \log(\operatorname{DMG}/r)) \times 10^{-4} \times L$$

Donde DMG es la distancia media geométrica en mm, r el radio del conductor en mm y L es la longitud de la línea en km.

$$\operatorname{DMG} = (a_{12} \cdot a_{13} \cdot a_{23})^{1/3}$$



En nuestro caso las 3 distancias son iguales y por tanto $\operatorname{DMG} = 1,2 \text{ m}$.

El radio del conductor r es 9,45/2 mm (ver tabla).

Y la longitud de la línea L es de 20 km.

$$X_{\text{LA-56}} = \omega L = 2 \times \pi \times 50 \times (0,5 + 4,6 \times \log(3000/90)) \times 10^{-4} \times 20 = 7,26 \text{ } \Omega$$

Ahora ya podemos obtener la caída de tensión:

$$\Delta U (\%)_{\text{LA-56}} = \frac{P(R + X \operatorname{tg}\varphi)}{U^2} \times 100 = \frac{2016000 \times (14,74 + 7,26 \times 0,75)}{25000^2} \times 100 = 6,51 \%$$

Tomando valores de la tabla de datos de los cables y sustituyendo en las fórmulas:

$$R_{70\text{ °C LA-110}} = R_{20\text{ °C LA-110}} \cdot (1 + \alpha \cdot (70-20)) \cdot L = 0,3066 \times (1 + 0,00403 \times (70-20)) \times 20 = 7,36 \text{ } \Omega$$

$$X_{\text{LA-110}} = \omega L = 2 \times \pi \times 50 \times (0,5 + 4,6 \times \log(3000/(14/2))) \times 10^{-4} \times 20 = 6,77 \text{ } \Omega$$

$$\Delta U (\%)_{\text{LA-110}} = \frac{P(R + X \operatorname{tg}\varphi)}{U^2} \times 100 = \frac{2016000 \times (7,36 + 6,77 \times 0,75)}{25000^2} \times 100 = 4,01 \%$$

Criterio de la pérdida de potencia

Pasamos ahora a comprobar la pérdida de potencia en la línea. Otro parámetro típico de los cálculos eléctricos de líneas aéreas que porcentualmente es de fácil cálculo:

La potencia perdida en la línea trifásica es 3 veces el producto de $R I^2$.

$$P_p = 3 \cdot R \cdot I^2$$

...y en % de la potencia total:

$$\Delta P_p(\%) = \frac{3 \cdot R \cdot I^2}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi} \cdot 100 = \frac{3 \cdot R \cdot I}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi} \cdot 100 = \frac{3 \cdot R \cdot \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi}}{\sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi} \cdot 100 = \frac{R \cdot P}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot 100$$

Sustituyendo en nuestro caso para el cable LA-56:

$$\Delta P_{p \text{ LA-56}} = \frac{R \cdot P}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot 100 = \frac{14,74 \times 2016000}{25000^2} \times 100 = 7,43 \%$$

Y para el LA-110...

$$\Delta P_{p \text{ LA-110}} = \frac{R \cdot P}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot 100 = \frac{7,36 \times 2016000}{25000^2 \times 0,8^2} \times 100 = 3,71 \%$$

Características Técnicas

Cables de Aluminio con Alma de Acero según norma IRAM 2187-2

Sección nominal	Formación aluminio	Formación Acero	Diámetro exterior aprox.	Masa aprox.	Largo habitual de expedición (2)	Carga de rotura calculada	Resistencia eléctrica máxima a 20°C y c. c.	Intensidad de corriente admisible (1)
mm ²	N° x mm	N° x mm	mm	kg/km	m	kN	ohm/km	A
16/2,5	6 x 1,8	1 x 1,8	5,4	61,7	5000	6,2	1,88	100
25/4	6 x 2,25	1 x 2,25	6,8	96,4	3500	9,5	1,20	130
35/6	6 x 2,7	1 x 2,7	8,1	138,8	2500	13,2	0,835	160
50/8	6 x 3,2	1 x 3,2	9,6	195,0	2000	17,9	0,595	195
70/12	26 x 1,85	7 x 1,44	11,7	282,1	5000	27,9	0,413	255
95/15	26 x 2,15	7 x 1,67	13,6	380,5	4000	37,1	0,306	305
120/20	26 x 2,44	7 x 1,9	15,5	490,8	3000	47,3	0,237	365
150/25	26 x 2,7	7 x 2,1	17,1	600,6	2500	57,1	0,194	415
185/30	26 x 3,0	7 x 2,33	19,0	740,8	2000	60,4	0,157	475
210/35	26 x 3,2	7 x 2,49	20,3	843,8	2000	78,1	0,138	505
240/40	26 x 3,45	7 x 2,68	21,9	979,8	2500	90,6	0,119	565
300/50	26 x 3,86	7 x 3,0	24,5	1227	2500	112,0	0,0949	650
340/30	48 x 3,0	7 x 2,33	25,0	1170	2000	95,9	0,0851	670
380/50	54 x 3,0	7 x 3,0	27,0	1442	2000	128,0	0,0757	715
435/55	54 x 3,2	7 x 3,2	28,8	1640	2000	141,0	0,0666	765
550/70	54 x 3,6	7 x 3,6	32,4	2076	1500	171,0	0,0526	865
680/85	54 x 4,0	19 x 2,4	36,0	2550	1000	219,0	0,0426	1000

(1) Valores de intensidad de corriente referidos a temperatura ambiente de 40° C, cables expuestos al sol, al nivel del mar y viento de 0,6 m/seg.

(2) Otros acondicionamientos bajo pedido

Características Técnicas

Cables de Aluminio con Alma de Acero según norma IRAM 2187-1

Sección nominal	Formación aluminio	Formación Acero	Diámetro exterior aprox.	Masa aprox.	Largo habitual de expedición (2)	Carga de rotura calculada	Resistencia eléctrica máxima a 20°C y c. c.	Intensidad de corriente admisible (1)
mm ²	Nº x mm	Nº x mm	mm	kg/km	m	kN	ohm/km	A
16/2,5	6 x 1,8	1 x 1,8	5,4	61,7	5000	5,8	1,88	100
25/4	6 x 2,25	1 x 2,25	6,8	96,4	3500	9,0	1,20	130
35/6	6 x 2,7	1 x 2,7	8,1	138,8	2500	12,3	0,835	160
50/8	6 x 3,2	1 x 3,2	9,6	195,0	2000	16,8	0,595	195
70/12	26 x 1,85	7 x 1,44	11,7	282,1	5000	26,3	0,413	255
95/15	26 x 2,15	7 x 1,67	13,6	380,5	4000	34,9	0,306	305
120/20	26 x 2,44	7 x 1,9	15,5	490,8	3000	44,4	0,237	365
150/25	26 x 2,7	7 x 2,1	17,1	600,6	2500	53,6	0,194	415
185/30	26 x 3,0	7 x 2,33	19,0	740,8	2000	65,2	0,157	475
210/35	26 x 3,2	7 x 2,49	20,3	843,8	2000	73,4	0,138	505
240/40	26 x 3,45	7 x 2,68	21,9	979,8	2500	85,1	0,119	565
300/50	26 x 3,86	7 x 3,0	24,5	1227	2500	105,0	0,0949	650
340/30	48 x 3,0	7 x 2,33	25,0	1170	2000	91,6	0,0851	670
380/50	54 x 3,0	7 x 3,0	27,0	1442	2000	121,0	0,0757	715
435/55	54 x 3,2	7 x 3,2	28,8	1640	2000	133,0	0,0666	765
550/70	54 x 3,6	7 x 3,6	32,4	2076	1500	160,0	0,0526	865
680/85	54 x 4,0	19 x 2,4	36,0	2550	1000	206,0	0,0426	1000

(1) Valores de intensidad de corriente referidos a temperatura ambiente de 40° C, cables expuestos al sol, al nivel del mar y viento de 0,6 m/seg.

(2) Otros acondicionamientos bajo pedido