



UNIVERSIDAD
DE LA REPUBLICA
URUGUAY



**Universidad de la República
Facultad de Ingeniería
Instituto de Ingeniería Eléctrica**

Proyecto de Fin de Carrera

ILUMVIAL

Autores:

**WYLFO CAETANO
ANDRES CARDOZO
JORGE PEÑA**

Tutores:

**MSc. Ing. MARIO VIGNOLO
Lic. en Economía. Ing. RAUL ZEBALLOS**

**Montevideo, Uruguay
2009**

TABLA DE CONTENIDO

	AGRADECIMIENTOS	i
1	RESUMEN EJECUTIVO	ii
2	INTRODUCCIÓN	1
2.1	OBJETIVO	1
2.2	GENERALIDADES.....	1
3	PROYECTO LUMÍNICO.....	2
3.1	EVALUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE CÁLCULO HALLADOS.....	2
3.2	DETERMINACIÓN DEL PROGRAMA ADECUADO.....	3
3.3	DATOS DE LUMINARIAS Y PLIEGO MTOP.....	4
3.3.1	DEFINICIONES DE CUT-OFF Y SEMI CUT-OFF SEGÚN C.I.E:	5
3.3.2	NIVELES LUMÍNICOS REQUERIDOS EN EL PLIEGO MTOP:.....	6
3.4	RESULTADO DE LOS ESTUDIOS PARTICULARES DE CADA LUMINARIA	7
3.5	ELECCIÓN DE LA LUMINARIA	7
3.6	CÁLCULOS REALIZADOS	8
4	PROYECTO BT	9
4.1	MEMORIA DE CÁLCULO	10
4.1.1	DISTRIBUCIÓN DE CARGAS.....	11
4.1.2	CÁLCULOS PARA EL TABLERO A.....	12
4.1.2.1	Censo de carga	12
4.1.2.2	Transformador.....	13
4.1.2.3	Cálculo de corrientes de régimen	13
4.1.2.4	Dimensionamiento de conductores.....	13
4.1.2.4.1	Estudio de caídas de tensión en línea A6 fase T	14
4.1.2.4.2	Secciones de conductores.....	17
4.1.2.4.3	Verificación de los criterios	17
4.1.2.5	Cálculo de cortocircuitos	19
4.1.2.5.1	Generalidades	20
4.1.2.5.2	Cortocircuitos Máximos	21
4.1.2.6	Protecciones frente a sobrecargas y cortocircuitos.....	23
4.1.2.6.1	Dimensionamiento.....	23
4.1.2.6.2	Estudio de Selectividad	27
4.1.2.7	Diseño de Tablero	29
4.2	MEMORIA DESCRIPTIVA	31
4.2.1	GENERALIDADES.....	31
4.2.2	CONDUCTORES.....	31
4.2.3	ZANJEADO.....	32
4.2.4	CAJAS DE CONEXIÓN.....	32
4.2.5	TABLEROS.....	33
4.2.6	FOTOCÉLULAS ELÉCTRICAS.....	34
4.2.7	PUESTAS A TIERRA.....	35
4.2.8	EQUIPOS AUXILIARES DE LÁMPARAS.....	35
5	PROYECTO MT.....	37
5.1	MEMORIA DE CÁLCULO	38
5.1.1	SUBESTACIÓN DE CABECERA	38
5.1.1.1	Determinación preliminar de la potencia.....	38
5.1.1.2	Sistema de distribución	39
5.1.1.3	Corriente nominal del transformador	39
5.1.2	DETERMINACIÓN DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES	39
5.1.2.1	Calentamiento máximo admisible	40
5.1.2.2	Corrientes de cortocircuito.....	40
5.1.2.3	Caída de Tensión	42
5.1.2.3.1	Modelo de Caída de Tensión.....	42
5.1.2.3.2	Selección del Conductor.....	43
5.1.2.4	Resumen.....	45

5.1.2.5	Resultado del estudio de cargas (computando las tres fases).....	46
5.1.2.5.1	Transformadores distribuidos por columna.....	46
5.1.2.5.2	Subestaciones concentradoras (11 subestaciones por tramo).....	46
5.1.3	ESTUDIO PARTICULAR DEL TRAMO PROPUESTO.....	47
5.1.3.1	Tramo 1 – Atlántida al Oeste.....	49
5.1.3.1.1	Perfil de tensiones.....	49
5.1.3.1.2	Potencia total del Tramo 1.....	50
5.1.3.2	Tramo 2 – Atlántida al Este.....	51
5.1.3.2.1	Perfil de tensiones.....	51
5.1.3.2.2	Potencia total del Tramo 2.....	52
5.1.3.3	Consumo total de la instalación.....	52
5.1.4	DETERMINACIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	52
5.1.4.1	Transformador trifásico de 315 kVA (Cabecera).....	53
5.1.4.2	Transformador trifásico de 25 kVA.....	53
5.1.4.3	Transformador trifásico de 10 kVA.....	53
5.2	MEMORIA DESCRIPTIVA.....	55
5.2.1	SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN.....	56
5.2.2	Instalación de Enlace.....	57
5.2.3	Opciones de Distribución.....	59
5.2.3.1	Caso 1 – Transformadores individuales.....	59
5.2.3.2	Caso 2 – Subestaciones CONCENTRADORAS.....	61
5.2.3.3	Caso 3 – Sistema Híbrido.....	62
5.2.3.4	Puesta a tierra de las subestaciones.....	63
5.2.4	Cables Subterráneos para MT.....	64
5.2.4.1	Características de los conductores de fase.....	64
5.2.4.2	Resumen de cantidad de conductores.....	65
5.2.5	Control del Alumbrado.....	65
5.2.5.1	Alimentación de las cargas.....	65
5.2.5.2	Control de Encendido en Media Tensión.....	66
6	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	67
6.1	TARIFAS.....	67
6.1.1	ANTECEDENTES.....	68
6.1.2	CANTIDAD DE SUMINISTROS.....	68
6.1.3	POSIBLES FORMAS DE CONTRATAR CON U.T.E.....	68
6.1.4	COSTOS ENERGÉTICOS PARA LAS DIFERENTES OPCIONES.....	68
6.1.5	COMPARACIÓN DE TARIFAS.....	70
6.2	INVERSIÓN INICIAL.....	70
7	CONCLUSIONES.....	72
8	BIBLIOGRAFÍA.....	73
9	ANEXOS.....	76

AGRADECIMIENTOS

A nuestras familias por la paciencia que nos han tenido durante el proceso de elaboración de este proyecto, y por los aportes realizados en la edición y revisión final del material. Por su apoyo moral y afectivo en todo momento.

A nuestros tutores por enseñarnos a pensar como ingenieros. Por abrirnos generosamente la puerta al difícil artesanato de aplicar el rigor de los conceptos técnicos donde corresponde, pero sin levantar un solo centímetro los pies de la tierra....

A todas aquellas personas que alguna vez se animan a contravenir paradigmas establecidos (o reglamentados) por inspirarnos a abrir las puertas a nuevas oportunidades.....

1 RESUMEN EJECUTIVO

En el presente trabajo se indagan posibles formas innovadoras (para nuestro país) de distribución de Energía Eléctrica en una obra de Iluminación Vial.

La razón para realizar dichas indagaciones es primordialmente económica: verificar si la distribución de energía en Media Tensión (MT) hasta cada columna de iluminación (o al menos la concentración de un grupo pequeño de ellas) es económicamente más favorable que las actuales técnicas de distribución utilizadas en nuestro país y que implican grandes agrupamientos de luminarias en un Tablero de Baja Tensión (aproximadamente cada 1 km de ruta) y a su vez contratos del M.T.O.P. (autoridad competente en rutas nacionales) con U.T.E. en regímenes tarifarios de alumbrado en sus diversas modalidades.

Esto implicó el estudio de tres áreas distintas pero a la vez complementarias.

Por un lado verificar de acuerdo a lo expresado la viabilidad técnica de distribución de energía eléctrica en Media Tensión.

Por otro lado comparar el costo de inversión inicial entre las alternativas de distribución que existen actualmente implementadas y las nuevas técnicas de distribución indagadas y propuestas en el presente documento.

Finalmente realizar una comparativa entre los costos por consumo de energía eléctrica según la forma de contratar con U.T.E. y por tanto, el régimen tarifario aplicable. Cuestión esta que, complementada con el análisis de costos de inversión inicial, permite realizar las comparativas económicas definitivas.

Tras las investigaciones, cálculos y costeos pertinentes, llegamos a las siguientes conclusiones:

La distribución en Media Tensión hasta las columnas de iluminación es técnicamente viable, en la medida en que existen antecedentes a nivel mundial al respecto. Por ejemplo la compañía francesa AUGIER ha resuelto la situación al alimentar grupos pequeños de luminarias directamente en Media Tensión y lo ofrece en su cartera de productos como producto estándar¹.

En vistas de este antecedente, distribuir en MT a cada columna de iluminación sería técnicamente posible.

Desde el punto de vista de los costos de la inversión inicial, distribuir en MT hasta cada columna de alumbrado, resulta ser más oneroso que distribuir la energía como actualmente se estila. Sin embargo esta diferencia en la inversión inicial podría amortizarse por vía de ahorro por pago de consumos energéticos en un plazo estimado de 2 años si se contrataran servicios como Medianos Consumidores en MT. A partir de allí hasta el fin de la vida útil de la instalación (se estiman 20 años) el ahorro pasaría a ser neto.

No obstante dado el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico existente, no es posible para el contribuyente uruguayo usufructuar del citado ahorro por pago de energía. Por tanto esto impide a la fecha que la distribución de energía eléctrica en MT hasta cada columna de alumbrado sea viable. La no viabilidad de esta propuesta innovadora de distribución de energía no radica en impedimentos técnicos concretos, sino en cuestiones estrictamente normativas.

PALABRAS CLAVES: ILUMINACION VIAL, MEDIA TENSION, ANALISIS ECONÓMICO

¹ Por mayor información al respecto, consultar el [Anexo N](#)

2 INTRODUCCIÓN

2.1 OBJETIVO

Diseño completo, a nivel de anteproyecto, de una instalación de Iluminación Vial eficiente desde el punto de vista energético y económico. Esto incluye el diseño lumínico y la alimentación y distribución de la energía eléctrica a cada luminaria.

Aparte de la resolución técnica, se estudia también la elección de una tarifa adecuada al tipo de suministro y potencia a contratar.

Se elige para el estudio un tramo de aproximadamente 30 Km. de la Ruta Interblanearia, desde El Pinar hasta aproximadamente Guazuvirá Nuevo. La elección de este tramo en particular responde a que, encontramos en él algunos cruces que revisten especial complejidad como ser el Intercambiador de Atlántida y Peaje Pando. Esto permite la resolución de problemas lumínicos acorde a este tipo de trabajos, dados los conceptos técnicos involucrados en dicha resolución.

2.2 GENERALIDADES

Tratándose de un Proyecto de Fin de Carrera de Grado, este documento reviste características particulares en cuanto a su redacción, que lo apartan de una elaboración clásica de un anteproyecto de la naturaleza planteada. Particularmente, por el énfasis que se pone en la justificación de ciertos cálculos, dotándolo así de un carácter más didáctico.

Paralelamente al estudio lumínico propiamente dicho, se investiga una alternativa (novedosa en nuestro país) de distribución de energía en este tipo de aplicación, que la hemos denominado "Proyecto MT" y que difiere radicalmente de la clásica distribución en Baja Tensión utilizada predominantemente por el MTOP hasta la fecha. De hecho este estudio constituye el eje central de este trabajo por el carácter innovador que reviste en nuestro medio.

El trabajo en su conjunto se compone, además de la presente introducción, de cinco capítulos:

Un primer capítulo donde se expone el proyecto lumínico propiamente dicho. Un segundo capítulo donde se repasa la forma clásica de ejecutar las instalaciones eléctricas en rutas (que hemos llamado "Proyecto BT"). Un tercer capítulo donde se detalla el "Proyecto MT". Un cuarto, en que se realiza una comparativa económica de las diferentes opciones de instalación analizadas, y finalmente un último capítulo donde se exponen las conclusiones y recomendaciones finales.

3 PROYECTO LUMÍNICO

En este Capítulo se exponen los fundamentos y cálculos necesarios para la determinación del “Proyecto Lumínico” de ILUMVIAL. Entendiendo como tal la elección de Luminarias y Lámparas adecuadas para la correcta iluminación del tramo de ruta en estudio. Así como también la distribución de las columnas de alumbrado en dicho tramo, particularmente en dos situaciones seleccionadas (por la complejidad que entrañan) para un análisis detallado: el Intercambiador de Atlántida y el Peaje Pando².

Para la validación de los resultados se utilizó el “Pliego de Condiciones Particulares para Iluminación, Semáforos y Destellantes, en Rutas Nacionales” del MTOP (de aquí en adelante Pliego MTOP) y la normativa internacional de la CIE.

Dado que en el Pliego del MTOP se describen exhaustivamente los materiales y los procedimientos de trabajo del “Proyecto Lumínico”, no se incluye explícitamente una Memoria Descriptiva. Sin perjuicio de ello, se describan en párrafos siguientes, algunas características relevantes de las luminarias, para mejor comprensión de los fundamentos que aquí se exponen.

Recordando que el presente documento debe servir como base para la evaluación técnica de las diversas propuestas para concretar materialmente el proyecto ILUMVIAL, mediante un proceso licitatorio. Se entiende que los oferentes deberán ofertar una luminaria de igual o mejores prestaciones que la tomada para la realización de los cálculos aquí expuestos, cumpliendo con el pliego del MTOP (Pág. 7) y normativa internacional, respecto a la calidad de la luminaria y los valores lumínicos. Deberán además demostrar que la instalación realizada con tal luminaria, tendrá un costo por consumo total de energía igual o inferior al del proyectado en estos recaudos.

3.1 EVALUACIÓN DE LOS PROGRAMAS DE CÁLCULO HALLADOS

Se estudiaron 5 programas para cálculos lumínicos:

- 1) Dialux 4.5 Programa del Instituto alemán Dial.
- 2) CalcuLux CLX 6.7.2 Programa de Philips.
- 3) OnStreet Programa de General Electric.
- 4) Carandini V.1. Programa de Carandini.
- 5) Lux, Programa del IIE.

Luego del estudio de cada uno de estos programas podemos resumir que:

Los primeros 4 se dividen cada uno de ellos en un programa para cálculos en áreas y otro para el cálculo en rutas, en los que las variables a ingresar son diferentes y los parámetros calculados también son diferentes.

El 4º trabaja desde DOS y solo admite las luminarias Carandini, por lo que se descartó su utilización.

En el 5º, no es posible calcular el factor de deslumbramiento (TI), por lo que se descartó también su utilización.

² : Ver Anexo A: Vistas generales de tramo completo y cruces particulares.

3.2 DETERMINACIÓN DEL PROGRAMA ADECUADO

Según lo investigado, trabajando con los tres primeros softwares y consultando en Internet, se optó por realizar los cálculos utilizando el programa Dialux. La decisión se basó en las amplias prestaciones de este software y su compatibilidad con diferentes fábricas de Luminarias y Lámparas.

Más de 40 fábricas son miembros del grupo que utiliza y recomienda DiaLux, incluyendo a OSRAM y PHILIPS.

Dialux busca satisfacer las necesidades de fabricantes y proyectistas, por lo que los fabricantes de Lámparas y Luminarias cada vez más se apoyan en este programa. Cabe mencionar además que en el mercado, los proyectistas independientes, utilizan básicamente DIALUX.

Entendemos que utilizar este programa es la mejor opción presente y es una herramienta prometedora a futuro, por lo que las horas dedicadas por los integrantes del grupo a la comprensión y utilización sistemática de este software serán de mayor provecho a futuro que la de los otros programas.

A continuación agregamos un artículo extraído de Internet sobre DiaLux, que amplía acerca de sus prestaciones:

“DIALUX - El software para presentaciones de productos individuales

¿Cuáles son las características especiales de DIALux?

Luz del día: cálculo y visualización perfectos.

Escenas de luz: planificación y documentación realistas.

DIALux Light: planificación de alumbrado la más fácil.

Asistentes: ayudan sobre demanda con la planificación para un alumbrado interior o público.

Drag & drop: tan fácil se incluyen en el local muebles, superficies (texturas) y luminarias.

Elementos inteligentes: apliques siempre están bien colocados en la pared y el ordenador está siempre sobre la mesa.

Orientar luminarias: un “clic” sobre el punto de alumbrado basta.

Visualización 3D interactiva: pasear por el local.

Visualización: realista por la utilización de texturas.

Foto realismo: por un módulo Ray-Tracing integrado.

Importación y exportación: archivos dxf se pueden leer y exportar junto con los resultados después de haber terminado la planificación de alumbrado. Resultados se pueden imprimir o enviar como archivo pdf. Cada vista y cada rendering se pueden guardar como archivo jpg.

Importación 3D: integración de edificios plenos como objeto 3D.

Distribución mundial: más de 300.000 usuarios DIALUX.

Actual: siempre los últimos PlugIns de casi todos los fabricantes líder en la página Web correspondiente.

¿Qué datos de luminarias utiliza DIALux?

DIALUX trabaja con los formatos de datos internacionales de todos los fabricantes. Los socios DIALUX ofrecen catálogos electrónicos (PlugIns DIALUX). En estos encuentra toda la información de producto que le falta para la selección de las luminarias óptimas para su proyecto.

¿Cómo obtengo los datos de luminarias?

En un CD directamente del fabricante, por descarga Internet desde las páginas Web de los fabricantes o como PlugIn en línea directamente en DIALUX.

¿Habla Dialux también la lengua mía?

DIALux actúa globalmente y habla actualmente 26 lenguas.

¿Necesito un largo período de adaptación para DIALUX?

DIALUX imita mucho los programas estándar corrientes (Windows XP) y por consiguiente es aplicable de manera simple e intuitiva.

¿Cuáles serán las características especiales del DIALux futuro?

¡Esto determina el mercado! Se perfecciona DIALUX continuamente. Información sobre versiones actualizadas y Patches (versiones actualizadas no muy importantes) se puede hacer enviar regularmente como newsletter (www.dialux.com).

Los fabricantes de luminarias líderes a escala mundial son socios del proyecto DIALUX y este círculo está creciendo continuamente.

Los datos de nuestros socios se los obtienen siempre actual por los PlugIns en línea individuales (directamente desde DIALUX) o en www.dialux.com

Aquí puede descargar la última versión de DIALux en forma gratuita: [DIALux Download](#).

3.3 DATOS DE LUMINARIAS Y PLIEGO MTOP

En primera instancia se buscaron luminarias viales, de buenos rendimientos, para lámparas de Vapor de Sodio a alta presión de 250 W y 400 W y alturas de montaje promedio 12 m y que cumplieran con los requisitos del “Pliego de Condiciones Particulares para Iluminación, Semáforos y Destellantes, en Rutas Nacionales” del MTOP (Pliego MTOP), Capítulo VII, Art. 2. (Pág. 31 a 33).

Resumiendo:

- Tipo Cut-off o semi Cut-off según CIE.
- Rendimiento $\geq 65\%$.
- Cuerpo resistente a impactos y rayos UV.
- Compartimiento para el equipo auxiliar con IP 33 o similar.
- Compartimiento para la óptica con IP 65 mínimo.
- Filtro de Carbón o similar.
- Bandeja porta equipo extraíble.
- Para el mantenimiento: Apertura y cierre sin necesidad de la utilización de herramientas, partes móviles con bisagras u otra sujeción que evite la caída de las mismas.
- Partes de hierro con galvanizado mínimo de 100 micras.
- Reflector desmontable que permita limpieza armado y desarmado sin deformaciones.
- Refractor que soporte los cambios de temperaturas y presiones a que serán expuestos y deberán soportar las radiaciones UV.
- Juntas de goma siliconada o similar que no se degraden con la temperatura elevada ni con la presión o humedad.
- Portalámparas de Porcelana.
- Colillas para temperaturas $\geq 250^{\circ}\text{C}$
- Borneras para el conexionado.

La búsqueda de luminarias se realizó en la Web, ingresando a los catálogos de los fabricantes. La información es por demás dispersa y abundante, siendo esto más un impedimento que una ayuda a la hora de buscar una luminaria específica.

Todos los fabricantes exponen los datos de forma diferente dificultando en primera instancia la selección del tipo de luminaria que se buscaba y en segunda instancia la comparación entre estas.

Muchas de las características físicas solicitadas en el Pliego MTOP, no fueron posible de verificar en los catálogos de los fabricantes.

En los catálogos actuales no aparecen las clasificaciones, Cut-off o Semi Cut-off solicitadas en el Pliego MTOP, estas responden a una clasificación en desuso, pues hoy se toma el factor de deslumbramiento como referencia al respecto. Por lo tanto se debieron verificar las curvas fotométricas de cada luminaria, fijándose en los valores de Intensidad Lumínica en el plano con $C = 0$, a distintos ángulos de elevación γ para saber su clasificación según el haz de Luz.

Para una mejor comprensión hacemos una breve introducción teórica:

Diagrama polar o curvas de distribución luminosa

En estos gráficos la intensidad luminosa se representa mediante un sistema de tres coordenadas (I, C, γ).

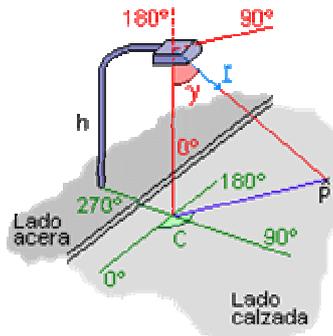


Figura 3.1 – Coordenadas (C,γ)

La primera de ellas I representa el valor numérico de la intensidad luminosa en candelas e indica el módulo del vector mientras las otras señalan la dirección.

En la curva de distribución luminosa, los radios representan el ángulo γ y las circunferencias concéntricas el valor de la intensidad en candelas. De todos los planos verticales posibles identificados por el ángulo C , solo se suelen representar los planos verticales correspondientes a los planos de simetría y los transversales a estos ($C = 0^\circ$ y $C = 90^\circ$) y aquel en que la lámpara tiene su máximo de intensidad. Para evitar tener que hacer un gráfico para cada lámpara cuando solo varía la potencia de esta, los gráficos se normalizan para una lámpara de referencia de 1000 lm. Para conocer los valores reales de las intensidades bastará con multiplicar el flujo luminoso real de la lámpara por la lectura en el gráfico y dividirlo por 1000 lm.

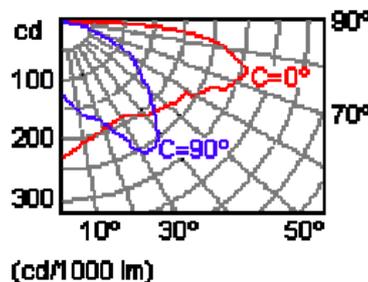


Figura 3.2 – Curva de distribución luminosa

3.3.1 DEFINICIONES DE CUT-OFF Y SEMI CUT-OFF SEGÚN C.I.E:

CUT-OFF:

Valor máximo de intensidad en un ángulo de elevación γ de 80°: 30 Candelas cada 1.000 Lúmenes.

Valor máximo de intensidad en un ángulo de elevación γ de 90°: 10 Candelas cada 1.000 Lúmenes, con un máximo de 1.000 Candelas.

Dirección γ de intensidad máxima inferior a 65°.

SEMI CUT-OFF:

Valor máximo de intensidad en un ángulo de elevación γ de 80°: 100 Candelas cada 1.000 Lúmenes.

Valor máximo de intensidad en un ángulo de elevación γ de 90°: 50 Candelas cada 1.000 Lúmenes, con un máximo de 1.000 Candelas.

Dirección γ de intensidad máxima inferior a 75°.

Para estudiar y comparar las fotometrías de las luminarias se utilizaron 3 programas:

- PhotoMetric Inspector
- Philips Lighting
- DiaLux

El primero da una buena información, incluyendo entre otras cosas:

- Laboratorio en que se realiza el ensayo.
- Curva de distribución lumínica para $C=0^\circ$ y $C= 90^\circ$.
- Rendimiento de la luminaria.
- Potencia total luminaria y equipo.
- Flujo Total
- Nomenclatura, potencia y flujo de la lámpara utilizada en el ensayo.

El segundo programa da básicamente:

- Foto de la luminaria (si esta disponible)
- Curva de distribución lumínica para $C=0^\circ$ y $C= 90^\circ$
- Rendimiento de la luminaria.

El tercero da entre otras cosas:

- Foto de la luminaria (si esta disponible)
- Curva de distribución lumínica para $C=0^\circ$ y $C= 90^\circ$
- Diagrama de densidad lumínica.
- Rendimiento de la luminaria.
- Tabla de Intensidades lumínicas.
- Tabla de Densidades lumínicas.

En [Anexo B](#) se pueden ver las Hojas de Datos de algunas de las luminarias estudiadas, utilizando el programa DIALUX.

3.3.2 NIVELES LUMÍNICOS REQUERIDOS EN EL PLIEGO MTOP:

Iluminancia media (Em):

- En Zona de empalme: 40 a 50 Lx.
- En Zona de transición: 40 a 55% del valor de Lm en Zona de empalme (16 a 27,5 Lx).
- En tramos rectos: 70 a 85 % del valor de Lm en Zona de empalme (28 a 42,5 Lx).

Uniformidad media de Iluminancia:

- $(E_{\text{mínima}} / E_{\text{media}}) \geq 0,5$

Uniformidad extrema de Iluminancia:

- $(E_{\text{mínima}} / E_{\text{máxima}}) \geq 0,25$

Luminancia media (Lm):

- En Zona de empalme: ≥ 2 Candelas / m²

Uniformidad Total de Luminancia (Uo):

- $(L_{\text{mínima}} / L_{\text{media}}) \geq 0,4$

Uniformidad longitudinal de Luminancia (Ul):

- $(L_{\text{mínima}} / L_{\text{máxima}}) \geq 0,7$

Coefficiente de deslumbramiento (Ti) $\leq 10\%$.

Estos valores del Pliego M.T.O.P, son para todas las Rutas Nacionales, con distintos tipos de tránsito, con velocidades que van desde los 60 Km/h a 110 Km/h y densidades de tránsito muy dispares. Esto no se ajusta a los estándares internacionales, donde los valores lumínicos dependen directamente del tipo, velocidad y densidad del tránsito del tramo de ruta a iluminar.

3.4 RESULTADO DE LOS ESTUDIOS PARTICULARES DE CADA LUMINARIA

De las luminarias estudiadas, solamente dos cumplieron todos los requisitos exigidos. Ellas son:

- **Luminaria Philips IRIDIUM SGS254 FG 1xSON-TPP400W CON CP P5 (con lámpara SON TPP250W).**
- **Luminaria FAEL S.p.A. ITINERA VP CL 1 M-S 250W**

En el [Anexo C-I](#) y [Anexo C-II](#) pueden verse los resultados de los cálculos para un tramo recto de la ruta en estudio, realizados con el Programa DIALUX para cada una de ellas.

3.5 ELECCIÓN DE LA LUMINARIA

Ambas luminarias son de altos rendimientos y gran performance y son de precios similares. Se busco la que cumpliendo con todos los valores lograra mayor interdistancia entre columnas, lo que significa una instalación con menor cantidad de columnas y luminarias y por lo tanto una obra de menor costo global y menor consumo total.

Debido a lo anterior y el resultado de los cálculos se optó por usar la luminaria **Philips IRIDIUM SGS254 FG 1xSON-TPP400W CON CP P5 (con lámpara SON TPP250W en las rectas).**

Esta luminaria además tiene mejores prestaciones pues:

- No hay que inclinarla respecto a la horizontal (ángulo cero) para llegar a los valores lumínicos deseados, lo que asegura que no encandilará en las curvas.

- En las rotondas, donde los niveles deben ser superiores, se utilizarán columnas mas altas con lámparas SON TPP 400W, la luminaria escogida es apta para dicha lámpara, por lo que se logrará mantener la armonía estética de la instalación.

3.6 CÁLCULOS REALIZADOS

Para realizar los cálculos lumínicos, se toman “Tramos Tipo” los que se repiten a lo largo del tramo a iluminar. Realizados los cálculos en dichos Tramos Tipo, queda determinada toda la Iluminación a realizar.

Se realizaron los estudios de:

- Un Tramo recto de doble vía con luminarias sobre cantero central. ([Anexo E-VII](#))
- Intercambiador de Atlántida (en particular: Ensanches, Curvas, Rectas de vía simple sin cantero central, Puente y Rotonda ([Anexo E-IV](#)), según plano con ubicación de luminarias que se adjunta en [Anexo D-I](#)).
- Peaje Arroyo Pando. Se estudiaron: Puente ([Anexo E-III](#)), Ensanche con luminarias laterales y caso especial fuera de la normativa del MTOP con velocidad de 30 Km/Hora y área con ancho distinto a ruta alguna ([Anexo E-V](#) y [Anexo E-VI](#)), según plano con ubicación de luminarias que se adjunta en [Anexo D-II](#) y [Anexo D-III](#)).

4 PROYECTO BT

Se detallan aquí los cálculos necesarios para dimensionar los componentes de la instalación en Baja Tensión del “Proyecto BT” de ILUMVIAL. Se enumeran también las especificaciones generales de componentes y procedimientos para la efectiva realización de dicha instalación.

Empecemos por recordar lo que entendemos en este documento por “Proyecto BT”. Se trata de la distribución de energía en Media Tensión (MT) a través de una línea trazada en paralelo con el tramo de 30 Km. de ruta en estudio. Esta línea de MT alimenta los distintos transformadores (ubicados a cierta ínter distancia a determinar) los que a su vez se encargan de reducir la tensión a un nivel utilizable por las luminarias y alimentar a un grupo de ellas (también a determinar) concentradas en un Tablero de Potencia. El esquema general de esta distribución se presenta a continuación en la figura siguiente:

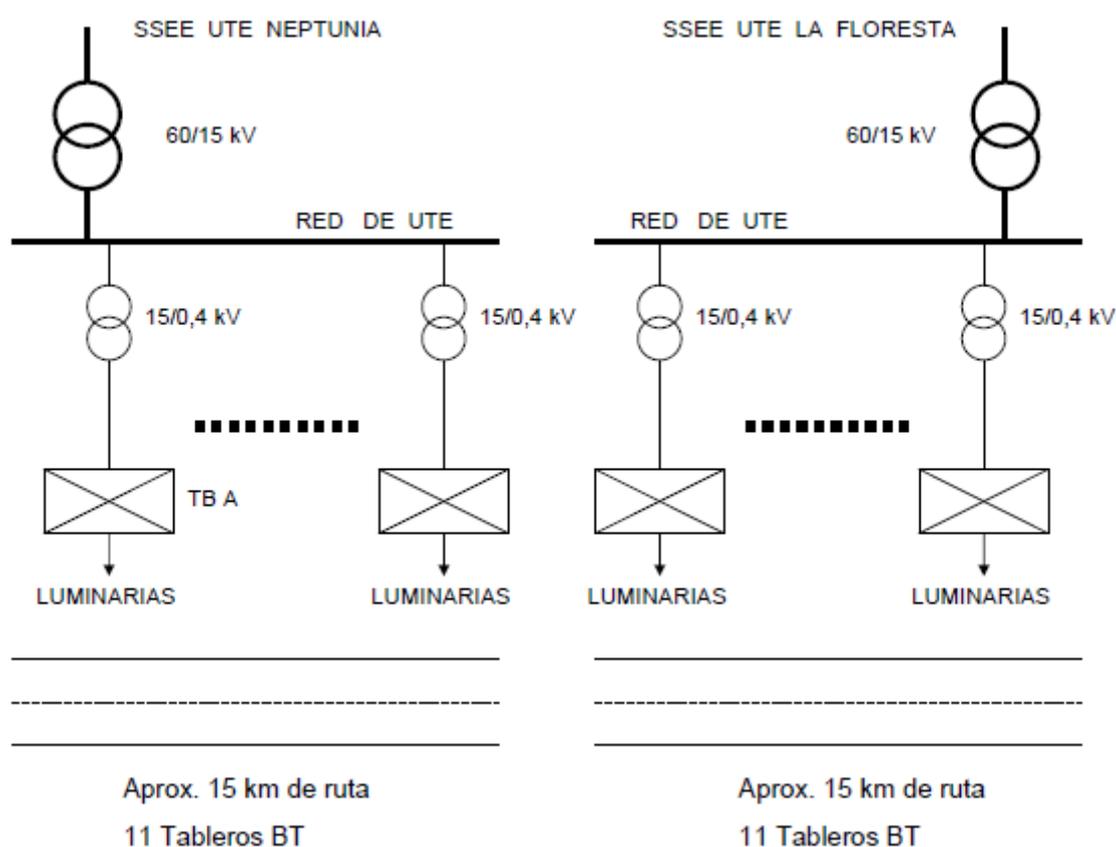


Figura 4.1 – Esquema general de distribución según Proyecto BT

Donde además se contempla la posibilidad de alimentar las cargas desde ambas cabeceras del tramo de ruta en estudio a través de las Subestaciones de U.T.E en Neptunia y La Floresta, según el supuesto original considerado en el presente proyecto.

Como ya se dijo, la distribución según el “Proyecto BT” es la que hasta la fecha se utiliza mayoritariamente para distribuir energía en Iluminación Vial en el Uruguay. Y la misma servirá como base para comparar técnica y económicamente, las formas innovadoras de distribución de energía en estas aplicaciones, investigadas en el “Proyecto MT”.

Como habitualmente se hace, se expondrá por un lado la Memoria de Cálculo. En donde se detallan todos los cálculos necesarios para el dimensionamiento de los componentes de la

instalación. Y por otro lado la Memoria Descriptiva en donde se detallan las especificaciones particulares de los componentes, los procedimientos y trabajos a realizar en la instalación.

4.1 MEMORIA DE CÁLCULO

A continuación se exponen los cálculos necesarios para determinar las especificaciones de los componentes a utilizar en las instalaciones de Baja Tensión (BT).

Como ya se mencionó en el Capítulo Introductorio, tratándose de un Proyecto de Fin de Carrera de Grado, esta Memoria de Cálculo tiene características particulares que la apartan de una elaboración típica. En particular se la trató de construir, siguiendo la cronología en la que se van planteando las dificultades cuando se diseñan instalaciones de BT de estas características: desde como distribuir las cargas hasta el diseño del control de los Tableros.

Así la Memoria obtenida resulta ser un material más didáctico que descriptivo de los procedimientos de cálculo, en la medida en que el “Proyecto de BT” no constituye un objetivo de ILUMVIAL, sino que expresa la forma clásica de hacer iluminación vial, la que pretende ser contrastada con formas innovadoras de distribuir la energía para estas aplicaciones (Proyecto MT).

Siguiendo el esquema de distribución del “Proyecto BT”, el problema central radica en determinar la distancia entre transformadores, buscando cumplir básicamente la restricción de caída máxima de tensión admisible en las lámparas y cuidando de usar secciones de conductores razonables como para no encarecer demasiado la obra.

En adelante nos ocuparemos de los cálculos aguas abajo de los transformadores (incluyendo el dimensionamiento de los mismos). Asumiendo para ello: proyecto MT dado y que podemos ubicar los transformadores donde mejor convenga. En el supuesto de estas hipótesis resaltan particularmente dos problemas: el cálculo de caídas de tensión en una línea con carga uniformemente distribuida y el cálculo de protecciones en una línea larga con carga distribuida.

Aspectos particulares de estos temas son discutidos en la literatura, entre ellos Ademaro Cotrim (Instalaciones Eléctricas) y Günter G. Strip (Instalaciones Eléctricas, Siemens). No obstante nos detendremos en ellos por considerar que constituyen problemas interesantes que permiten ejercitar la aplicación de conceptos fundamentales en el diseño de instalaciones BT.

Para la validación de los cálculos usamos básicamente dos normativas: el “Reglamento de Baja Tensión de U.T.E” (en adelante RBT-U.T.E) y el “Pliego de Condiciones Particulares para Iluminación, Semáforos y Destellantes en Rutas Nacionales” del M.T.O.P (Pliego M.T.O.P).

En la Sección 4.1.1 se explica (someramente) como se llegó a la distribución de carga elegida, así como también la nomenclatura usada para identificación de Tableros y Luminarias del tramo de ruta en estudio. En la Sección 4.1.2 se explican los detalles de los cálculos para una de las instalaciones BT (Transformador, Tablero y las luminarias que alimenta). Los resultados para esta instalación serán válidos para las restantes que se repiten en el tramo de ruta en estudio.

Detalles de cálculos particulares que no pudieron ser incluidos directamente en la memoria se exponen en los Anexos correspondientes.

4.1.1 DISTRIBUCIÓN DE CARGAS

Para la determinación de la distribución de cargas, se tomó como premisa general no exceder el valor 6 mm^2 en la sección de los conductores de las líneas repartidoras. La razón para establecer esta cota, radica en que hasta este valor de sección es posible subir (cómodamente) con las líneas por el interior de las columnas de alumbrado y bajar nuevamente para continuar la alimentación, sin necesidad de realizar empalmes. Se sube con el conductor de 6 mm^2 hasta 3 mts del suelo (bornes de la termomagnética que protege la lámpara) y a partir de allí se sigue con una sección inferior hasta la luminaria.

La restricción en la sección de los cables nos impuso limitaciones varias. Respecto a la distancia entre Tableros, a la cantidad mínima de líneas a alimentar por Tablero y a la cantidad de lámparas en cada línea.

Optamos finalmente por instalar (en tramo recto) 22 tableros con una ínter distancia de 1400 mts. Cada Tablero alimentará entonces 1400 mts de ruta, que corresponde a 36 columnas con dos luminarias cada una (recordar que la ínter distancia entre columnas es de 40 mts en tramo recto de acuerdo a Proyecto Lumínico).

A su vez, cada Tablero distribuirá mediante 8 líneas tetrapolares (cuatro a cada lado del Tablero que se ubica en el baricentro de la carga que alimenta). Cada línea tetrapolar alimentará 9 luminarias, 3 por cada fase.

La distribución obtenida fue, lógicamente, el resultado de varias iteraciones de distribuciones de cargas. Lo que plantamos ahora como la distribución elegida encontrará justificación en la siguiente sección cuando se expongan los cálculos de un Tablero ejemplo.

En lo que sigue de esta Memoria usaremos la siguiente nomenclatura:

Letras para identificar a los Tableros: A al primero, B al segundo, C al tercero y así sucesivamente (ver [Anexo F-I](#) en donde se encuentra la identificación completa).

Números correlativos para identificar las lámparas, de acuerdo al siguiente esquema general:

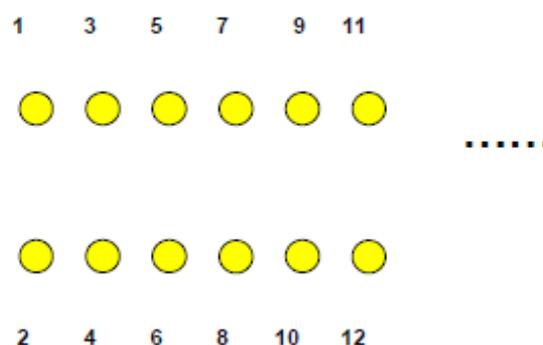


Figura 4.2 – Nomenclatura de Luminarias

Consideramos como origen del tramo de ruta en estudio al Peaje Pando.

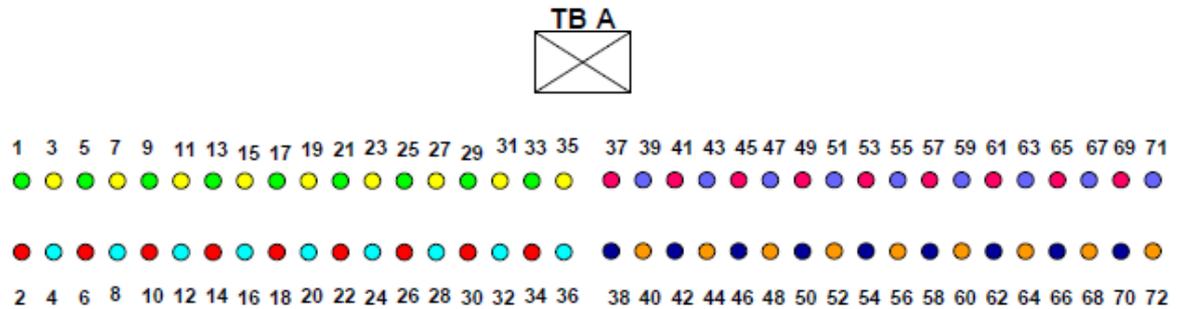
La asignación completa de luminarias a los Tableros puede verse en [Anexo F-II](#).

Dado que los tramos de ruta alimentados por cada Tablero son iguales entre si (tienen igual cantidad de luminarias y distribuidas de la misma forma), consideraremos solamente el estudio del Tablero A (de ahora en adelante TB A). Los resultados obtenidos para este Tablero serán válidos para los Tableros restantes.

4.1.2 CÁLCULOS PARA EL TABLERO A

4.1.2.1 Censo de carga

La figura 4.3 muestra la distribución de cargas para TB A



Codificación:

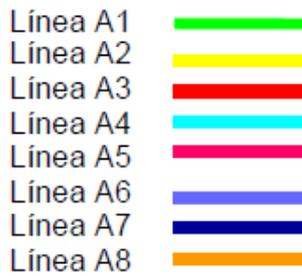


Figura 4.3 – Distribución de cargas en TB A

La misma información se muestra resumida en la siguiente tabla:

Línea	Fase	Lámparas	Línea	Fase	Lámparas
A1	R	1-13-25	A5	R	37-49-61
A1	S	5-17-29	A5	S	41-53-65
A1	T	9-21-33	A5	T	45-57-69
A2	R	3-15-27	A6	R	39-51-63
A2	S	7-19-31	A6	S	43-55-67
A2	T	11-23-35	A6	T	47-59-71
A3	R	2-14-26	A7	R	38-50-62
A3	S	6-18-30	A7	S	42-54-66
A3	T	10-22-34	A7	T	46-58-70
A4	R	4-16-28	A8	R	40-52-64
A4	S	8-20-32	A8	S	44-56-68
A4	T	12-24-36	A8	T	48-60-72

Tabla 4.1

Donde además hemos agregado las distribuciones en cada fase para cada una de las 8 líneas.

Como ya se dijo en cada una de las líneas tetrapolares hay 9 lámparas (tres entre cada fase y neutro) lo que implica que en cada una de ellas tenemos carga equilibrada. Cada lámpara con su correspondiente equipo auxiliar tiene un consumo de 276 W según Hoja de Datos de Fabricante (Luminaria Philips Iridium con lámpara SON TTP 250 W) lo que totaliza una Potencia de 2,484 kW por línea y una Potencia Total de 19,872 kW en el Tablero.

Recordemos que aquí no utilizamos ningún factor de simultaneidad pues cuando funcionan las lámparas, lo hacen todas a la vez.

Previendo un 10% de carga adicional para servicios auxiliares tenemos que la potencia total demandada asciende a: $P_{TOTAL} = 21,9 \text{ kW}$.

4.1.2.2 Transformador

Dada la Potencia Total calculada (21,9 kW) y teniendo en cuenta que las cargas tendrán $\cos\varphi=0,92$ tenemos que la potencia aparente total resulta ser: $S = \frac{P}{\cos(\varphi)} = 23,8 \text{ kVA}$.

Buscamos entonces el transformador normalizado de menor potencia posible, cuyo valor de potencia nominal iguale o supere el valor de potencia aparente total estimado. Escogimos entonces un **transformador de $S_n = 25 \text{ kVA}$ y relación de transformación $15 / 0.4 \text{ kV}$.**

4.1.2.3 Cálculo de corrientes de régimen

Considerando que la tensión compuesta a usar en BT es 400 V (para tener 230 V fase-neutro donde se conectan las lámparas) y que corregiremos $\cos(\varphi)$ a 0,92 en cada luminaria (usando condensadores de $32 \mu\text{F}^3$). Tenemos que la corriente de régimen en cada lámpara será de 1,30 A y la corriente en cada una de las 8 líneas será de 3,90 A. Por tanto la corriente que circulará por el seccionador general del Tablero será de 31,20 A.

Los valores citados en el párrafo anterior se obtuvieron usando las siguientes fórmulas:

$$I_{LAMPARA} = \frac{P_{LAMPARA}}{(U/\sqrt{3}) \cdot \cos(\varphi)} \quad \text{Para la corriente en las Lámparas}$$

$$I_{LINEA} = \frac{3 * P_{LAMPARA}}{\sqrt{3} * U \cdot \cos(\varphi)} \quad \text{Para las corrientes de Línea}$$

$$I_{TOTAL} = 8 * I_{LINEA} \quad \text{Para la corriente Total de entrada al Tablero}$$

Con $P_{LAMPARA} = 276 \text{ W}$, $U = 400 \text{ V}$ y $\cos(\varphi) = 0.92$.

4.1.2.4 Dimensionamiento de conductores

Para cumplimentar las exigencias del Pliego del M.T.O.P y del RBT-U.T.E verificamos la sección de los conductores mediante tres criterios:

- Corriente Admisible.
- Caída de Tensión.
- Resistencia Mecánica.

Por vía de los hechos encontramos que en nuestro caso el criterio más exigente es el de la Caída de Tensión, verificándose que si la sección elegida satisface este último criterio entonces satisface los restantes. Es por esta razón que empezaremos por verificar en

³: De acuerdo a lo sugerido por Catálogo de Balastos e Ignitores Philips (ver [Anexo G](#))

detalle las secciones en cuanto a Caída de Tensión, para posteriormente mostrar que se verifican los demás criterios.

Observando la Figura 4.3 – Distribución de cargas en TB A y Tabla 4.1, puede verse que de las 8 líneas alimentadas por TB A las más críticas en cuanto a caída de tensión son las siguientes:

- Línea A1 fase R en luminaria 1.
- Línea A3 fase R en luminaria 2.
- Línea A6 fase T en luminaria 71.
- Línea A8 fase T en luminaria 72.

Afirmamos que si el criterio de Caída de tensión se verifica para estos casos entonces se verifica para los restantes. Esto es así porque en los casos diferentes a los planteados se trata de la misma carga, distribuida de igual manera, pero con el baricentro más próximo al Tablero. Por consiguiente las longitudes de conductores involucradas son menores y en consecuencia las caídas de tensión en dichos conductores también.

Analizaremos entonces uno de estos casos extremos (la línea A6 en la fase T) para verificar los criterios de dimensionamiento de conductores. El cumplimiento de los criterios en este caso implicará el cumplimiento en los demás casos extremos (que son iguales) y por supuesto en los restantes casos no extremos.

4.1.2.4.1 Estudio de caídas de tensión en línea A6 fase T

En el caso que ahora estudiamos y de acuerdo a Tabla 4.1 las lámparas involucradas son: la 47, la 59 y la 71. Las corrientes que circulan en cada uno de los tramos de la distribución son los calculados en el apartado 4.1.2.3 “CÁLCULOS DE CORRIENTE DE RÉGIMEN” y se presentan de manera gráfica en la Figura 3.4, donde además se indican las distancias más importantes.

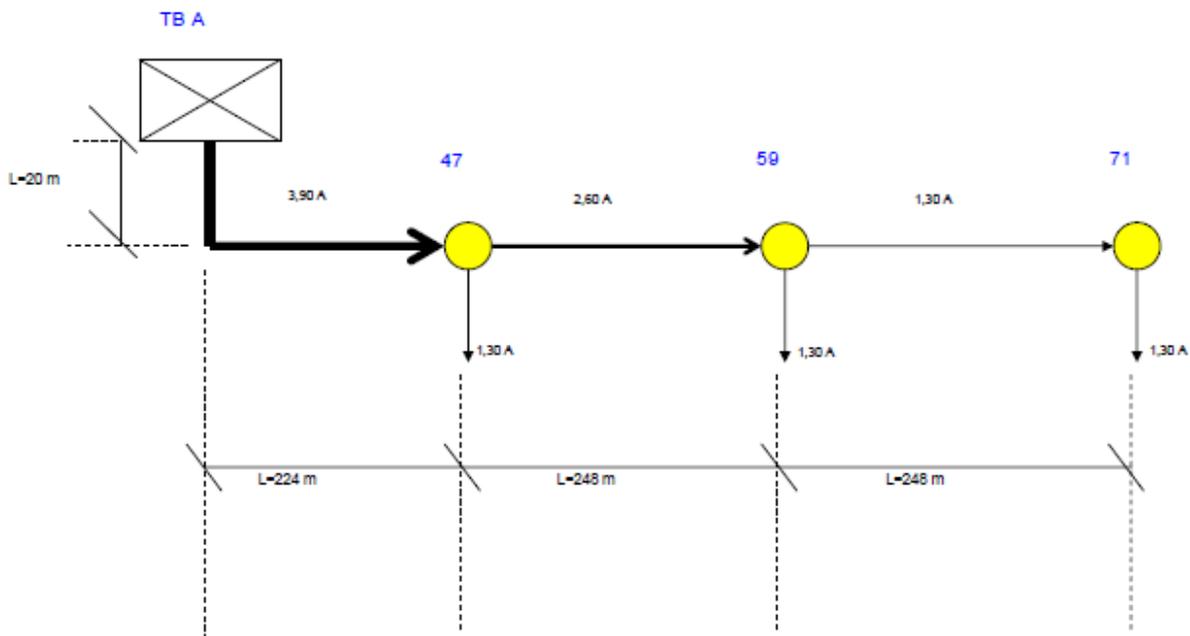


Figura 4.4 – Distribución de cargas en Línea A6 Fase T

Donde consideramos:

- Longitud de cable desde TB A hasta Lámpara N° 47 igual a 244 m: 20 m desde TB A hasta centro de cantero + 224 m desde centro de TB A hasta Lámpara N° 47 (donde se incluyen 3 mts de “subida” hasta Termomagnética de la columna + 1 m adicional que contempla curvaturas y vueltas en la “subida” a columna).
- Longitud de cable desde Lámpara N° 47 hasta Lámpara N° 59 igual a 248 mts: 240 m de tendido horizontal entre columnas + 3 mts de “subida” en cada una de las columnas (6 m en total) + 2 m adicionales que contemplan curvaturas y vueltas en las “subidas” a columnas (1 m en cada columna).
- Longitud de cable desde Lámpara N° 59 hasta Lámpara N° 71 igual a 248 m.

Para mejor comprensión de las distancias involucradas ver Figura 3.3, en donde se puede observar que la distancia horizontal desde TB A hasta Lámpara 47 es de 220 mts y las distancias entre lámparas consecutivas de Línea A6 es de 240 mts.

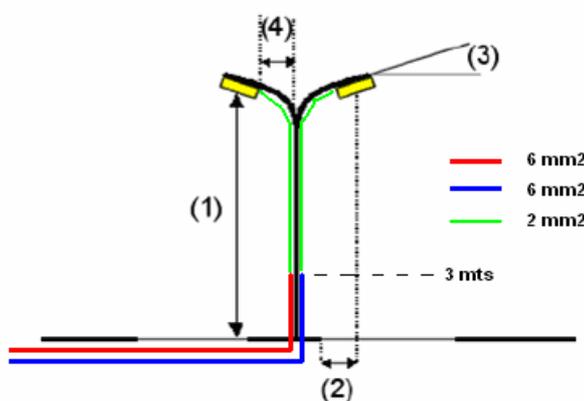
Las Caídas de Tensión obtenidas en las lámparas, usando sección de conductor 6 mm², se encuentran resumidas en la siguiente Tabla:

Tramo	Lámpara	$\Delta L(m)$	$S(mm^2)$	$R(\Omega)$	$X(\Omega)$
Desde TBA hasta L 47	47	224,00	6,00	0,69	0,02
Desde L 47 hasta L 59	59	248,00	6,00	0,76	0,02
Desde L 59 hasta L 71	71	248,00	6,00	0,76	0,02

Tramo	$ Z(\Omega) $	$I(A)$	$\Delta U_{ACUM}(V)$	$U(V)$	$\Delta U^*_{ACUM}(V)$	$U^*(V)$
Desde TBA hasta L 47	0,69	3,90	2,70	227,30	2,83	227,17
Desde L 47 hasta L 59	0,77	2,60	4,68	225,32	4,82	225,18
Desde L 59 hasta L 71	0,77	1,30	5,68	224,32	5,82	224,18

Tabla 4.2

Las últimas dos columnas ($\Delta^*U_{ACUM}(V)$ y $U^*(V)$) corresponden respectivamente a la caída de tensión acumulada y voltaje hasta bornes de la lámpara considerada. Las caídas sin asteriscos son hasta bornes de la termomagnética a colocar en la columna, sin considerar la caída adicional en el cable aguas debajo de ella. Para calcular esta caída adicional se consideró un conductor de 2 mm². En la figura 3.5 se puede ver el cambio de sección de 6 a 2 mm², así como también las dimensiones involucradas en la columna. A partir de estas dimensiones puede concluirse que la aproximación de 11,50 mts para la longitud de los conductores de 2 mm² resulta adecuada.



Datos⁴:
 Distancia entre mástiles: 40.00 m
 Altura de montaje (1): 12.57 m
 Altura del punto de luz: 12.32 m
 Saliente sobre la calzada (2): 2.63 m
 Inclinación del brazo (3): 0.0 °
 Longitud del brazo (4): 1.87 m

Figura 4.5 – Detalle de Secciones de conductores en columna

⁴ : Tomados de Hoja de Selección Dialux para Philips Iridium TPP 250, Anexo C-I.

Antes de entrar en el detalle de las fórmulas usadas para el cálculo, observemos que para las tres luminarias en estudio pero en particular para la más crítica (la 71) se verifica la condición de Máxima Caída Admisible 3%, establecida por el RBT de U.T.E para cargas de iluminación.

Esto es claramente evidenciado en el siguiente gráfico donde puede verse el perfil de tensiones para Línea A6 fase T (azul) conjuntamente con la cota inferior establecida por U.T.E (magenta).

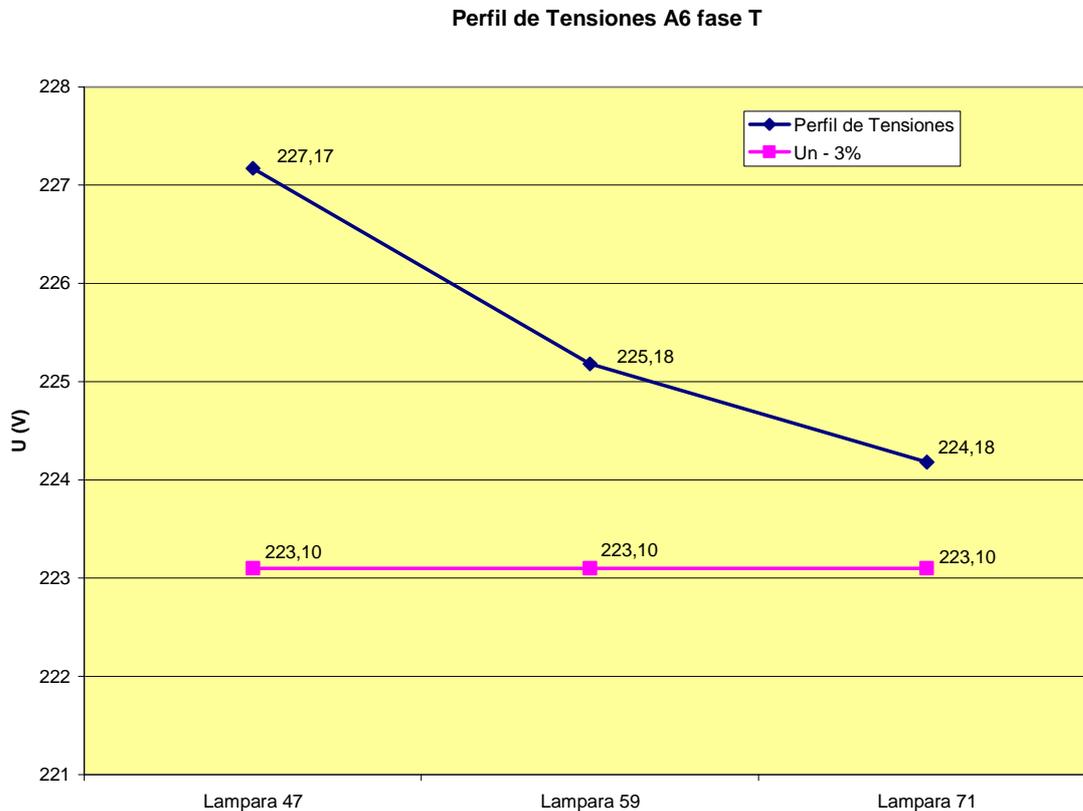


Figura 4.6 – Perfil de Tensiones en Línea A6 fase T

Fórmulas de cálculo:

Presentamos a continuación las fórmulas utilizadas para calcular las Caídas de Tensión en Tabla 4.2:

$$R = \frac{\rho \cdot \Delta L}{S} \quad [\Omega], \text{ para el cálculo de la resistencia de los conductores del tramo considerado.}$$

$$X = \frac{0,10 \cdot \Delta L}{1000} \quad [\Omega], \text{ para el cálculo de la reactancia inductiva}^5 \text{ de los conductores del tramo considerado.}$$

$$|Z| = \sqrt{R^2 + X^2} \quad [\Omega], \text{ para el cálculo del módulo de la impedancia de los conductores del tramo considerado.}$$

⁵ : Ver Anexo H por justificación del valor 0,10 para la reactancia pu en Ω/km

$\Delta U_{ACUM} = \Delta U_{ANTERIOR} + |Z| \cdot I$ [V], para el cálculo de la caída de tensión acumulada hasta la lámpara considerada. Donde es la caída de tensión hasta la lámpara anterior (cero para el caso de la lámpara 47).

$U = 230 - \Delta U_{ACUM}$ [V], para el cálculo de la tensión en la lámpara considerada.

Es importante aclarar en este punto que las caídas de tensión calculadas no corresponden estrictamente a las que hay efectivamente en el modelo planteado. Para el cálculo de la caída de tensión en una lámpara debería en rigor hacerse la resta vectorial de la tensión en la lámpara anterior menos la caída en el conductor. Pero sucede que como se puede observar en la Tabla 4.2 la caída es predominantemente resistiva y por tanto podemos hacer una resta algebraica. De todos modos introducimos el valor de la reactancia inductiva en el cálculo al usar el valor del módulo de la impedancia, en vez de la resistencia solamente. Así de esta manera intentamos aproximar los resultados un poco mejor al modelo planteado.

4.1.2.4.2 Secciones de conductores

Las secciones de los conductores serán entonces las siguientes:

- **6 mm² para las líneas que van desde TB A hasta las columnas (subiendo hasta termomagnética que protegerá la lámpara y que se dimensionará en siguientes apartados).**
- **2 mm² desde la luminaria (en extremo de columna) hasta donde termina la sección de 6 mm².**
- **10 mm² para los conductores que van desde el transformador hasta TB A.**

Afirmamos que para estas secciones de conductores elegidas se cumplen los tres criterios de admisibilidad previstos.

Los cables a usar serán:

- **Tetrapolar de cobre y aislación XLPE para el caso de sección 6 mm² (líneas).**
- **Bipolar, de cobre y aislación PVC para el caso de sección 2 mm² (desde Termomagnética en columna hasta luminaria).**
- **Tetrapolar, de cobre sección 10 mm² y aislación XLPE para el cable que va desde el Transformador hasta TB A.**

4.1.2.4.3 Verificación de los criterios

Según lo expuesto en el apartado 4.1.2.4.1 “Estudio de Caídas de Tensión en línea A6 fase T” resulta claro que el criterio de Caída de Tensión se verifica (no verificamos la caída en los 5 mts de cable 10 mm² que resulta claramente despreciable).

Quedan por verificar entonces otros dos criterios.

A. Máxima Corriente Admisible:**Para conductores de 6 mm²:**

De acuerdo a RBT de U.T.E (Anexo 1, pag. 20) la máxima corriente admisible para cable tetrapolar, conductor de cobre y aislación XLPE, de sección 6 mm² es 66 A⁶.

Considerando que habrá 4 conductores en la zanja usamos el factor de corrección 0,68 correspondiente a conductores separados entre si 7 cm. (RBT de U.T.E – Anexo 1, pag. 21). Por tanto $I_z = 66 \times 0,68 = 44,88$ A.

La corriente de diseño prevista para circular en los cables de 6 mm² es 3,90 A. Por tanto claramente se verifica que **$I_n = 3,90$ A < $I_z = 44,88$ A.**

Para conductores de 2 mm²:

Para el cable de 2 mm², la máxima corriente admisible es de 22 A (según RBT de UTE – Anexo 1, pag. 14). Considerando que dentro de la canalización de la columna irán 4 conductores (dos para cada luminaria) tenemos que corregir el valor de 22 A con un factor de agrupamiento de 0,90. Por tanto en este caso resulta ser $I_z = 0,90 \times 22 = 19,80$ A.

La corriente de diseño para las lámparas es de 1,30 A y esta es la corriente que circulará por los conductores de 2 mm². Por tanto se verifica también en este caso que **$I_n = 1,30$ A < $I_z = 19,80$ A.**

Conductores de 10 mm²:

La máxima corriente admisible es 68 A (según RBT de U.T.E – Anexo 1, pag. 6), considerado instalación al aire y temperatura ambiente 25 °C.

La corriente de Proyecto que circulará por estos conductores es 31,20 A. Por tanto se verifica que **$I_n = 31,20$ A < $I_z = 68$ A.**

Concluimos entonces que las secciones de los conductores son adecuadas según el criterio de la máxima corriente admisible que puede circular por ellos (dimensionamiento adecuado según consideraciones térmicas).

B. Resistencia Mecánica:

Según el RBT de UTE (Anexo 1 – pag. 30) las secciones mínimas por resistencia mecánica son las siguientes:

- 6 mm² para líneas repartidoras.
- 0,75 mm² para derivaciones de alumbrado.
- 1,5 mm² para cables armados.

Se constata entonces que las secciones elegidas cumplen el criterio de Resistencia mecánica.

⁶ : Suponiendo profundidad de colocación aprox. 50 cm, temperatura del terreno 25 °C, 1 cable solo en la zanja y resistencia térmica del terreno 1°C/W.

4.1.2.5 Cálculo de cortocircuitos

Como se sabe en las instalaciones eléctricas no solo deben considerarse las corrientes nominales de servicio, sino también las corrientes de sobrecarga y de cortocircuito. Las sobrecargas pueden ser: previsibles (o momentáneas) cuando están relacionadas a transitorios asociadas al funcionamiento de ciertas cargas (arranque de motores o lámparas por ejemplo) o no previsibles cuando provienen de averías de las cargas (por ejemplo avería de un motor de inducción).

En el presente documento no nos detendremos en las sobrecargas no previsibles, dada la naturaleza de las cargas manejadas. Si tendremos en cuenta las sobrecargas previsibles, pues el aumento de la corriente que consumen las lámparas de descarga durante su arranque es significativo por su principio físico de operación. Hecha esta aclaración acerca de las sobrecargas centraremos entonces ahora nuestra atención en las corrientes de cortocircuito.

Un cortocircuito es entendido como una conexión de relativamente baja impedancia entre dos o más puntos de un circuito, que en operación normal, se encuentran a diferentes tensiones.

Cuando se producen, aunque sean de corta duración, circulan corrientes muy elevadas respecto a los valores nominales del servicio y producen calentamientos en todo el circuito por donde circulan, dilatando conexiones y produciendo averías en el circuito eléctrico, llegando al extremo de producirse incendios (en caso que la protección eléctrica esté mal dimensionada o sea de dudosa calidad). Además se producen esfuerzos en conductores y barras debido a la aparición de fuerzas magnéticas del tipo $F = \frac{k \cdot I_{cc}^2}{d}$, siendo I_{cc} la corriente de cortocircuito, d la distancia entre conductores (o barras) y k una constante (por ejemplo $k = 0,20$ para el caso de esfuerzo entre solamente dos conductores⁷).

Los valores de las corrientes de defecto varían de un punto a otro de la instalación y dependen esencialmente de la cercanía del defecto al transformador y del tipo de cortocircuito (trifásico, monofásico, bifásico aislado, bifásico con contacto a tierra, etc.)

Las protecciones contra cortocircuitos deben ser capaces por un lado de manejar las altas corrientes (poder de corte adecuado) y por otro de despejar las faltas en un tiempo menor que el máximo admisible para conductores y conexiones de manera de evitar el calentamiento excesivo de estos.

La naturaleza de las corrientes de defecto depende además, de si se está próximo a generadores (no es nuestro caso dada la ubicación geográfica de la instalación) y debe adicionalmente tenerse en cuenta, si hubiese instalados (y funcionando), el aporte de motores de inducción (no es nuestro caso).

En la figura siguiente se muestra la forma típica de la evolución temporal de la corriente de defecto en instalaciones como la que analizamos (lejos de generadores). Puede verse que existe un transitorio inicial en que la corriente de defecto es suma de dos contribuciones:

Una componente de alterna y una componente de continua de ley exponencial decreciente que se extingue rápidamente.

⁷ : Günter G. Seip. Instalaciones Eléctricas (Siemens), 1989.

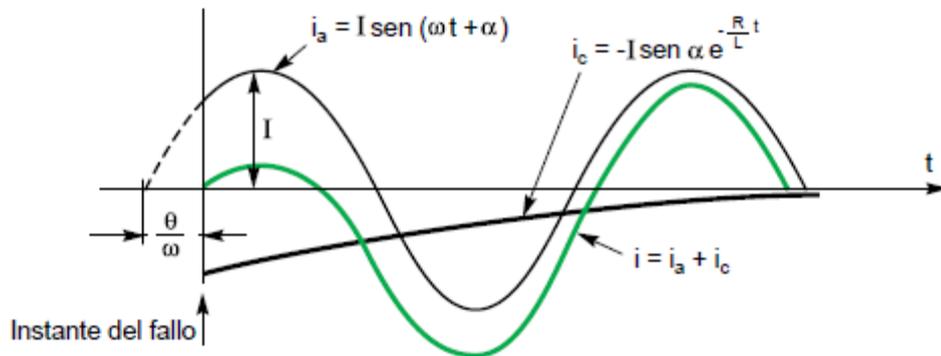


Figura 4.7 – Corriente de cortocircuito en un punto alejado de Generadores⁸

El grado de asimetría depende de la relación X/R (reactancia inductiva / resistencia) en el punto del circuito considerado y del desfase angular de la tensión en el momento del cortocircuito (que determina la condición de asimetría).

A los efectos de la selección de las protecciones el valor más relevante es el de la corriente de cortocircuito simétrica inicial (I''_k), definido como el valor eficaz de la componente simétrica alterna de la corriente de cortocircuito prevista en el instante de la aparición del cortocircuito, si la impedancia conserva su valor inicial.

Si el cortocircuito es alejado de generadores entonces la magnitud de la componente de alterna de la corriente de cortocircuito prevista permanece prácticamente constante. Por tanto en este caso se puede desprestigiar los efectos transitorios en la componente alterna de la corriente. Este es nuestro caso, por tanto, se justifica la selección de las protecciones usando I''_k .

4.1.2.5.1 Generalidades

Para el cálculo de cortocircuitos consideramos a TBA alimentado desde un transformador de 25 kVA 15/0,4 kV, configuración Dyn (triángulo / estrella con neutro accesible), el que a su vez se conecta a la red MT de 15 kV propiedad de U.T.E.

Asumimos en el modelo algunas idealizaciones:

- Red MT dada por el equivalente Thevenin (fuente e impedancias sensibles) obtenido a partir de datos de U.T.E para la Subestación de Neptunia.
- Transformador modelado como una impedancia sin componente resistiva (reactancia inductiva pura).

Entendemos que la idealización en el modelo de la impedancia del transformador si bien representa un caso extremo no alcanzable, permite una aproximación razonable al problema de determinación de cortocircuitos en TB A, en la medida en que las corrientes de defecto calculadas de este modo, serán superiores a las que se presenten realmente en la instalación. Por tanto el poder de corte calculado para las llaves a partir de dichas corrientes será adecuado.

En cuanto a la modelización de la red MT según el equivalente Thevenin referido, a los efectos del cálculo de cortocircuitos para TB A, la misma resulta adecuada. Para un transformador siguiente al que alimenta a TBA y que a su vez sea alimentado desde SSEE Neptunia, habría que considerar en rigor, las además las cargas y conductores que se

⁸: Tomada de Cuaderno Técnico Nº 158 de Schneider Electric.

encuentran antes de él (ver Figura 4.1). Sin embargo al igual que lo observado en lo referente al modelo de impedancia del transformador, a los efectos de determinar el poder de corte de las llaves esta situación extrema es suficiente ya que en ella se presentarán las mayores corrientes de cortocircuito.

4.1.2.5.2 Cortocircuitos Máximos

En la figura 4.8 se muestra el circuito unifilar que usaremos para mostrar aquellos puntos en los que se realizarán los cálculos de las corrientes de cortocircuito máximas. Como se puede observar en dicha figura, se han agrupado las ocho líneas tetrapolares previstas de modo de tener 2 líneas juntas por cada salida del Tablero TB A. La razón para tal agrupación será explicada en el apartado 4.1.2.7 “Diseño de Tablero”.

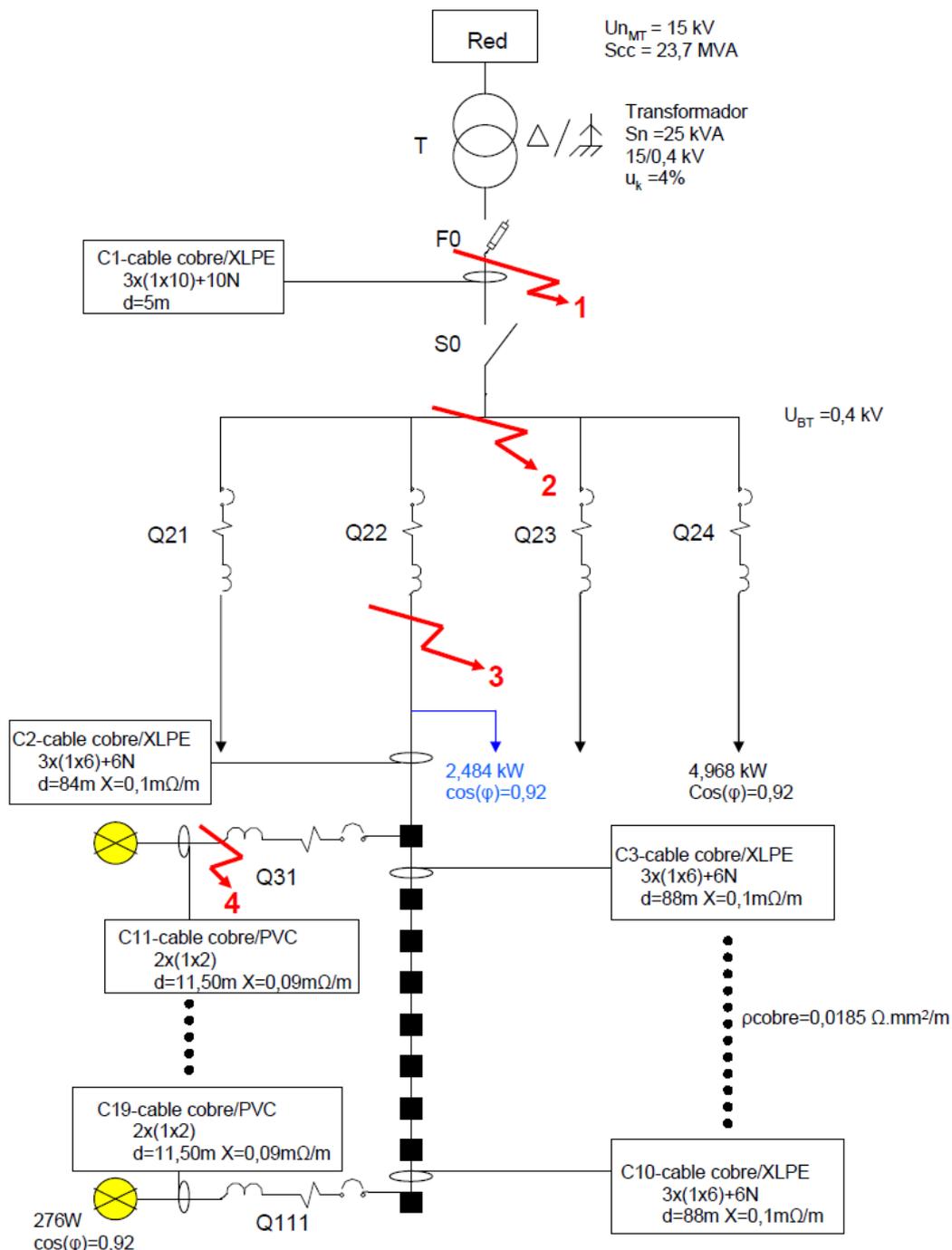


Figura 4.8 – Cálculo de cortocircuitos

El cálculo se realizará (por razones de simetría de las cargas) para una de las 8 líneas que alimenta el Tablero TB A. Los cortocircuitos máximos en los puntos indicados se realizarán a los efectos de determinar el poder de corte y capacidad de apertura de interruptores y fusibles respectivamente. Una vez determinadas dichas características de las protecciones se procederá al dimensionamiento total de las mismas, verificando que estas cumplan efectivamente su función de protección de los conductores y adicionalmente se obtenga selectividad entre ellas.

De la Figura 4.8 surge que los cortocircuitos máximos son iguales en los puntos 2 y 3 y aproximadamente igual al del punto 1 (dado que el conductor que une los puntos 1 y 2 es de muy corta longitud). El cortocircuito máximo en estos puntos (a determinar si corresponde a trifásico, una fase a tierra o dos fases a tierra) determinará el poder de corte de de las llaves Q21 a Q24 (salidas de TB A) y la capacidad de apertura de la terna de fusibles F0.

Por otro lado resulta claro que el poder de corte de los interruptores bipolares situados en las columnas de alumbrado se determina a partir del cortocircuito máximo en el punto 4 (bornes de Q31), dado que dicho punto es el más próximo a TBA. Dicho cortocircuito corresponde a un defecto fase – neutro.

A. Máxima corriente de cortocircuito en 1

El máximo cortocircuito en este punto (bornes de F0) corresponde a un cortocircuito trifásico y el valor de la corriente de defecto es $I''_k = 912,6 \text{ A}$, valor que supera los de 898,6 A, 776,7 A y 898,1 A correspondientes a las corrientes de defecto en el caso de una falta fase-tierra dos fases y dos fases a tierra respectivamente⁹.

B. Máxima corriente de cortocircuito en 4.

Para determinar el cortocircuito en este punto determinaremos primero el valor de impedancia de los componentes involucrados en el circuito de defecto (ver figura 4.8)

Red de U.T.E:

$Z_o = 0,3 + 1,5j\Omega$ (Impedancia sincronía – asíncrona referida al lado de BT Transformador¹⁰)

Transformador:

$$Z_T = z_k \cdot \frac{U^2}{S_n} = 0,04 \cdot \frac{(0,4)^2}{0,025} \Rightarrow Z_T = j256m\Omega$$

Conductores:

$$\bullet \text{ C1: } \left. \begin{array}{l} R_{C1} = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{0,0185 \cdot 5}{10} \Rightarrow R_{C1} = 9,25m\Omega \\ X_{C1} = 0,10 \cdot 5 \Rightarrow X_{C1} = 0,5m\Omega \end{array} \right\} \Rightarrow Z_{C1} = 9,25 + j0,5m\Omega$$

$$\bullet \text{ C2: } \left. \begin{array}{l} R_{C2} = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{0,0185 \cdot 84}{6} \Rightarrow R_{C2} = 259m\Omega \\ X_{C2} = 0,10 \cdot 84 \Rightarrow X_{C2} = 8,4m\Omega \end{array} \right\} \Rightarrow Z_{C2} = 259 + j8,4m\Omega$$

⁹ : Por detalle de los cálculos ver [Anexo K](#).

¹⁰ : Dato obtenido de U.T.E para SSEE Neptunia.

$$\bullet \text{ C11: } \left. \begin{aligned} R_{C11} &= \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{0,0185 \cdot 11,50}{2} \Rightarrow R_{C11} = 106 m\Omega \\ X_{C11} &= 0,10 \cdot 11,50 \Rightarrow X_{C11} = 1,2 m\Omega \end{aligned} \right\} \Rightarrow Z_{C11} = 106 + j1,2 m\Omega$$

A partir de estas impedancias calculamos la corriente de defecto buscada (cortocircuito fase-neutro) que viene dada por la siguiente expresión $I''_{kfn} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot |Z'_k|}$.

$$\text{Siendo } I''_{kfn} = Z_Q + Z_T + 2 \cdot (Z_{C1} + Z_{C2} + Z_{C11}) = 748,8 + j277,7 m\Omega$$

Resulta entonces que la máxima corriente de cortocircuito en bornes de Q31 es: $I''_{k=289} \text{ A}$.

4.1.2.6 Protecciones frente a sobrecargas y cortocircuitos

4.1.2.6.1 Dimensionamiento

A. Corrientes de sobrecarga

Como es sabido el motivo de la existencia de protecciones frente a sobrecorrientes es no permitir que los conductores (y sus aislaciones) superen temperaturas máximas estipuladas por los fabricantes, que son fijadas de acuerdo a normas Internacionales. En particular los fabricantes indican una temperatura máxima de servicio continuo (por ejemplo 70° C para cables con aislación PVC), que corresponde a una máxima corriente que puede circular por el cable (I_z) y que depende de determinadas condiciones ambientales y de instalación del cable en cuestión. De esta manera corrientes menores a I_z pueden circular permanentemente sin problemas por el conductor. Sin embargo, también es sabido, que existen habitualmente en las instalaciones situaciones de sobrecarga (como por ejemplo en nuestro caso el arranque de las lámparas de Sodio de HP en donde la corriente de arranque puede ser del orden de 1,5 veces la nominal durante unos 10 segundos). Por tal motivo los fabricantes de cables habitualmente proporcionan las curvas tiempo-corriente de los mismos, en las cuales se indica para cada valor de corriente el tiempo máximo que la misma puede circular el cable sin pasar la temperatura máxima antes mencionada (ver Figura 4.9). A los efectos de proteger el conductor contra sobre corrientes moderadas (sobrecargas) la curva tiempo-corriente de la protección asociada debe estar por debajo de la del conductor como se indica en la Figura 4.9.

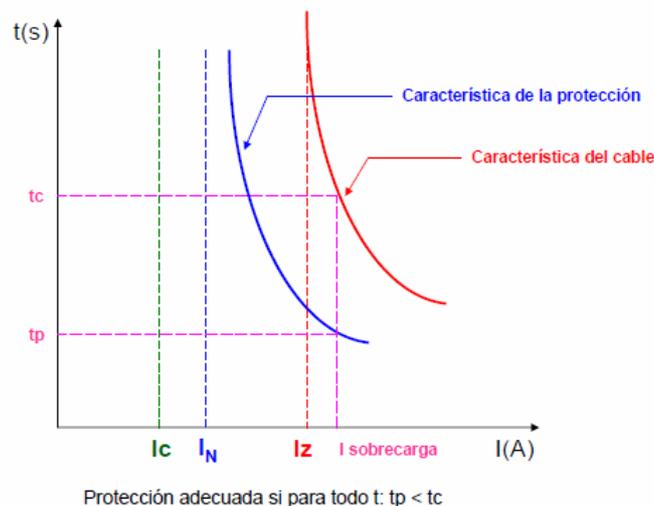


Figura 4.9 – Características tiempo – corriente de cable y protección asociada

Dado los valores de cortocircuitos máximos que manejamos (menores a 1 kA en todos los casos) usaremos interruptores automáticos de riel DIN con poder de corte 3 kA que cumplen con IEC 60898. Para todos ellos la curva azul es parte de la característica tiempo-corriente de los mismos.

Entonces, para que el interruptor y el cable estén debidamente seleccionados (para trabajar juntos), y cumplir con la figura 4.9, tan solo se debe elegir un interruptor cuya corriente nominal I_N sea menor que la capacidad de conducción I_z del cable, pero mayor que la de la carga I_c . Es decir se debe cumplir que: $I_c \leq I_N \leq I_z$. Este es justamente el criterio que usaremos a continuación para elegir las protecciones.

I) Interruptores de luminarias (situados en las columnas de alumbrado):

Datos:

$I_c = 1,30$ A

I_z cable = 19,80 A

Elección:

Interruptor automático de riel de corte omnipolar con $I_N = 3$ A, $I_{cn} = 3$ kA¹¹ - curva C.

II) Interruptores de salidas de Tablero (Q21, Q22, Q23, Q24):

Datos:

$I_c = 7,80$ A

I_z cable = 44,88 A

Elección:

Interruptor automático con $I_N = 25$ A, $I_{cn} = 3$ kA - curva D.

III) Fusibles a la salida de BT del Transformador:

Fusible NH aM 50 A

Como se puede observar se cumple claramente la condición $I_c \leq I_N \leq I_z$ y los poderes de corte de los interruptores y capacidad de apertura de la terna de fusibles son adecuados según los valores de cortocircuitos máximos obtenidos en 4.1.2.5.2 "Cortocircuitos Máximos".

La elección particular de las curvas de los interruptores y de los fusibles encontrará su explicación cuando se realice la verificación de selectividad de protecciones.

Resta por verificar que los conductores se protegen adecuadamente frente a corrientes de cortocircuito y que la coordinación entre las protecciones proporciona selectividad adecuada. A continuación abordaremos estas dos cuestiones.

B. Corrientes de cortocircuito

Verificado ya que los poderes de corte y capacidad de apertura (dependiendo si se trata de interruptores automáticos o fusibles) son adecuados, es decir las protecciones tiene la capacidad de manejar las corrientes de defecto, resta por verificar que las protecciones "abren" antes de que los conductores lleguen a sus límites máximos de temperatura. Para ello usaremos el clásico criterio de verificar que las protecciones limitan la energía específica a un valor menor que el máximo admisible por los cables que protegen.

Antes de proceder a realizar las verificaciones haremos algunos comentarios previos.

¹¹ : I_{cn} : Es la denominación de I_{cu} (poder de corte último) para los interruptores automáticos de riel DIN.

Las elevadas corrientes que se producen durante el cortocircuito producen elevaciones muy altas en la temperatura del cable. Este proceso, debido a su corta duración, difiere al que se produce durante una sobrecarga, particularmente porque el calor producido dentro del cable no llega a disiparse al exterior (idealmente es un proceso adiabático). Es por este motivo que se establecen valores de temperaturas límites para el caso de corrientes de cortocircuito que difieren de los valores establecidos para sobrecargas. Los valores límites de temperatura para los conductores que se establecen, por norma, durante un cortocircuito son de 160° C para cables con aislación en PVC y de 220 ° C para XLPE¹².

La curva característica de funcionamiento máximo admisible para el cable durante un cortocircuito difiere de la de sobrecarga (Figura 4.9). En el caso de cortocircuitos se usan las curvas I^2t (curvas de la integral de Joule), datos que generalmente aparecen en los manuales de los fabricantes de cables e interruptores. Un ejemplo de las mencionadas curvas se muestra en la figura siguiente:

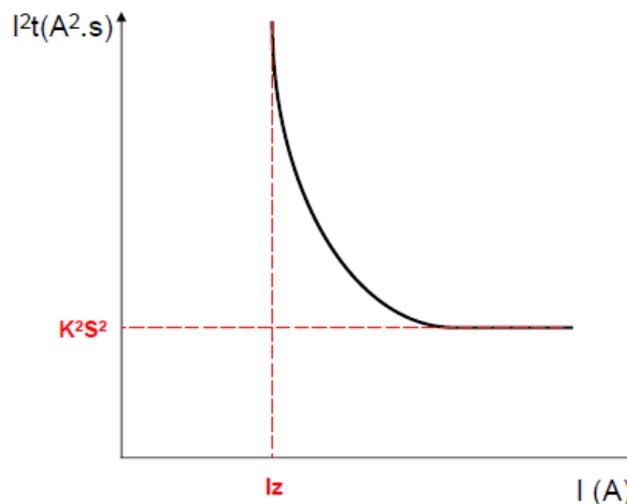


Figura 4.10 – Curva I^2t de un cable

La curva I^2t de un cable muestra en definitiva la cantidad de energía (en A^2s) que el mismo es capaz de soportar, para distintos valores de corriente por encima de su capacidad de conducción máxima I_z , de forma tal de no sobrepasar los valores máximos de temperatura antes mencionados. En la figura se puede apreciar que para valores de corriente del orden de varias veces I_z , la energía máxima que es capaz de soportar el cable (sin dañarse) es constante, y se puede probar que dicho valor constante viene dado por K^2S^2 , donde K es una constante (que depende del material del conductor y su aislamiento) y S la sección del conductor en mm^2 . A continuación se presentan resumidos en una tabla los valores de K para distintos materiales de conductores y sus aislaciones.

Metal	Aislamiento	K
Cobre	PVC	115
	EPR / XLPE	135
Aluminio	PVC	74
	EPR / XLPE	87

Tabla 4.3 – Valores de K

¹² : Si en XLPE los empalmes o terminales no son prensados sino soldados con estaño la temperatura máxima admisible se reduce a 160 °C.

Para proteger adecuadamente los cables sus protecciones asociadas deben limitar la energía específica (I^2t) a valores menores que K^2S^2 , de este modo las mismas abrirán antes de que los cables lleguen a las temperaturas máximas admisibles.

Para interruptores automáticos para riel DIN la norma IEC 60898 establece los valores máximos de I^2t que deben limitar los mismos de acuerdo a la "Clase de limitación" indicada por el fabricante del interruptor. A continuación presentamos en la siguiente Tabla los valores establecidos por la citada norma (tomado de UNIT-IEC 898: 1994¹³)

Tabla 7.A.1
Valores permitidos para I^2t (exigencia térmica) para los interruptores automáticos con una corriente asignada hasta 16 A inclusive

Poder de corte asignado (A)	Clases de limitaciones de energía					
	1		2		3	
	I^2t máx. (A ² s)		I^2t máx. (A ² s)		I^2t máx. (A ² s)	
	Tipos B y C		Tipo B	Tipo C	Tipo B	Tipo C
3 000			31 000	37 000	15 000	18 000
500	sin límite especificado		60 000	75 000	25 000	30 000
6 000			100 000	120 000	35 000	42 000
10 000			240 000	290 000	70 000	84 000

Tabla 7.A.2
Valores permitidos para I^2t (exigencia térmica) para los interruptores automáticos con una corriente asignada superior a 16 A y hasta 32 A inclusive

Poder de corte asignado (A)	Clases de limitaciones de energía					
	1		2		3	
	I^2t máx. (A ² s)		I^2t máx. (A ² s)		I^2t máx. (A ² s)	
	Tipos B y C		Tipo B	Tipo C	Tipo B	Tipo C
3 000			40 000	50 000	18 000	22 000
4 500	sin límite especificado		80 000	100 000	32 000	39 000
6 000			130 000	160 000	45 000	55 000
10 000			310 000	370 000	90 000	110 000

Tabla 4.4

De acuerdo a las tablas 4.3 y 4.4, para los cables seleccionados en 4.1.2.4.2 y las protecciones elegidas en 4.1.2.6.1 los valores de K^2S^2 e I^2t_{max} resultan ser respectivamente:

Cable	K^2S^2	Protección	I^2t_{max}
Cable 10 mm ² , aislación XLPE	1.822.500	Fusible NH aM - 50 A	< 8.000
Cable 6 mm ² , aislación XLPE	656.100	Interruptor tetrapolar 32 A	22.000
Cable 2 mm ² , aislación PVC	52.900	Interruptor tetrapolar 3 A	18000

Tabla 4.5

¹³ : Sustituida por UNIT NM – 60898:2004, pero inalterada en cuanto a los valores presentados en la Tabla 4.4.

Como se puede observar en Tabla 4.5 las protecciones limitan adecuadamente la energía específica, por tanto abren antes de que los cables se dañen.

Concluimos entonces que las protecciones elegidas en 4.1.2.6.1 son adecuadas para la protección frente a sobrecorrientes (sobrecargas y cortocircuitos).

Es importante notar que para el cálculo de los valores de I^2t_{max} de la tabla hemos asumido clase de limitación de energía 3 para los interruptores automáticos de acuerdo a lo indicado por el fabricante elegido: Merlin Gerin y el dato de limitación de energía específica para el fusible se obtuvo directamente de hoja de datos del fabricante (Merlin Gerin).

4.1.2.6.2 Estudio de Selectividad

A los efectos de completar el estudio de protecciones contra sobrecorrientes verificaremos la selectividad entre ellas para los niveles de corriente de cortocircuito manejados. Recordemos que el concepto de selectividad implica que ante el caso de un defecto, se produzca la apertura de la protección inmediatamente por encima del mismo y solamente de ella, continuando sin actuar las demás que se encuentren aguas arriba.

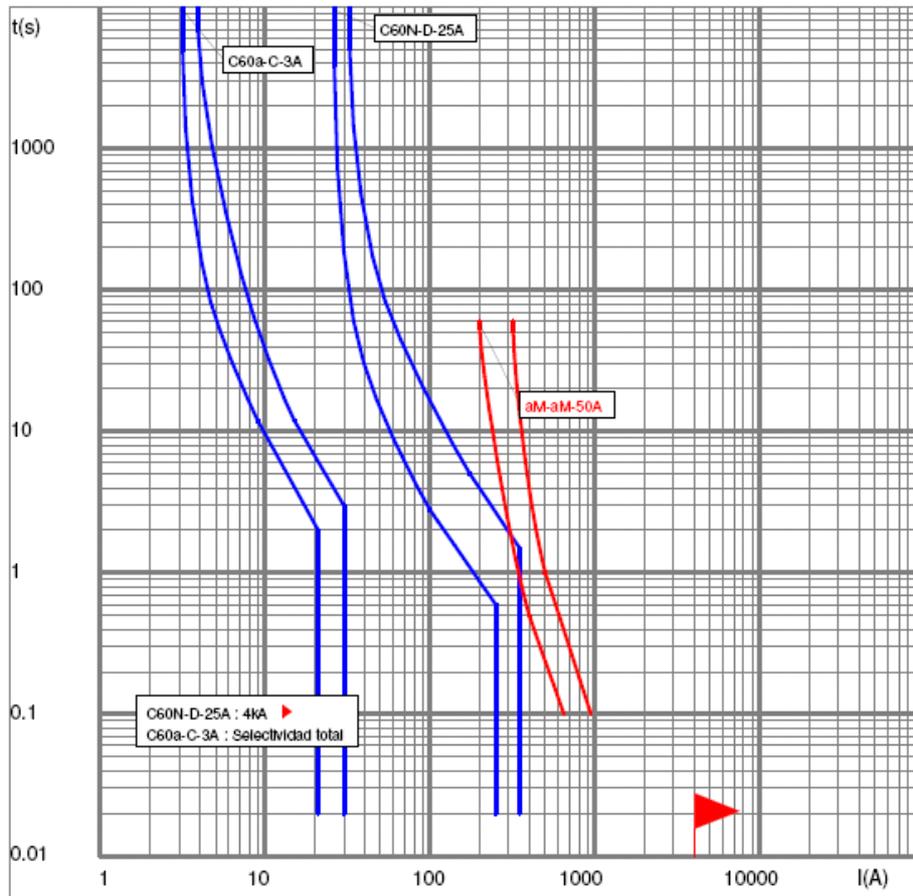
Obtener selectividad en el caso de líneas largas como en iluminación vial no es un problema fácil de resolver, pues para cumplir el requisito de caída de tensión del 3% de U.T.E se usan en los conductores secciones de cobre muy superiores a lo que serían necesarias para la corriente que circula por ellos. Debido de ello los niveles de cortocircuito máximo en los diferentes puntos de la instalación son similares y esto en definitiva es lo que dificulta la tarea.

En nuestro caso hemos llegado a obtener selectividad no total, pero si para los niveles de cortocircuito máximos manejados en la instalación: 913 A en bornes de salida BT del transformador e interruptores de salidas de TBA y 289 A para interruptores de las columnas de alumbrado. La solución obtenida es una solución de compromiso: utilizamos interruptores “grandes” en las salidas de TB A (Q21 a Q24) y con curva D (usada habitualmente para arranque de motores) y fusibles aM (de acompañamiento para arranque de motores) en el lado de BT del transformador.

Es claro que la característica de fusible y curva de interruptores no son los de primera elección en estos casos. En la práctica generalmente se utilizan interruptores con curva C y fusibles tipo gG, aunque ello implique que no exista selectividad y ante un defecto en las primeras columnas cercanas al tablero de alimentación salten las protecciones del mismo e incluso las de aguas arriba. Sin embargo preferimos apartarnos de “lo usual” en beneficio de obtener selectividad y porque en definitiva como hemos visto las protecciones cumplen con su función y además no implica un aumento en el costo de la instalación.

A continuación se puede ver en un mismo gráfico las características tiempo-corriente de todas las protecciones involucradas. El mismo fue obtenido usando el software Curve Direct 3.4.1 de Merlin Gerin.

Schneider Electric - Curve Direct V3.4.1 - Curvas de disparo



Regulaciones

Ga&ma	Multis	Multis	aM	
Interruptor automático	C60N	C60a	aM	
Relé/curva	D	C	aM	
Calibre	25.00	3.00	50.00	
Largo retardo				
I _o				
I _r				
t _r				
Corto retardo				
I _m /I _{sd}				
I _{st} (retardo)				
t _m /I _{sd}				
Instantánea				
I _l	300.0A	22.5A		
Selectividad				
Límite	4kA	Selectividad total	Aparato aguas arriba	

Figura 4.11 – Selectividad de protecciones

Como se puede ver para defectos en las columnas de alumbrado (corrientes iguales o menores que 289 A) abren solamente los interruptores de las columnas (C60a-3 A), para defectos en las líneas de salidas de TBA (corrientes menores o iguales a 913 A) abre solamente la protección asociada (C60N 25 A) y no los fusibles y para un cortocircuito en bornes de entrada de TBA los fusibles abren limitando adecuadamente I₂t y protegiendo en definitiva el cable de 10 mm² (la protección del transformador está dada por los fusibles situados del lado MT y cuyo dimensionamiento se expone en el Capítulo 5 – Proyecto MT)

4.1.2.7 Diseño de Tablero

Para el diseño del Circuito de Control del Tablero se tomó como premisa encender las lámparas escalonando el encendido en 4 pasos. La secuencia prevista para el encendido es la siguiente:

- Líneas A1 y A5.
- Líneas A3 y A7.
- Líneas A2 y A6.
- Líneas A4 y A8.

El escalonamiento se realiza mediante temporizadores y el tiempo entre dos encendidos consecutivos previstos es de 5 minutos.

La razón para el escalonamiento es la siguiente:

Durante el encendido, las corrientes por las lámparas son del orden de 2 veces la nominal y esto provoca que durante este período la potencia demandada a la red se vea incrementada en aproximadamente igual medida (despreciando variaciones de $\cos(\phi)$). Por consiguiente además del exceso de consumo tendremos caídas de tensión muy importantes que pueden llegar a valores inadmisibles. Una primera aproximación podría ser el encendido en dos pasos, pero de esta manera cuando se efectúa el segundo paso en el encendido la potencia asciende al orden de un 50% por encima de la potencia nominal (próxima a la contratada) y entonces pudiera darse el caso de pagar excesivo Cargo por "Máxima por Potencia Medida" al superar el 30% previsto por la "Reglamentación General para Aplicación de Tarifas Eléctricas" y el "Pliego Tarifario" vigentes de U.T.E.

Entonces para salvar este inconveniente, el encendido debe realizarse en al menos 3 pasos. Optamos por 4 pasos para mantener la simetría en el Tablero (todos los contactores e interruptores iguales) para de esta manera facilitar el armado de los mismos.

La sección de potencia fue concebida en forma clásica: Seccionador General y en cada salida (en total 4) contactor¹⁴ e interruptor automático. Donde se agrega además en cada salida, módulo de interruptor diferencial de sensibilidad de 300 mA (con protecciones por disparos intempestivos) de acuerdo a lo exigido por el Pliego del M.T.O.P.

El gabinete fue previsto de policarbonato para minimizar riesgos de contactos indirectos.

En el interior del gabinete está previsto la colocación de una llave selectora de dos posiciones: "fotocélula" – "Reloj" debidamente rotulada. En la posición "fotocélula" el encendido de las lámparas se comandará por dos fotocélulas (en paralelo para tener redundancia) conectadas a bornera del Tablero prevista para tal fin como se indica en el Plano Funcional de Control. En la posición "Reloj" el encendido se comanda por un

interruptor horario digital con posibilidad de programación semanal y batería incorporada, a los efectos de tener comando alternativo en caso de fallo de las 2 fotocélulas.

Como se dijo los arranques serán temporizados. Está previsto para ello la colocación de 4 relés temporizados a la conexión: en uno de ellos se seteará tiempo de conexión de 10 segundos, en el segundo 5 minutos, en el tercero 10 minutos y en el cuarto 15 minutos. La razón para la temporización del primer arranque es evitar la energización de las bobinas de los contactores inmediatamente después que se reponga el servicio en caso de un apagón, de esta manera se evitan posibles sobretensiones en dichas bobinas tras la reposición del servicio como los establece el Pliego del M.T.O.P.

¹⁴ : AC3 y cargado a menos del 60% de su capacidad nominal de acuerdo a Pliego de M.T.O.P.

Los temporizadores actuarán independientemente de la posición de la llave selectora.

Se prevén adicionalmente interruptores para tener la posibilidad de efectuar by-pass en los contactos del interruptor horario y de las fotocélulas en forma independiente, de acuerdo a lo especificado en el Pliego del M.T.O.P.

No se prevé regulador de flujo en el Tablero, cada luminaria tendrá como equipo auxiliar balasto de doble nivel de potencia con ignitor y condensadores para corrección del factor de potencia (ver [Anexo I](#) por detalle de especificaciones de los equipos y diagrama de conexión).

El Circuito Unifilar y el Funcional de Comando del Tablero TBA se pueden ver en [Anexo J-I](#), [Anexo J-II](#), [Anexo J-III](#) y [Anexo J-IV](#).

4.2 MEMORIA DESCRIPTIVA

La presente Memoria contiene las especificaciones de materiales y trabajos del Proyecto BT de ILUMVIAL. Se supone que se establecen aquí los lineamientos de la instalación a nivel de anteproyecto.

Está dirigida a los diferentes oferentes de la licitación de ILUMVIAL, de los cuales saldrá un contratista que, al realizar los trabajos, deberá ceñirse a las presentes especificaciones y estará sometido a las inspecciones de una Dirección de Obra, la que además será la encargada de supervisar y aprobar los trabajos realizados.

Por el contexto general en el que fue elaborado este documento, se mencionarán expresamente las normativas usadas para su elaboración, a los efectos de mostrar su fundamentación. Se omite expresamente la mención a la MEMORIA DE CÁLCULO, dando por entendido que, el dimensionamiento de los componentes usados encuentra fundamentación en dicha memoria como habitualmente se realiza.

4.2.1 GENERALIDADES

Las presentes especificaciones contienen las características generales y condiciones que deben cumplir los materiales y procedimientos a utilizar en las instalaciones del Proyecto Baja Tensión de ILUMVIAL.

Cualquier apartamiento de estas especificaciones deberá ser debidamente justificado y su aprobación quedará a juicio exclusivo de la Dirección de Obra, la que además podrá solicitar los ensayos y/o información adicional que considere necesarios.

Para su elaboración se usó como base el “Pliego de Condiciones Particulares para Iluminación, Semáforos y Destellantes en Rutas Nacionales” del M.T.O.P (de donde se tomaron algunas especificaciones), el “Reglamento de Baja Tensión” de U.T.E así como también normas IEC relativas a componentes eléctricos que son citadas convenientemente.

4.2.2 CONDUCTORES

I) Tipo y Secciones:

Serán conductores tetrapolares de cobre electrolítico y aislación XLPE para las líneas que van desde los transformadores a los tableros y desde estos a las columnas de iluminación. Las secciones serán:

- 10 mm² para las líneas que van desde transformadores a tableros.
- 6 mm² para las líneas que van desde los tableros hasta las columnas.

Las aislaciones de fases o fase y neutro tendrán distintos colores, de modo de permitir una fácil identificación. Para la codificación de colores se tendrá en cuenta el Reglamento de Baja Tensión de U.T.E.

Serán conductores bipolares de cobre electrolítico y aislación PVC para las líneas que van desde las termomagnéticas situadas en las columnas hasta las luminarias. La sección será 2 mm².

En todos los casos se deberán cumplir con las normas UNIT-IEC 227.

II) Empalmes:

No existirán empalmes en las líneas que van desde los tableros a las columnas. Estas líneas deben subir por el interior de la columna hasta la termomagnética, alimentarla con la fase que corresponda y neutro, y luego bajar nuevamente por la columna. No se seccionará el neutro en estas conexiones.

Excepcionalmente se permitirán empalmes en cruces importantes o accesos, los cuales deben ser aprobados por la Dirección de Obra. Serán estancos y duraderos, realizados con tecnología de manta termocontraíble y de acuerdo a las reglas del buen arte. De modo que garanticen las adecuadas condiciones de seguridad desde el punto de vista eléctrico y mecánico. Los empalmes podrán ser ensayados si la Dirección de Obra lo considera necesario.

4.2.3 ZANJEADO

Los cables que van desde los Tableros a columnas irán por cantero central

Para la colocación de los mismos se efectuarán zanjas tal que los cables queden sobre una base de arena de 5 cm y cubiertos con 5 cm de arena y de manera que queden enterrados a una profundidad de 60 cm en canteros centrales con cordones y 80 cm en cruces de ruta, calles transversales, bordes laterales de la ruta o canteros centrales no nivelados y sin cordones.

Sobre la arena que cubre el conductor y previo al tapado de la zanja se colocará un film continuo de polietileno de al menos 100 micras de espesor y de ancho mínimo 30 cm, de color verde y con la siguiente leyenda "DUCTO ILUMINACIÓN M.T.O.P D.N.V" en letras de color contrastante con el fondo. Sobre esta señalización se colocará la tierra retirada teniendo en cuenta que se debe dar al terreno un acabado como el que tenía previo al zanjeado.

Si el terreno es parte de un área verde se deberá dejar en la parte superior de la zanja una capa de al menos 7 cm de tierra vegetal y se deberá reponer las plantas y arbustos que haya sido necesario retirar. Si el terreno es parte de ruta se deberá reponer el asfalto dañado dejándolo en iguales condiciones a las que tenía antes de realizar el zanjeado.

4.2.4 CAJAS DE CONEXIÓN

Se instalarán en cada columna de iluminación.

Serán robustas y estancas con grado de Protección IP 65. Podrán ser de aluminio, policarbonato u otro material resistente a la intemperie y a las radiaciones UV.

Deberán contar con:

Tapa con tornillos cabeza Allen inoxidable ASTM 304 mínimo.

Orificios de entrada y salida para conductores protegidos con prensacables.

Espacio físico para dos (2) interruptores automáticos ubicados horizontalmente y para tres (3) verticalmente.

Serán firmemente amuradas a la columna a 3 mts respecto del nivel del suelo.

Los interruptores termomagnéticos serán de dos polos, para Riel DIN (IEC 60898) con poder de corte 3 kA y corriente nominal 3 A. Cada luminaria tendrá interruptor bipolar independiente.

4.2.5 TABLEROS

I) Componentes:

Se colocarán en columna del Transformador firmemente amurados.

Constarán de los siguientes elementos:

Gabinete en policarbonato, estanco grado de protección IP 65. Se accederá a su interior por puerta frontal abisagrada, la que tendrá cerrojo para llave de doble paleta. No tendrá perforaciones en su parte superior, todas las entradas y salidas de conductores se harán por su parte inferior con prensacables adecuados. Deberá contar con porta plano en gaveta situada en reverso de puerta frontal. Sus dimensiones deben garantizar un adecuado intercambio de calor con el medio ambiente para que la temperatura de los componentes no exceda lo especificado por los fabricantes con temperatura ambiente 30°C.

Seccionadora Omnipolar para proporcionar adecuada función de seccionamiento cuando se realicen eventuales reparaciones y/o tareas de mantenimiento. La misma debe cumplir con IEC – 60947-3, ser apta para una corriente nominal de al menos 50 A, y estar provista con un medio de bloqueo una vez abierto, de forma de evitar un cierre accidental no autorizado.

Cada una de las cuatro (4) salidas del Tablero estará protegida por interruptor automático para Riel DIN, de corte omnipolar, corriente nominal 25 A y poder de corte 3 kA. En cada uno de estos interruptores de conectará un módulo interruptor diferencial de sensibilidad 300 mA y con adecuada protección frente a disparos intempestivos provocados por corrientes de fuga transitorias, puntas de tensión por rayos, cargas capacitivas, etc.

A los efectos de la acción de comando se instalará para cada salida un contactor tripolar categoría AC3 de corriente nominal igual o mayor a 17 A.

El Tablero contará con bornera de bornes componibles para: conexión de alimentación, cada una de las cuatro (4) salidas y las fotocélulas (2 en paralelo). Los bornes estarán numerados de acuerdo a EN 50005 y EN 60445. Tendrá además Interruptor mecánico en puerta frontal de gabinete, el cuál debe encender una luz de 60W en el momento en que se abra la mencionada puerta.

Tendrá además un tomacorriente monofásico 230 V – 10 A para conexión de herramientas o equipos en caso de inspecciones o reparaciones.

Deberá incluirse una Llave Selectora de dos posiciones en interior de gabinete. Las posiciones deberán indicarse con “fotocélula” y “reloj” respectivamente mediante carteles indicadores de acrílico. Además tendrá dos (2) llaves selectoras de dos posiciones (o interruptores unipolares) que permitan realizar by-pass en los circuitos de control correspondientes a “fotocélula” y “reloj” de modo que puedan encenderse las lámparas independientemente de si actúan o no el reloj o las fotocélulas por separado. Las posiciones de las llaves deberán estar debidamente indicadas con carteles de acrílico. Las leyendas serán: “normal”-“by-pass foto” en un caso y “normal”-“by-pass reloj” en otro.

Incluirá un Interruptor horario digital programable, con programación semanal para disponer de comando alternativo a las fotocélulas. Dicho interruptor horario deberá funcionar correctamente en el rango de tensiones de alimentación 190V-250V. Su funcionamiento no deberá alterarse por transitorios en la tensión de alimentación y tendrá incorporada batería de manera de tener autonomía en su funcionamiento por un plazo no menor a 72 hs. Deberá contar además, con contactos auxiliares (1NA+1NC) adecuados para soportar como mínimo 230V y 3 A. La programación de este interruptor será indicada por la Dirección de Obra y deberá realizarse en todos los tableros antes de la puesta en funcionamiento de la instalación.

Se preverá la inclusión de cuatro (4) temporizadores con contactos temporizados a la conexión, con posibilidad de programar tiempos desde 3 milisegundos hasta 30 minutos. Funcionarán sin problemas para un rango de tensiones de alimentación entre 190V y 250V y su funcionamiento no se verá alterado por transitorios en la tensión de alimentación. Tendrán dos contactos auxiliares (1NA + 1NC) adecuados para soportar como mínimo 230V y 3 A. La programación de los temporizadores será la siguiente: 10 seg. para el primero, 310 seg. para el segundo, 610 seg. para el tercero y 910 seg. para el cuarto, salvo indicación en contrario de la Dirección de Obra. La programación debe estar efectuada en todos los tableros al momento de la puesta en funcionamiento de la instalación.

Los conductores utilizados para la sección de potencia serán unipolares, flexibles, de cobre electrolítico, aislación de PVC y sección 6 mm². Para los circuitos de control se usará cable unipolar flexible, de cobre electrolítico, aislación de PVC y sección 1,5 mm². Todos los conductores deben cumplir con las normas UNIT-IEC 227.

El cableado será armonioso en ductos rectangulares de PVC con tapa frontal removible. Se deberán tomar las previsiones necesarias para que sea posible realizar las mediciones de corrientes, con pinza amperimétrica, de manera cómoda, en todas las fases, en cada una de las líneas y el neutro, así como también en la seccionadora general.

Todos los conductores sin excepción deberán estar numerados mediante anillos de plástico en sus extremos en concordancia con los planos y según las normas EN 50005 y EN 60445. Deberán tener además terminales en sus extremos a los efectos de permitir adecuado contacto eléctrico con los componentes.

En la gaveta porta plano (tras puerta frontal) se deberá dejar copia de circuito unifilar y Funcional de Control de Tablero.

II) Funcionamiento:

Con la llave selectora en la posición “fotocélula” el comando de las cuatro salidas se realizará mediante las dos fotocélulas conectadas en bornera del Tablero. El arranque será temporizado de manera que el primer contactor cierre a los 10 seg. y los siguientes cada 5 minutos hasta completar totalmente el encendido. El primer retardo de 10 segundos impedirá la energización inmediata de la bobina del primer contactor luego de reponerse la energía en caso de una interrupción del servicio. De esta manera se evitan las sobretensiones en dicha bobina.

Con la llave en la posición “reloj” el comando se realizará mediante el interruptor horario y se realizará idéntica secuencia de encendido que en la posición “fotocélula”.

Para que se realicen los dos modos de funcionamiento indicados, las llaves selectoras (o interruptores) de by-pass deben estar en su posición “normal”. Si estuvieran en las posiciones “by-pass foto” para una de las llaves o en la posición “by-pass reloj” para la otra, se debe producir el encendido de las lámparas, independientemente de que estén activos o no las fotocélulas o el reloj.

4.2.6 FOTOCÉLULAS ELÉCTRICAS

Se instalarán dos (2) en paralelo por tablero, de modo de tener redundancia en caso de falla de una de ellas. Estarán diseñadas para trabajar sobre circuitos 230V – 50 Hz.

Las fotocélulas se instalarán sobre caño galvanizado de Ø 1 y ¼” como mínimo amurado sobre la columna más cercana al tablero a una altura de 5,50 mts respecto de nivel de suelo y con cableado interior a la columna. Estará contenida en una caja hermética de material no deteriorable por vibraciones habituales del tránsito, que la protegerá además de agentes

atmosféricos para que el mantenimiento sea prácticamente nulo. Se deberán tomar los recaudos necesarios para resguardarlas particularmente de los efectos de la excesiva radiación solar. La luz deberá entrar por una ventana dispuesta de modo tal que pueda orientarse a voluntad.

Las variaciones de tensión no afectarán su funcionamiento normal dentro de un rango 190 V – 250 V.

Deberán tener una sensibilidad mínima para el encendido ajustable en el rango 50 a 70 lux, en tanto que para el apagado de 100 a 200 Lx. Deberán ser insensibles frente a iluminaciones transitorias provocadas por relámpagos, focos de automóviles, letreros luminosos, etc. Debiendo tener un retardo de encendido o apagado que varíe entre 20 y 30 segundos.

4.2.7 PUESTAS A TIERRA

Cada Tablero tendrá su puesta a Tierra, así como también cada columna de iluminación.

En el caso de columnas:

Todas las partes metálicas (luminaria, brazo y eventualmente caja de conexión) se conectarán mediante el conductor de protección (PE), y este se pondrá a tierra mediante un conductor de cobre con aislamiento de PVC y de color verde-amarillo en acuerdo al Reglamento de Baja Tensión de U.T.E.

Al pie de la columna, el conductor se unirá a una jabalina de diámetro ½” de pared gruesa de cobre y alma de acero de longitud de al menos 1,50 mts y que será enterrada a 2 mts de profundidad como mínimo lo más cerca posible de la columna. La unión se hará mediante morseto a presión y estañado. El conductor PE deberá estar protegido contra golpes y la conexión con la jabalina resguarda de los efectos de la corrosión de manera de evitar falsos contactos.

La sección del conductor PE será de 4 mm² desde caja de conexión a luminaria y 10 mm² desde caja de conexión a jabalina.

En los Tableros:

Se conectarán todas las partes metálicas a bornera de tierra prevista para tal fin en el mismo. El conductor PE se unirá a ese borne y tendrá sección 10 mm², de cobre y aislamiento de PVC color verde-amarillo. En las proximidades del tablero el conductor PE se unirá a una jabalina de diámetro ½” de pared gruesa de cobre y alma de acero de longitud de al menos 1,50 mts, que será enterrada a 2 mts de profundidad como mínimo lo más cerca posible del

Tablero. La unión se hará mediante morseto a presión y estañado, el conductor PE deberá estar protegido contra golpes y la conexión resguarda de los efectos de la corrosión de manera de evitar falsos contactos.

4.2.8 EQUIPOS AUXILIARES DE LÁMPARAS

Cada lámpara contará con su correspondiente equipo auxiliar compuesto por: balasto de doble nivel de potencia, ignitor, condensador para corrección del factor de potencia y timer electrónico programable para establecer franjas horarias de funcionamiento a pleno flujo y al 50% del flujo luminoso.

Se instalaran equipos que integren en una sola unidad compacta todos los componentes.

En su defecto se instalarán equipos con pérdidas totales no superiores a los 35 W y para la compensación de energía reactiva se usarán 2 (dos) condensadores de modo que la capacidad total sea de 32 μF a pleno flujo y de 30 μF a flujo reducido al 50%. Usando dos capacitores se evitará no volver ligeramente capacitivo el factor de potencia, cuando se produzca la disminución de flujo.

Los condensadores serán herméticos, no inflamables, aptos para tensión 400 V mínimo, autorecuperables, con carcasa de material plástico resistente al fuego y al calor, apto para temperaturas de trabajo ente 25° C y 85° C y con resistencia de descarga incorporada.

En todos los casos (equipo integrado o componentes por separado) el ignitor debe cumplir con IEC 60926-60927 y los conexionados se harán de acuerdo a lo especificado por el/los fabricante/s. Se suministrará en todos los casos diagrama de conexión de los equipos auxiliares a la Dirección de Obra.

5 PROYECTO MT

Para poder comparar entre las distintas opciones de distribución, convencional en BT y distribuida en MT, es necesario diseñar la instalación de MT adecuada para alimentar cada tramo de ruta.

En este capítulo se muestran los cálculos y métodos utilizados para determinar los distintos valores necesarios para especificar todos los componentes de la instalación de MT.

Los cálculos están realizados en planillas de cálculo o en programas de análisis matricial. Aquí solo se presentan los métodos y resultados obtenidos.

Como el Proyecto MT, como lo llamamos, debe considerar las distintas posibilidades de distribución en MT para alimentar a todas las luminarias, pueden aparecer cálculos que interesan a una opción y otros a otra.

Las opciones que manejamos son las siguientes:

- Instalar un transformador monofásico por columna

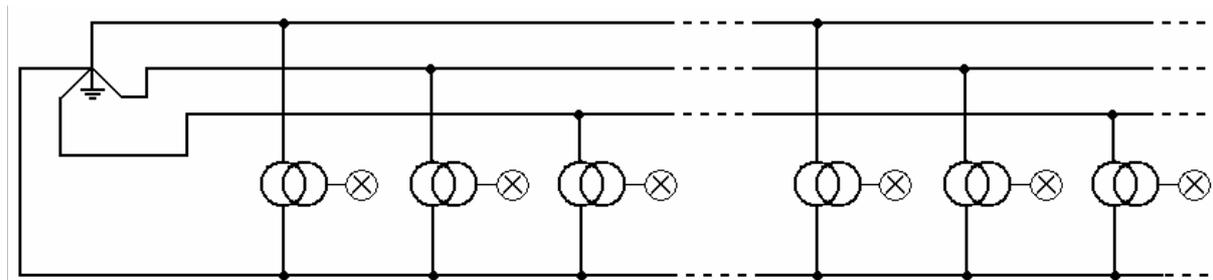


Figura 5.1 – Distribución en MT. Alimentación individual por columna.

- Concentrar las cargas en varias subestaciones trifásicas.

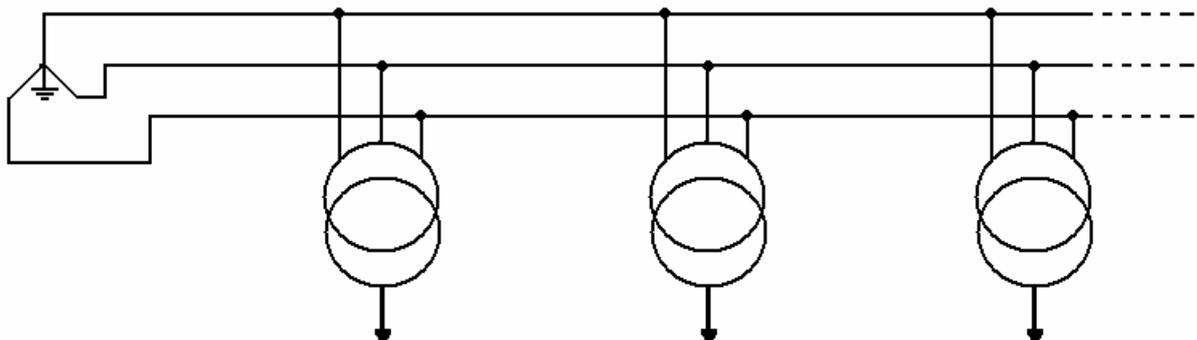


Figura 5.2 – Distribución en MT. Subestaciones concentradas.

A fin de poder comparar las distintas opciones vamos a realizar un diseño solamente para un tramo recto de toda la extensión de la ruta, alimentando la instalación de ambos extremos. Cada extremo alimentará la mitad de la instalación. Se supondrá que todas las columnas tienen dos luminarias de 250 W cada una. Por lo tanto, solamente se calculará un tramo ya que el restante es idéntico.

Finalmente, se presenta un estudio para una distribución híbrida, tomando en cuenta rotondas, puentes, peaje, y cruces importantes, los cuales se harán de la manera convencional, esto es, distribuyendo en Baja Tensión.

5.1 MEMORIA DE CÁLCULO

5.1.1 SUBESTACIÓN DE CABECERA

Las tensiones disponibles en la zona son 60 kV, 30 kV y 15 kV. Para alimentar nuestra instalación como medianos consumidores, nos vamos a conectar a la red de 15 kV. Para nuestra red de distribución interna, elegimos la tensión de 6,3 kV, que es una tensión normalizada y los equipos y materiales disponibles son de menor costo que para 15 kV. Esto hace que en cada punta de línea (donde nos conectamos a la red de Distribución) se deba instalar una subestación con un transformador 15/6,3 kV a la que llamamos **Subestación de Cabecera**. El transformador que se instale tendrá dos cometidos; aislarnos de la red y adaptar la tensión de la misma a la tensión de distribución planteada.

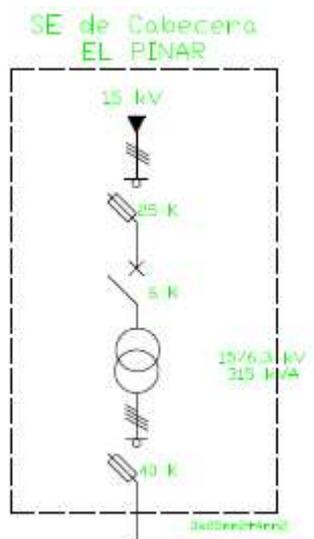


Figura 5.3 – SE de Cabecera Tramo 1

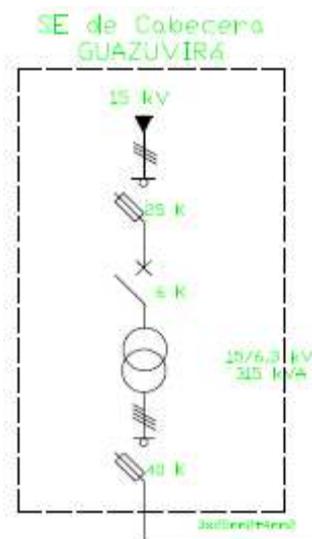


Figura 5.4 – SE de Cabecera Tramo 2

5.1.1.1 Determinación preliminar de la potencia

La potencia de cada transformador de cabecera la determinamos de la siguiente manera, cada transformador alimentará la mitad de la línea para cada lado, por lo que la potencia del mismo será la mitad de la potencia total del tramo longitudinal.

Entonces, tenemos que:

- Longitud de la ruta: 30 kilómetros
- Separación entre columnas: 40 metros
- Total de columnas: 750 unidades
- Luminarias por columna: 2 unidades
- Potencia de cada luminaria: 250 Watts
- Potencia total: $250 \cdot 2 \cdot 1,3 \cdot 750 = 487,5 \text{ kW}$

Por lo tanto, la potencia de cada tramo será de 243,75 kW.

Permitiendo que el transformador pueda cargarse un 30% más, utilizaremos transformadores de 315 kVA.

5.1.1.2 Sistema de distribución

El sistema de distribución en media tensión elegido es el TT, es decir de tres fases y neutro, con el mismo aterrado en el transformador.

Este sistema de distribución es apto para las dos opciones de distribución, individual y con subestaciones distribuidas.

La configuración de transformador que se planea utilizar es la Dyn, es decir, Triángulo-Estrella con neutro accesible. De esta manera aislamos las corrientes homopolares hacia la red.

La red de la cual nos alimentaremos es de 15 kV y nuestra red de distribución es de 6,3 kV. Por lo tanto, el transformador tendrá las siguientes características:

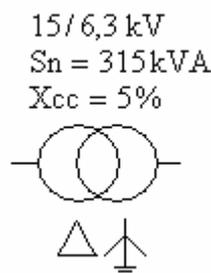


Figura 5.5 – Transformador de Cabecera

5.1.1.3 Corriente nominal del transformador

Las corrientes nominales de ambos lados del transformador son:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad \Rightarrow \quad \begin{cases} I_{nAT} = 12,12 \text{ A} \\ I_{nMT} = 28,87 \text{ A} \end{cases}$$

5.1.2 DETERMINACIÓN DE LA SECCIÓN DE LOS CONDUCTORES

Los valores máximos de las corrientes de cortocircuito¹⁵ por los conductores del lado de alta tensión, son de 4056 A, en cortocircuitos trifásicos y de 909,4 A en cortocircuitos de una fase a tierra.

De la misma manera, del lado de media tensión, los valores máximos se dan para cortocircuitos trifásicos, 558,4 A y las máximas corriente a tierra se dan para cortocircuitos de dos fases a tierra, siendo su valor de 565,3 A.

Por lo tanto, para dimensionar los conductores por calentamiento, usaremos los siguientes valores de corriente:

Corriente	Del lado de AT	Del lado de MT
I_n	12,12 A	28,87 A
I_{cc} (por fase)	4056 A	558,4 A
I_{cc} (a tierra)	909,4 A	565,3 A

¹⁵ Ver: [Anexo K](#)

5.1.2.1 Calentamiento máximo admisible

Para los cables de alta tensión y media tensión tenemos secciones mínimas disponibles de conductores a utilizar.

Para conductores de cobre, la sección mínima disponible (para una determinada marca) es de 10 mm², para cables de aislamiento 3,6/6 kV y de 25 mm² para cables de aislamiento 8,7/15 kV.

Las corrientes máximas admisibles para cada caso (sin contar con los factores de corrección) son de 112 A y 168 A para conductores directamente enterrados, tendidos en línea.

Por lo tanto, cualquiera de los conductores de estas secciones y superiores puede llevar la corriente de régimen, tanto en AT como en MT.

La corriente por el neutro, si suponemos régimen sinusoidal, solo circula entre los tramos de cada toma de tensión, por lo tanto podemos suponer que es igual a la corriente que toma cada puesta individual, esto es 1,5 A. Para esta corriente bastaría un conductor de 0,75 mm².

5.1.2.2 Corrientes de cortocircuito

La máxima corriente permisible en un conductor depende de la sección del mismo y del tiempo que dure la falta. Como el cortocircuito es un efecto violento, de corta duración, se considera que es un proceso adiabático en el cual el calor generado en el cortocircuito queda almacenado en el conductor. Por lo tanto, debemos cuidar la temperatura máxima a la que llega el conductor para no dañar la aislación del mismo. Por eso la corriente máxima admisible también depende de las temperaturas inicial y final del conductor. Esta corriente se determina mediante la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \left(\frac{K_1 \cdot S}{\sqrt{t}} \right) \cdot \sqrt{\log \left(\frac{K_2 + t_f}{K_2 + t_i} \right)}$$

Donde:

I_{cc} - Corriente máxima de cortocircuito en kA.

K_1 - 0,34 para conductores de cobre y 0,22 para conductores de aluminio.

K_2 - 234,5 para conductores de cobre y 228,1 para conductores de aluminio.

S - sección del conductor en mm².

t - tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

t_i - temperatura inicial del conductor en °C.

t_f - temperatura final del conductor en °C.

Para conductores con aislación termorígida, de XLPE, las temperaturas máximas de operación son las siguientes:

Régimen permanente 90 °C

Régimen de cortocircuito 250 °C

Como ya conocemos las corrientes máximas de cortocircuito del lado de AT y MT del transformador, podemos calcular las secciones mínimas tanto del conductor de alimentación del lado de AT, como del de distribución del lado de MT.

Reordenando la expresión 5.2, la sección se obtiene como:

$$S = \sqrt{\frac{I^2 \cdot t}{K_1^2 \cdot \log\left(\frac{K_2 + t_f}{K_2 + t_i}\right)}}$$

Para los conductores de fase en AT y MT, previendo un aumento del 20 % en la potencia de cortocircuito de la red, las secciones correspondientes a distintos tiempos de duración de la falta son las siguientes:

t (s)	Cobre			Aluminio		
	1	3	5	1	3	5
S (mm ²) - AT	34,3	59,4	76,7	52,6	91,1	117,6
S (mm ²) - MT	4,7	8,1	10,5	7,2	12,5	16,1

En el cálculo de estos valores no se tuvieron en cuenta la impedancia del conductor de acometida, por lo cual estos valores son los máximos posibles, estando al lado de la SE de partida.

Otro supuesto que hicimos fue el conductor está a plena carga, lo cual a estas secciones el conductor está cargado a una corriente mucho menor que la nominal.

Para el conductor de neutro de MT, podemos suponer que al ser un conductor de cobre desnudo, directamente en contacto con el suelo, y por el cual no circula corriente, o esta es muy baja, si el sistema está equilibrado y además, no tenemos la restricción de no dañar la aislación, podemos decir que el conductor de neutro puede trabajar entre los siguientes límites:

- Régimen permanente 35 °C (temperatura del suelo)
- Régimen de cortocircuito 270 °C

Teniendo en cuenta las mismas consideraciones que para los conductores de fase, para el cobre y tiempos de falta, las secciones resultantes son las siguientes:

t (s)	Cobre		
	1	3	5
S (mm ²) - BT	3,8	6,5	8,4

Para los conductores de BT, como serán controlados por nosotros, consideramos que la falta la despejamos en un tiempo máximo de 1 segundo, mientras que del lado de AT podemos tomar un tiempo de despeje de falta de 3 segundos para tener un margen de seguridad.

Según este criterio, para los conductores de alimentación en AT deberíamos usar una sección de 35 mm² de cobre o de 70 mm² de aluminio.

Para los conductores de distribución en MT, deberíamos usar conductores de 6 mm² para las fases y de 4 mm² para el neutro.

5.1.2.3 Caída de Tensión

5.1.2.3.1 Modelo de Caída de Tensión

Como tenemos muchas cargas distribuidas a lo largo de la línea, tomaremos el modelo monofásico de la misma para determinar la tensión en cada punto para ver si la misma está dentro de los valores permitidos.

La distribución de las cargas puede modelarse por fase de la siguiente manera:

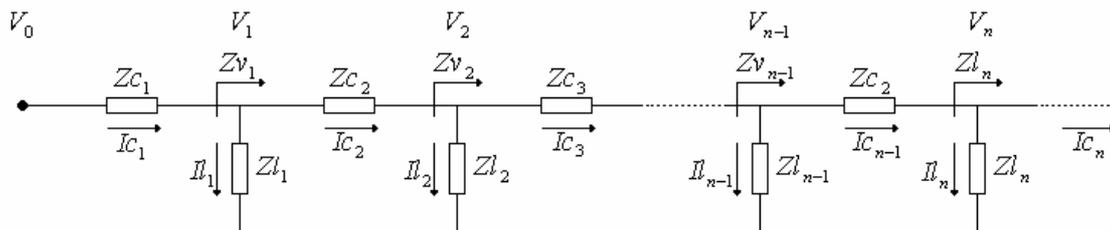


Figura 5.6 – Modelo Fase-Neutro de una de las fases

Donde los parámetros significan lo siguiente:

- Zc_x - Impedancia del cable del Tramo x
- Zl_x - Impedancia la carga x
- Zv_x - Impedancia vista desde el nodo x hacia adelante
- V_x - Tensión en el nodo x
- Ic_x - Corriente por el tramo x
- Il_x - Corriente que toma la carga x

Para saber la tensión en cada carga, procedemos como si estuviéramos analizando sucesivos divisores de tensión:

$$V_1 = \frac{Zv_1}{Zc_1 + Zv_1} \cdot V_0 \quad \Rightarrow \quad |V_1| = \frac{|Zv_1|}{|Zc_1 + Zv_1|} \cdot |V_0|$$

$$V_2 = \frac{Zv_2}{Zc_2 + Zv_2} \cdot V_1 \quad \Rightarrow \quad |V_2| = \frac{|Zv_2|}{|Zc_2 + Zv_2|} \cdot |V_1|$$

$$\vdots$$

$$V_n = \frac{Zv_n}{Zc_n + Zv_n} \cdot V_{n-1} \quad \Rightarrow \quad |V_n| = \frac{|Zv_n|}{|Zc_n + Zv_n|} \cdot |V_{n-1}|$$

La impedancia vista desde cada carga hacia delante se determina de la siguiente manera:

$$Z_{n-1} = Zl_{n-1} // (Zc_n + Zv_n) = \frac{Zl_{n-1} \cdot (Zc_n + Zv_n)}{Zl_{n-1} + Zc_n + Zv_n}$$

- **Modelado de la carga**

Como la carga es dependiente de la tensión, la modelamos como una impedancia constante, tomada con sus valores nominales. Le incorporamos a su vez, las impedancias

de los transformadores para que todas las cargas y las pérdidas estén involucradas en el cálculo.

Como vamos a trabajar en MT, tenemos que referir cada carga al primario de los transformadores, multiplicándola por la relación de transformación de cada transformador, elevada al cuadrado.

$$Zl_{MT} = Zl_{BT} \cdot \left(\frac{Un_1}{Un_2} \right)^2$$

Más adelante se determinan completamente todas las cargas consideradas según la opción de distribución que se elija.

• **Modelo de los cables**

Para modelar la impedancia de los cables, tomamos la impedancia unitaria de cada sección y la multiplicamos por los 120 metros de cada tramo.

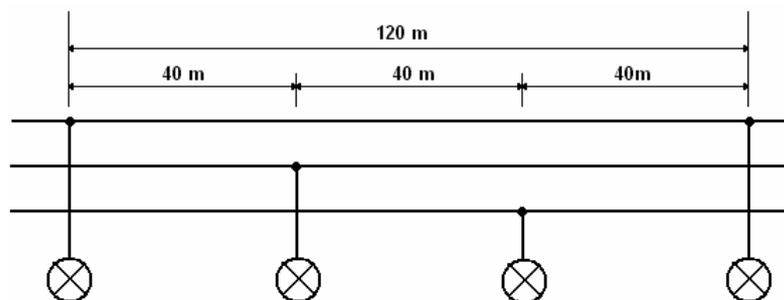


Figura 5.7 – Distancia entre columnas alimentadas por la misma fase.

Seção Nominal (mm ²)	Xc (ohm.km)	Em Trifólio		Em Bandeja				3,6/6 kV Cabo tripolar	
		Rca (ohm/km)	Xl (ohm/km)	dist = 1 diâmetro		dist = 20 cm		Rca (ohm/km)	Xl (ohm/km)
				Rca (ohm/km)	Xl (ohm/km)	Rca (ohm/km)	Xl (ohm/km)		
10	12.655	2,33350	0,18109	2,33349	0,25077	2,33349	0,38894	2,33350	0,16343
16	11.145	1,46647	0,16786	1,46645	0,23755	1,46647	0,37115	1,46649	0,15132
25	9.807	0,92718	0,15790	0,92713	0,22758	0,92717	0,35480	0,92721	0,14102
35	8.835	0,66843	0,14942	0,66834	0,21910	0,66842	0,34236	0,66848	0,13375
50	7.873	0,49387	0,14017	0,49373	0,20986	0,49387	0,32934	0,49394	0,12868

Figura 5.8 – Características eléctricas de cable MT de cobre¹⁶.

Como los valores de reactancia están dados en 60 Hz, previamente hay que multiplicar Xl por 5/6 para obtener el valor en 50 Hz.

$$Zc_x = 0,12 \cdot (Rca + jXl)$$

5.1.2.3.2 Selección del Conductor

Para determinar la sección de los conductores por caída de tensión procedemos como se explica en la sección anterior. Variando la sección de los conductores y las tomas de tensión de los transformadores queremos lograr que la tensión en las cargas no varíe más del 1,5% para tener un margen de seguridad ante algún aumento de carga en alguna de las

¹⁶ : Tomado de Catálogo de Cables FICAP

luminarias, ya que el estudio se realizó para 15 km de ruta, con dos luminarias de 250 W por columna.

Otra suposición es que la tensión de la fuente es constante, de 15 kV. Por eso, debemos colocar el cambiador de tomas del transformador de 15/6,3 kV, tal que la tensión secundaria sea un 2,5% mayor que la nominal.

Se encuentra que la mejor combinación es la siguiente:

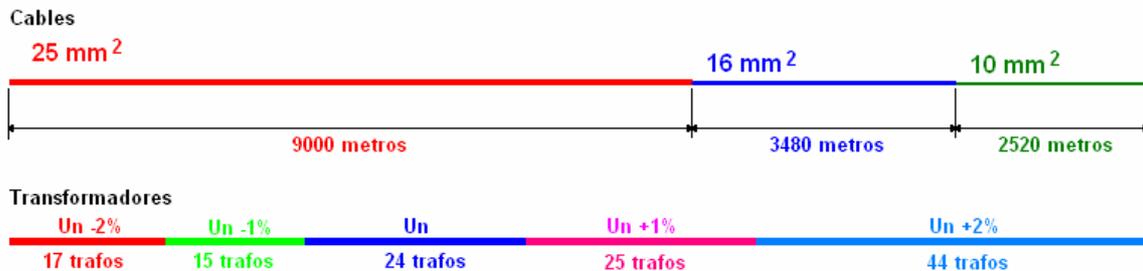


Figura 5.9 – Distribución de las secciones del conductor de MT y de los transformadores monofásicos individuales.

Donde se utilizan tres tramos diferentes secciones y además, los transformadores monofásicos deben tener una relación de transformación tal que esta varíe la tensión entre ±2%, ±1% y 0% de la tensión nominal. La distribución de los conductores y la ubicación de los transformadores de distinta relación de transformación, es la que se ve en la figura anterior.

El perfil de tensiones que se obtiene es el siguiente:

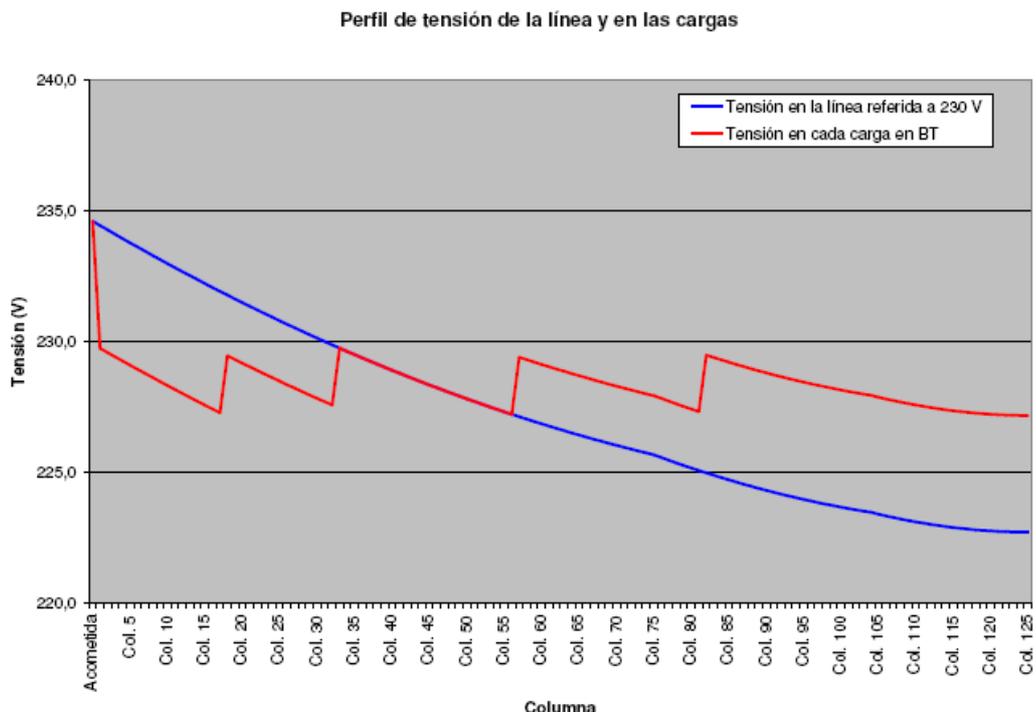


Figura 5.10 – Perfil de tensiones a lo largo de la línea con transformadores Monofásicos individuales

Si en vez de utilizar la distribución de un transformador por columna, utilizamos el sistema de SE concentradoras, el perfil de tensiones que se obtiene es el siguiente:

Perfil de tensión de la línea y en las Subestaciones

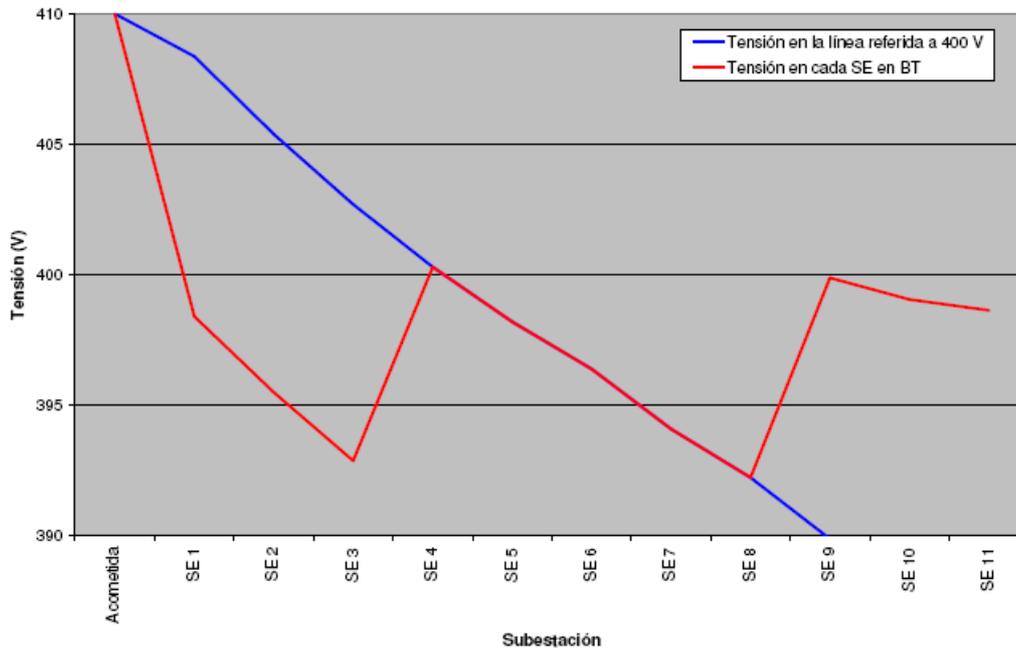


Figura 5.11 – Perfil de tensiones a lo largo de la línea con Subestaciones Trifásicas concentradas.

Esto se logra con la misma distribución de conductores y con 3 transformadores en la toma de -2,5%, 5 al 0% y 3 al +2,5%. Al ser éstos transformadores de fabricación estándar, estas son las tomas de tensión normalizadas.

5.1.2.4 Resumen

En largas distancias, con carga distribuida, el criterio que prima para la elección de los conductores para la línea de distribución de MT es el de Caída de Tensión para los conductores de fase y de cortocircuito para el conductor de neutro ya que, por este último, circulará muy poca corriente cuando se está en régimen.

El método de cálculo utilizado nos permite tener otros datos importantes, aparte de las caídas de tensión. Por ejemplo, podemos obtener las corrientes por cada tramo, las pérdidas en el conductor, en los transformadores, y la potencia total consumida por el sistema. Para cada uno de los parámetros mencionados, se detallan los cálculos realizados, tomándose solo los módulos de cada parámetro.

- **Corriente por cada tramo**

$$I_{n-1} = \frac{V_n}{Z_{V_n}}$$

- **Potencia de la carga**

$$Pl_n = \left(\frac{V_n}{Zl_n} \right)^2 \cdot Rl$$

- **Pérdidas de cada transformador**

$$Pt_n = \frac{V_n^2}{R_0} + \left(\frac{V_n}{Zl_n} \right)^2 \cdot R_{cc}$$

- **Potencia de cada equipo**

$$Pe = Pl_n - Pt_n$$

- **Pérdidas en el cable**

$$Pc_n = Rca_n \cdot I_n^2$$

5.1.2.5 Resultado del estudio de cargas (computando las tres fases)

Los siguientes valores son meramente orientativos ya que las potencias y pérdidas dependerán del tendido real de los conductores, de la tensión de servicio y de los equipos utilizados.

5.1.2.5.1 Transformadores distribuidos por columna

Potencia Activa:	248,8 kW
Potencia Reactiva:	83,6 kVar
Factor de Potencia:	0,95
Potencia Aparente:	262,4 kVA

- **Resumen total de pérdidas en el tramo, sumando las tres fases**

Pérdidas en los cables:	8,3 W
Pérdidas en transformadores:	14,8 W
Pérdidas totales:	23,1 kW

Si juntamos los dos tramos de 15 km, sin considerar las rotondas principales, que se considerarán aparte, la potencia total que consumiremos sería de 497,6 kW, de los cuales 46,2 kW corresponderán a pérdidas en los transformadores y los cables.

5.1.2.5.2 Subestaciones concentradoras (11 subestaciones por tramo)

Potencia Activa:	233,3 kW
Potencia Reactiva:	111,8 kVar
Factor de Potencia:	0,90
Potencia Aparente:	258,7 kVA

• **Resumen total de pérdidas en el tramo, sumando las tres fases**

Pérdidas en los cables:	8,2 W
Pérdidas en transformadores:	3,0 W
Pérdidas totales:	11,2 kW

Si juntamos los dos tramos de 15 km, al igual que en el caso anterior, la potencia total que consumiremos sería de 466,6 kW, de los cuales 22,4 kW corresponderán a pérdidas en los transformadores y los cables.

5.1.3 ESTUDIO PARTICULAR DEL TRAMO PROPUESTO

Los estudios anteriores fueron realizados para tramos lineales de ruta, sin considerar puentes, intersecciones, rotondas ni el peaje.

El tramo de ruta elegido va desde El Pinar, kilómetro 30, hasta Guazuvirá en el kilómetro 60, teniendo como eje la ruta 11 en Atlántida.

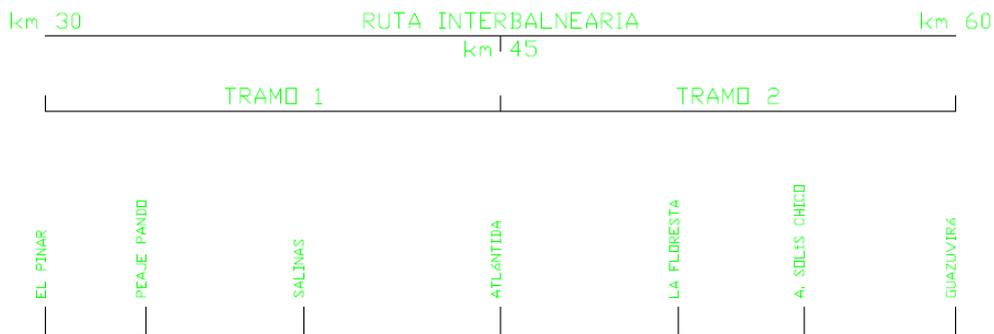


Figura 5.12 – División de los tramos de ruta.

Se plantea entonces realizar una distribución híbrida, donde los tramos lineales se realizan con un tramo por columna y las zonas de rotondas y el peaje del arroyo Pando se realizan con una distribución convencional en baja tensión, a través de una subestación trifásica.

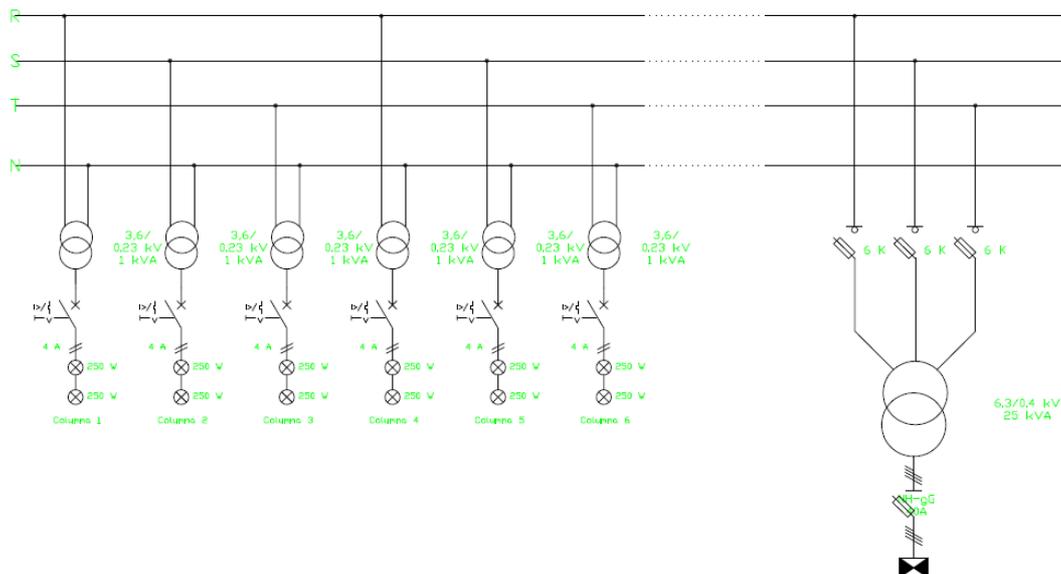


Figura 5.13 – Distribución de cargas híbrida. Cargas concentrada y cargas distribuidas.

Por lo tanto, la distribución de cargas por tramo será la siguiente:

◆ **TRAMO 1 – Atlántida al Oeste**

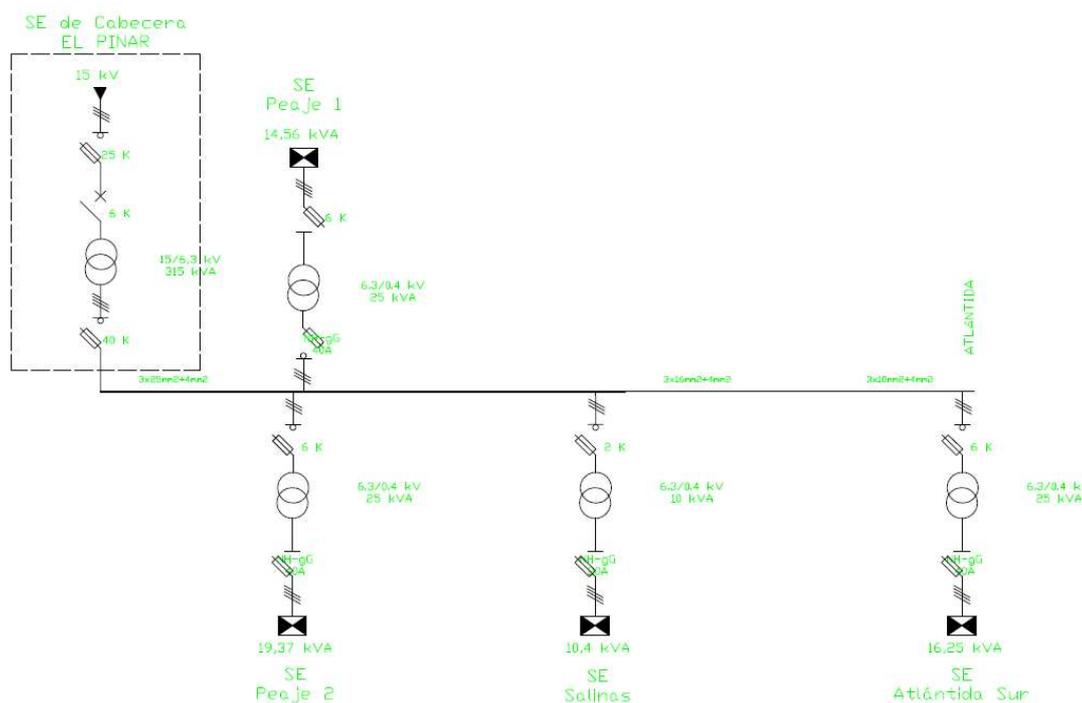


Figura 5.14 – Tramo 1. Desde El Pinar hasta Atlántida.

Dentro de este tramo, las luminarias se distribuyen de la siguiente manera:

- 72 columnas de 2 x 250 W
- Subestación Peaje 2 – 10 x 250 W + 31 x 400 W
- Subestación Peaje 1 – 28 x 400 W
- 9 columnas de 2 x 400 W
- 144 columnas de 2 x 250 W
- Subestación Salinas – 20 x 400 W
- 156 columnas de 2 x 250 W
- 9 columnas 2 x 400 W
- Subestación Atlántida Sur – 2 x 250 W + 30 x 400 W

◆ TRAMO 2 – Atlántida al Este

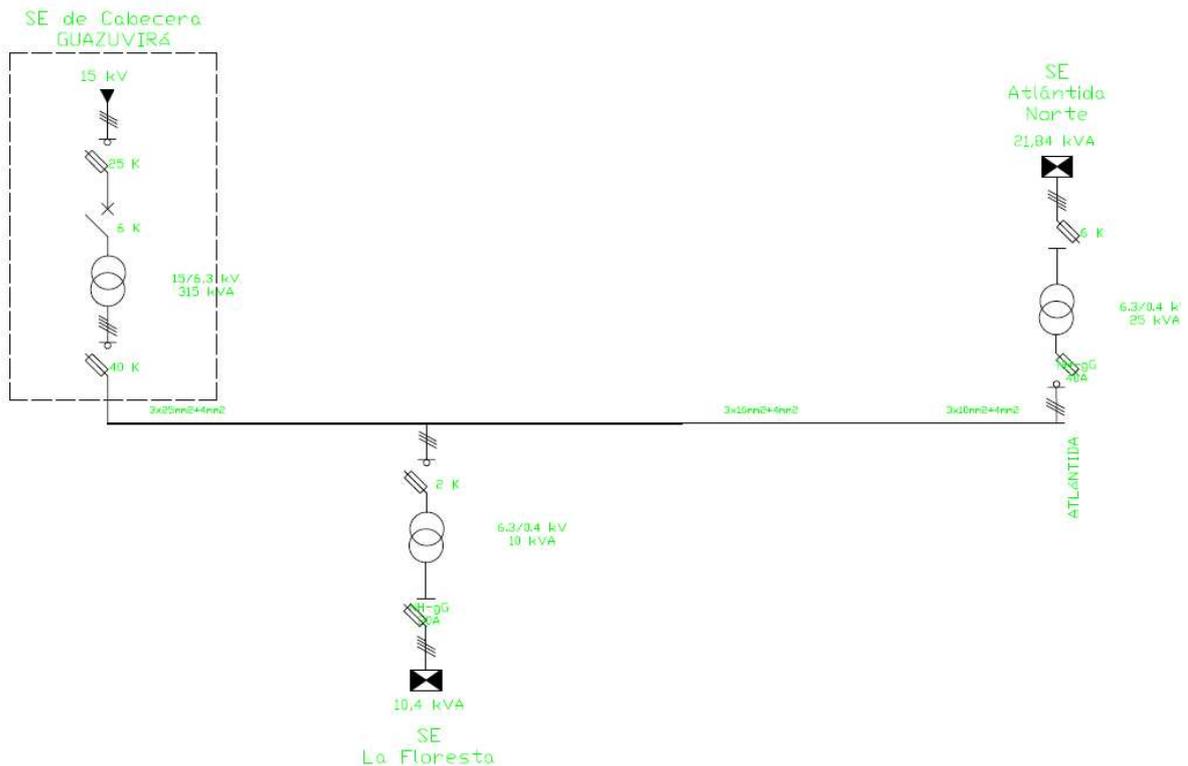


Figura 5.15 – Tramo 2. Desde Atlántida hasta Guazuvirá nuevo.

Dentro de este tramo, las luminarias se distribuyen de la siguiente manera:

- 120 columnas de 2 x 250 W
- Subestación La Floresta – 20 x 400 W
- 237 columnas de 2 x 250 W
- 14 columnas 2 x 400 W
- Subestación Atlántida Norte – 42 x 400 W

Los siguientes resultados están dados utilizando la misma disposición de conductores que en los casos anteriores, de tal manera que modificando la relación de transformación de los transformadores, obtenemos el perfil de tensiones adecuado. Como el estudio se realiza por fase, las subestaciones trifásicas se modelan como su impedancia equivalente.

5.1.3.1 Tramo 1 – Atlántida al Oeste

5.1.3.1.1 Perfil de tensiones

El siguiente gráfico muestra el perfil de tensiones para el Tramo 1 con la distribución de transformadores con las relaciones de transformación que se indican.

Perfil de tensión de la línea y en las cargas

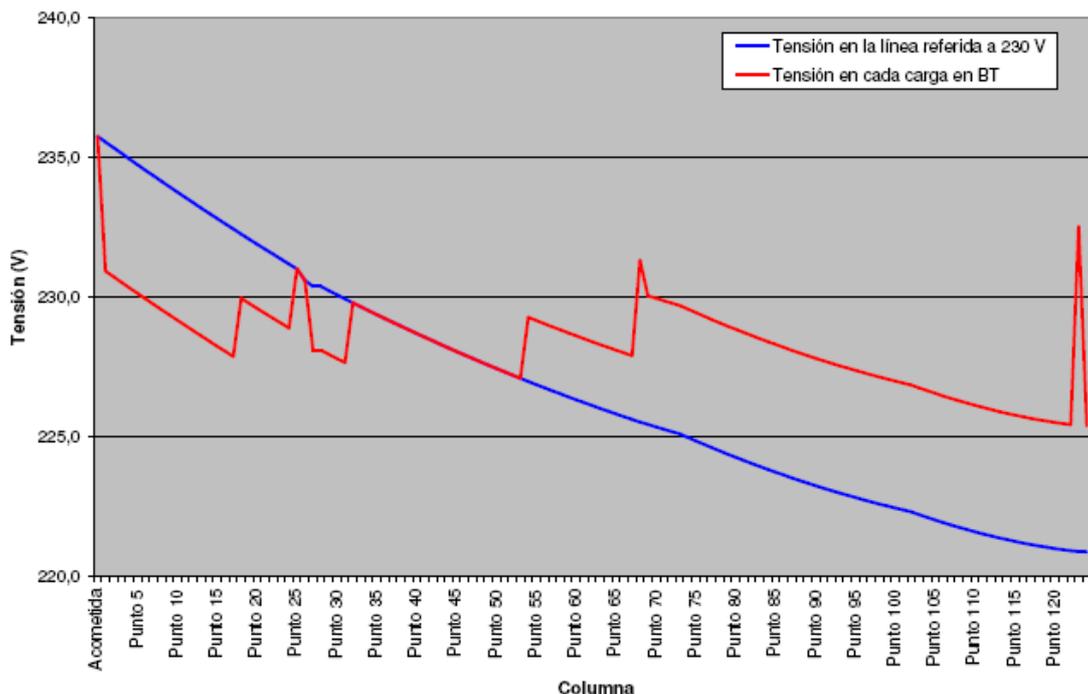


Figura 5.16 – Perfil de tensiones para el tramo 1. Distribución híbrida.

Para lograr este perfil, se listan a continuación los transformadores necesarios y la relación de transformación o la toma en la que se deben conectar los mismos. Estarán distribuidos entonces de la siguiente manera:

- 51 – 3,6/0,23 kV al -2% de U_n
- 36 – 3,6/0,23 kV al -1% de U_n
- 66 – 3,6/0,23 kV al 0% de U_n
- 42 – 3,6/0,23 kV al +1% de U_n
- 162 – 3,6/0,23 kV al +2% de U_n
- SE Peaje 2 – 6,3/0,4 kV a U_n
- SE Peaje 1 – 6,3/0,4 kV a U_n
- SE Salinas – 6,3/0,4 kV al +2,5% de U_n
- SE Atlántida Sur – 6,3/0,4 kV al +5% de U_n

5.1.3.1.2 Potencia total del Tramo 1

Potencia Activa:	304,4 kW
Potencia Reactiva:	110,1 kVar
Factor de Potencia:	0,94
Potencia Aparente:	323,7 kVA

- **Resumen total de pérdidas en el tramo, sumando las tres fases**

Pérdidas en los cables:	12,3 W
Pérdidas en transformadores:	16,1 W
Pérdidas totales:	28,4 kW

En primera instancia, estos valores indican que el transformador de cabecera elegido, de 315 kVA, estaría sobrecargado casi un 3%. Esto haría que cambiáramos a un transformador de 400 kVA. Pero se debe considerar que para determinar la potencia de cada equipo se utilizó un factor de 1,3, que nos da una potencia mayor que la que consume el propio equipo. Por lo tanto, no sería necesario el cambio de transformador.

5.1.3.2 Tramo 2 – Atlántida al Este

5.1.3.2.1 Perfil de tensiones

El siguiente gráfico muestra el perfil de tensiones para el Tramo 2 con la distribución de transformadores con las relaciones de transformación que se indican.

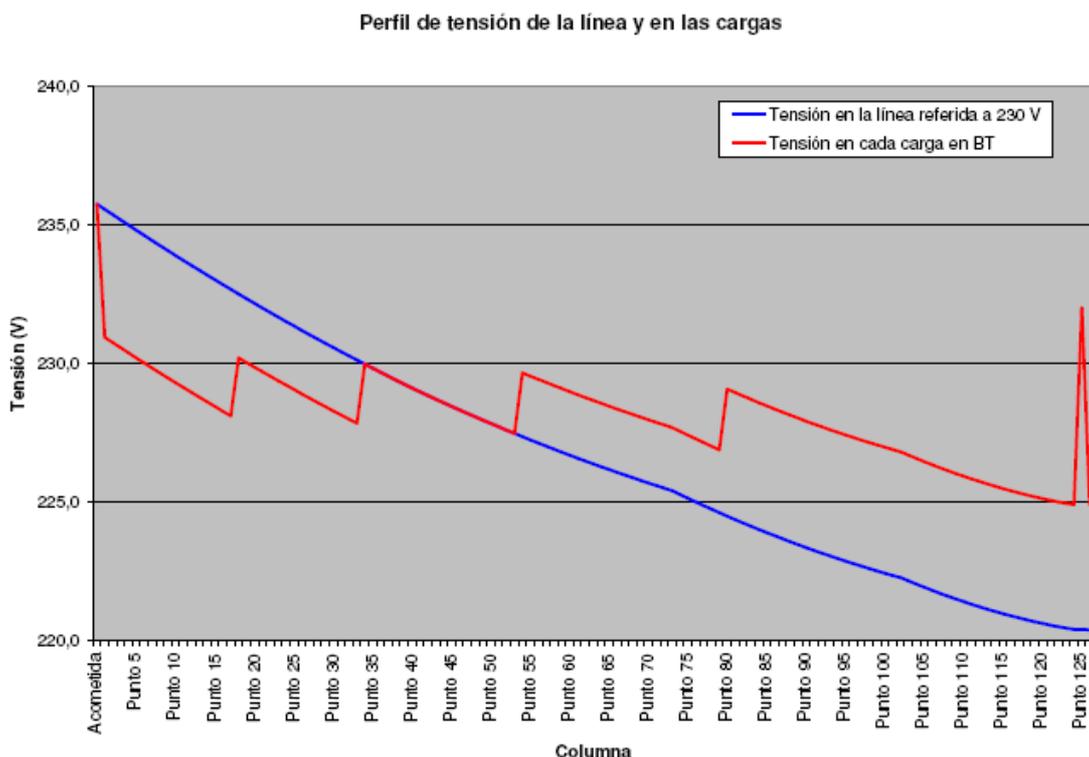


Figura 5.17 – Perfil de tensiones para el tramo 2. Distribución híbrida.

Para lograr este perfil, se listan a continuación los transformadores necesarios y la relación de transformación o la toma en la que se deben conectar los mismos. Estarán distribuidos entonces de la siguiente manera:

- 51 – 3,6/0,23 kV al -2% de U_n .
- 48 – 3,6/0,23 kV al -1% de U_n .
- 57 – 3,6/0,23 kV a U_n .
- 78 – 3,6/0,23 kV al +1% de U_n .

- 141 – 3,6/0,23 kV al +2% de Un.
- SE La Floresta – 6,3/0,4 kV a Un.
- SE Atlántida Norte – 6,3/0,4 kV al +5% de Un.

5.1.3.2.2 **Potencia total del Tramo 2**

Potencia Activa:	284,5 kW
Potencia Reactiva:	99,1 kVar
Factor de Potencia:	0,94
Potencia Aparente:	301,3 kVA

- **Resumen total de pérdidas en el tramo, sumando las tres fases**

Pérdidas en los cables:	12,1 W
Pérdidas en transformadores:	15,9 W
Pérdidas totales:	28,0 kW

Como era de esperarse, al estar las cargas bastante equilibradas, las pérdidas totales son similares.

5.1.3.3 **Consumo total de la instalación**

Potencia Activa:	588,9 kW
Potencia Reactiva:	209,3 kVar
Factor de Potencia:	0,94
Potencia Aparente:	625,0 kVA

Pérdidas totales:	56,4 kW
-------------------	----------------

5.1.4 **DETERMINACIÓN DE LAS PROTECCIONES**

El cometido de este punto es determinar las protecciones de los transformadores y de la instalación en general.

En general, se protege la salida de cada transformador, del lado de baja tensión. Solo se protegen a la entrada, los transformadores de las subestaciones trifásicas.

Como la carga que tenemos es fija, no hay posibilidad de sobrecargas, por lo tanto solo protegeremos a los transformadores contra cortocircuitos. La protección la debemos elegir tal que la curva de los fusibles aguas arriba del transformador quede por encima de la curva de energización y por debajo de la capacidad térmica del mismo. La curva de los fusibles aguas abajo debe estar por debajo de la curva de actuación de los fusibles aguas arriba y de la curva de capacidad térmica de los conductores de salida.

La capacidad térmica de los transformadores corresponde a I^2t constante y corresponde a la capacidad de soportar un cortocircuito durante 3 segundos según las normas de transformadores de UTE.

La corriente de energización la tomamos como sigue:

Tiempo (s)	Corriente (A)
0,1	$12 \cdot I_n$
1	$6 \cdot I_n$
10	$3 \cdot I_n$

La curva de los Hilos Fusibles está determinada por los siguientes límites:

Hilos Fusible Tipo K	300 segundos		10 segundos		0,1 segundos	
	Mínimo (A)	Máximo (A)	Mínimo (A)	Máximo (A)	Mínimo (A)	Máximo (A)
2 K	4	4,8	--	10	--	58
6 K	12	14,4	13,5	20,5	72	86
10 K	19,5	23,4	22,5	34	128	154
15 K	31	37,2	37	55	215	258
25 K	50	60	60	90	350	420
40 K	80	96	96	146	565	680

5.1.4.1 Transformador trifásico de 315 kVA (Cabecera)

Potencia: 315 kVA
 Tensión: 15/6,3 kV
 Corriente nominal AT: 12,12 A
 Corriente nominal MT: 28,87 A

$$I^2t = 275427 \text{ A}^2\text{s}$$

Del lado AT – Hilo Fusible 25 K
 Del lado MT – Hilo Fusible 15 K

5.1.4.2 Transformador trifásico de 25 kVA

Potencia: 25 kVA
 Tensión: 6,3/0,4 kV
 Corriente nominal AT: 2,29 A
 Corriente nominal MT: 36,08 A

$$I^2t = 9842 \text{ A}^2\text{s}$$

Del lado MT – Hilo Fusible 6 K
 Del lado BT – Fusible NH 40 A

5.1.4.3 Transformador trifásico de 10 kVA

Potencia: 10 kVA
 Tensión: 6,3/0,4 kV
 Corriente nominal AT: 0,92 A
 Corriente nominal MT: 14,43 A

$$I^2t = 1575 A^2s$$

Del lado MT – Hilo Fusible 2 K
Del lado BT – Fusible NH 20 A

5.2 MEMORIA DESCRIPTIVA

En esta sección se describe la estructura de la instalación de Media Tensión, de tal modo que sirva de anteproyecto para la comparación de presupuestos y para la posterior elaboración de un proyecto definitivo.

Las distribuciones planteadas para llevar la energía a cada una de las luminarias son las siguientes:

Caso 1 – Se tienden los tres conductores de fase y el neutro y en cada columna se coloca un transformador monofásico entre una fase y el neutro de tal manera que este transformador alimente a las dos luminarias.

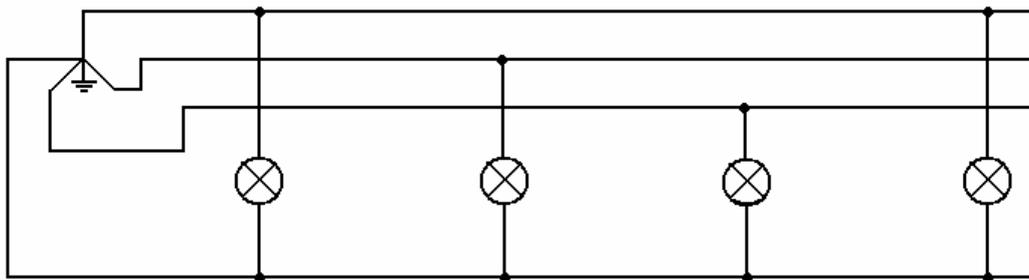


Figura 5.18 – Distribución con transformadores monofásicos.

Caso 2 – Se concentra la carga en diferentes subestaciones y se las alimenta en media tensión. Luego se realiza la distribución en baja tensión de manera convencional.

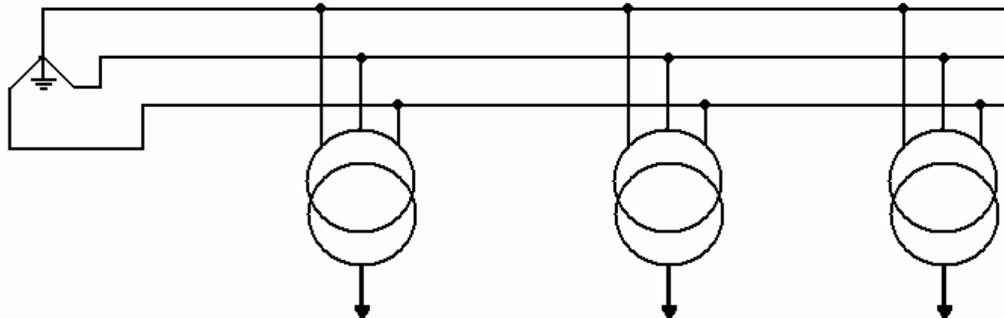


Figura 5.19 – Distribución convencional con subestaciones concentradoras.

Caso 3 – Se plantea un sistema híbrido. Es decir, para cada tramo, los sectores lineales se harán con un transformador por columna y las zonas concentradoras de carga, como son las rotondas el peaje y los cruces importantes se alimentarán en baja tensión, por medio de subestaciones alimentadas del mismo sistema de distribución de Media Tensión.

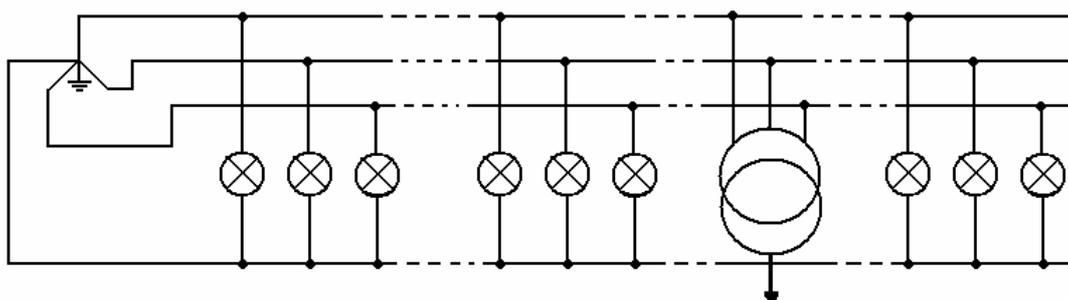


Figura 5.20 – Distribución híbrida, mezclando las dos opciones anteriores.

En la primera opción se plantea distribuir directamente en Media Tensión, bajando la tensión directamente al pie de la columna.

La segunda opción es similar a la convencional, donde se toma el suministro de la red de baja tensión de UTE, salvo que, en este caso tanto la red de distribución como las subestaciones, son de nuestra propiedad.

Para este último caso se toma el tramo 30 kilómetros de ruta elegido, es decir, ruta Interbalnearia desde El Pinar hasta Guazuvirá (km 30 a km 60) dividido en dos tramos de 15 kilómetros con eje en el cantero central de la ruta 11, en el cruce con la ruta Interbalnearia.

El sistema de distribución es el mismo para los tres casos, variando solamente la manera de alimentar las cargas y que para la segunda opción no es necesario llevar el neutro.

En las tres opciones se plantea alimentar la mitad del tramo considerado desde cada extremo. Para fines comparativos, en los dos primeros casos vamos a tomar solamente un tramo lineal de ruta, dejando para un estudio aparte los empalmes de rutas.

5.2.1 SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

En la zona donde se plantea el tramo de ruta a iluminar las tensiones de distribución disponibles son de 15, 31,5 y 66 kV. Tal como se había determinado en el estudio económico de las tarifas de conexión existentes, la solución más económica resulta ser la de conectarse a la red de 15 kV como mediano consumidor.

Las características de la zona a iluminar son variadas, intercalando tramos urbanos, suburbanos y rurales con muchos árboles, que además está sometida permanentemente a vientos costeros. Hay tramos donde existe una red de distribución en media tensión aérea. Aparte de razones estéticas, ya que la ruta es de un muy importante flujo turístico y de alto tránsito, con tramos donde se desarrollan altas velocidades, por seguridad y confiabilidad del servicio, se decide hacer la distribución de media tensión por medio de cable subterráneo.

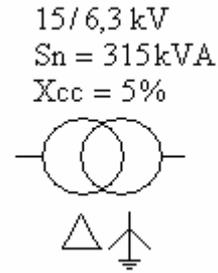
La tensión de distribución secundaria que elegimos es de 6,3 kV, ya que los elementos constitutivos de la red, cables, terminales, empalmes, protecciones, transformadores, etc., son de menor costo que los de 15 kV.

UTE, como clientes, nos exige que instalemos un transformador que aisle las corrientes homopolares de nuestro sistema hacia la red de UTE, por lo tanto, el transformador elegido es Dyn (Triángulo-Estrella, con neutro accesible). Para simplificar el esquema de protecciones del lado de distribución secundaria, aterremos el neutro en el transformador.

La potencia estimada requerida por cada tramo (la mitad del total) es de 244 kW. Previendo un posible aumento de carga (y recordando que no se tienen en cuenta las rotondas ni empalmes principales) la potencia del transformador de cabecera (valor normalizado) deberá ser de que 315 kVA. Además, como necesitamos variar la tensión de salida para corregir problemas de caída de tensión en la línea de distribución, el secundario del transformador debe estar equipado con un cambiador de puntos sin carga, que nos permita variar la tensión de salida entre calores $\pm 2,5\%$ y $\pm 5\%$ (valores normalizados) de la tensión nominal. Al ser nuestra carga estática, es decir que no tiene variaciones a lo largo del tiempo (salvo alguna disminución por la quema de lámparas) y estar conectada en ciertas horas del día, podemos hacer un plan de seguimiento de los puntos del transformador, de acuerdo a las variaciones de tensión de la zona, o simplemente realizar un monitoreo online que nos de una alarma cuando la tensión sale fuera de rango para tomar las acciones correctivas pertinentes.

• **Características del transformador de cabecera**

Potencia 315 kVA
 Tensión primaria 15 kV
 Tensión secundaria 6,3 kV (± 2,5; ± 5%)
 Grupo de conexión Dyn
 Impedancia de cortocircuito 5%



5.2.2 Instalación de Enlace

La instalación de enlace es propiedad de UTE e incluye el Puesto de Medida (PM) y la salida hacia el cliente.

El PM definido por UTE para instalaciones de 6,3 y 15 kV, con neutro aterrado, es el siguiente:

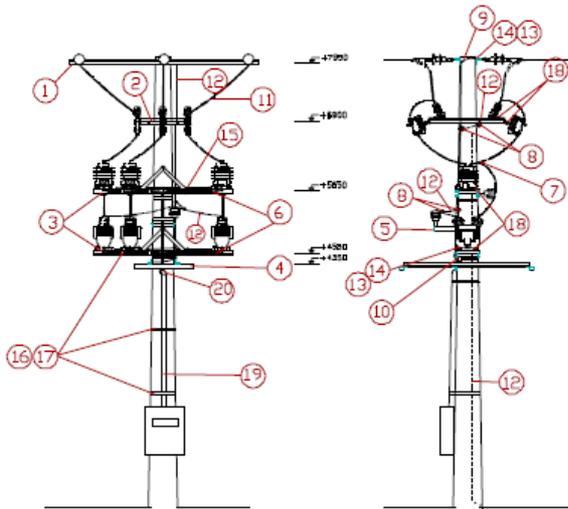


Figura 5.21 – Puesto de medida intemperie de UTE.

UCC	TIPO	MATERIALES				
		Ref	Código	Cant	Unidad	Designación
21196	T	1	052624	1	UN	Conjunto cruceta recta R2
		2	054648	1	UN	Soporte p/desarg y cc enjol puesto medida 6/15 kV
		3	054650	2	UN	Soporte p/TT y TC puesto med 6/15 kV c/neutro aterr.
		4	054651	1	UN	Apoya escalera p/puesto medida 6kV y 15kV
		5	054652	1	UN	Soporte p/aisl vertical en puesto medida en 6 y 15 kV
		6	054678	12	m	Caño de hierro flexible forrado 25 mm
		7	020267	3	UN	Unión T p/córr Al mm 16
		8	051413	10	UN	Carga Nro 90 p/soldadura exotérmica
		9	019922	1	UN	Presna cable CRC p/cbl tierra mm2 30-90
		10	004134	1	UN	Tensor p/cbl ac 10 x 150 mm
		11	052327	15	m	Cable Al desnudo 95 mm2 c/alma acero 15 mm2
		12	017556	30	m	Cable Cu blanco 50 mm2 desnudo
		13	002293	0,2	kg	Bulón ho galv cbz. exgl. BSW 3/8"x1"
		14	019145	10	UN	Terminal caño Cu estañado p/cable 50 mm2
		15	020484	12	UN	Clema Bc toma tierra ménsula mm2 35 a 50.
		16	051016	10	UN	Fleje de acero inoxi 20x0,7 p/cbl Presnb
		17	051017	14	m	Hebillas para fleje de ac p/cbl presnb
		18	002316	2,5	kg	Bulón ho galv cbz. exgl. rc BSW mm12,70x44,44 c/trc.
		19	011209	1,5	m	Caño de hierro galvanizado s/costura 50,80 (2")
		20	011503	1	UN	Codo de hierro galvanizado 50,80 mm (2")

Figura 5.22 – Materiales y accesorios para un puesto de medida estandar.

Debe tener 3 transformadores de corriente (TI) y 3 transformadores de tensión (TT), conectados en estrella, con el neutro aterrado, descargadores de tensión y reconector telecontrolable.

La relación de transformación de los TI debe ser tal que se cumpla que:

$$P_c \leq \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n \leq 2 \cdot P_c$$

Siendo: Pc Potencia contratada en kW.
 Un Tensión nominal del suministro en kV.
 In Corriente nominal primaria del TI en A.

Entonces: **TI** 20 / 5 A – Un = 15 kV – clase 17,5 kV
TT 15 / 0,1 kV – Un = 15 kV – clase 17,5 kV

Para una mejor visualización del PM y de nuestra subestación de cabecera, presentamos el siguiente esquema:

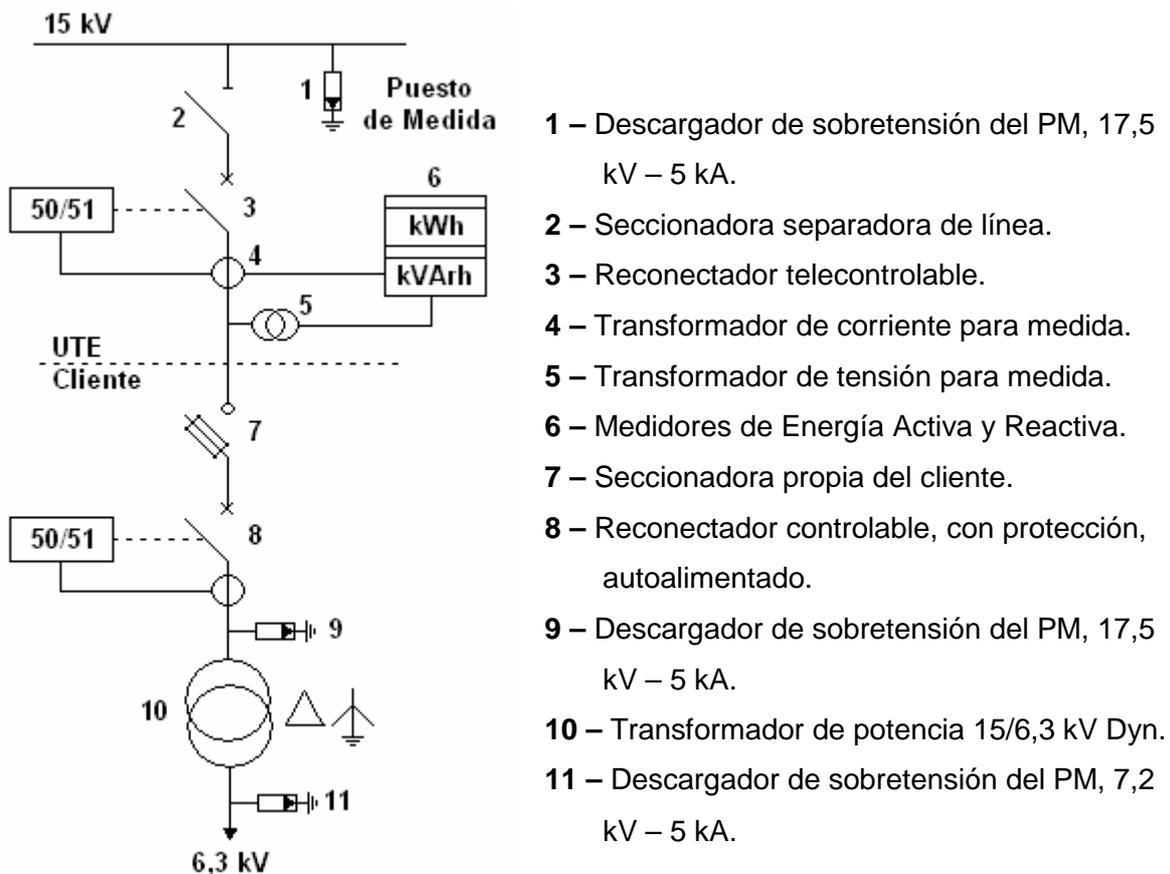


Figura 5.23 – Instalación de Enlace.

El Puesto de Medida es propiedad de UTE e instalado por esta. Consta de una bajada de línea con un descargador de sobretensión y una seccionadora sin carga para separarse de la Red. Luego, sigue un reconectador telecontrolable y después los transformadores de corriente y tensión.

Del lado del cliente, se instala una seccionadora bajo carga del tipo CUTOOUT, con hilo fusible 25 K, que servirá de protección de respaldo contra sobrecorriente de la protección del reconectador.

El reconectador brindará, además del comando de la instalación, la protección contra sobrecorrientes del transformador. Por el tipo de instalación, no existirá sobrecarga, a menos de la corriente de arranque de las lámparas, la cual controlamos por medio del encendido escalonado de las mismas y además, es de duración limitada.

La curva de actuación del fusible, deberá estar por debajo de la curva de capacidad térmica del transformador y por encima de la curva de magnetización del mismo. A su vez, la curva de actuación de la protección del reconectador debe estar entre la curva de magnetización y la curva del fusible.

A la salida del transformador se instalará un desconectador bajo carga con Hilo Fusible 15 K para proteger los conductores de distribución. Por lo tanto, su curva debe estar por debajo de la curva del fusible de AT y de la curva de capacidad térmica de los conductores.

La instalación de enlace será exterior y estará montada sobre 4 columnas. En la primera se instala la seccionadora de llegada, el descargador de llegada y el reconectador de UTE. En la segunda columna, estarán los transformadores de corriente y tensión, conjuntamente con

los medidores de UTE y la seccionadora de cliente. En la tercera columna estará el reconectador del cliente y el transformador y en la cuarta columna estará la seccionadora de salida y la bajada del cable subterráneo.

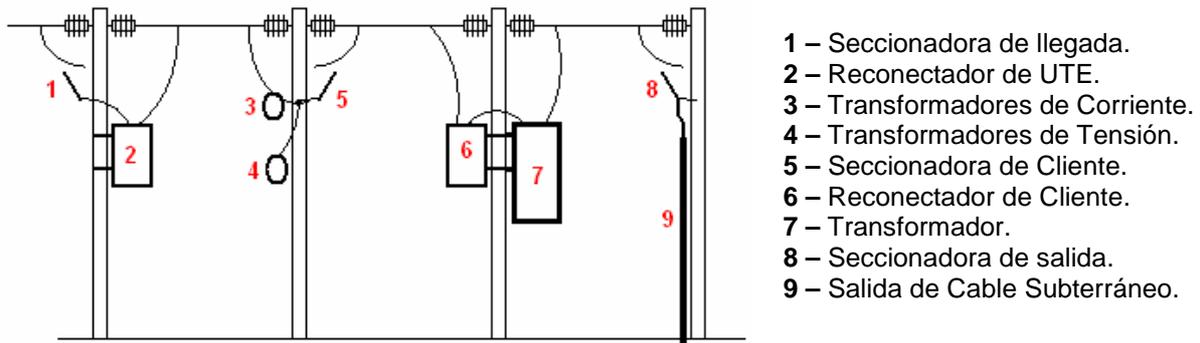


Figura 5.24 – Esquema de ubicación de los equipos.

5.2.3 Opciones de Distribución

5.2.3.1 Caso 1 – Transformadores individuales

El sistema de distribución en media tensión elegido es el de tres fases y neutro, con el mismo aterrado en el transformador. En cada columna se coloca un transformador monofásico de 1 kVA entre fase y neutro para bajar la tensión de 3,6 kV a 230 V(ver planos en el Anexo 14).

- **Características de los transformadores monofásicos individuales**

Potencia 1 kVA
 Tensión primaria 3,6 kV
 Tensión secundaria 230 V ($\pm 2\%$, $\pm 1\%$, $\pm 0\%$)
 Pérdidas de vacío 4%

Las diferentes relaciones de transformación se deben a que estos transformadores estarán distribuidos a lo largo de la línea y por la caída de tensión en la misma debemos corregir la tensión de salida de modo que esta no caiga por debajo del 2% para tener un margen de seguridad ante posibles aumentos de carga. Las cantidades necesarias de cada transformador para cada tramo son las siguientes:

Toma	Tensión	Cantidad
2%	234,6	132
1%	232,3	75
0%	230,0	72
-1%	227,7	45
-2%	225,4	51

Otra opción es que todos los transformadores se fabriquen con las 5 tomas secundarias, con lo cual, al ser todos los transformadores iguales, pueden colocarse en cualquier punto y se elige la tensión de salida según se necesite. De lo contrario, cada transformador debe estar correctamente identificado para ser colocado en el tramo correspondiente.

Los transformadores serán aptos para ser enterrados o estar colocados en una cámara de dimensiones adecuadas.

El terminal de MT que conecta el transformador al conductor de salida deberá ser adecuadamente aislado o hermético. El terminal de neutro puede estar conectado directamente a la carcasa y se conectará al conductor de neutro mediante terminal de compresión.

La salida de BT del transformador podrá hacerse mediante un cable subterráneo con la longitud suficiente para llegar desde el transformador hasta el interruptor termomagnético de las luminarias. Otra forma de salir puede ser que el transformador tenga una caja de conexión hermética, donde estén los terminales de BT y de ahí salir con el cable subterráneo hacia la protección de las luminarias.

La conexión al conductor de fase se deberá hacer mediante un empalme unipolar en derivación subterráneo del mismo tipo que se usan para cables 3,6/6 kV.

La distribución de las cargas debe hacerse de tal manera que las fases queden equilibradas, de manera semejante a la que puede verse en la siguiente figura.

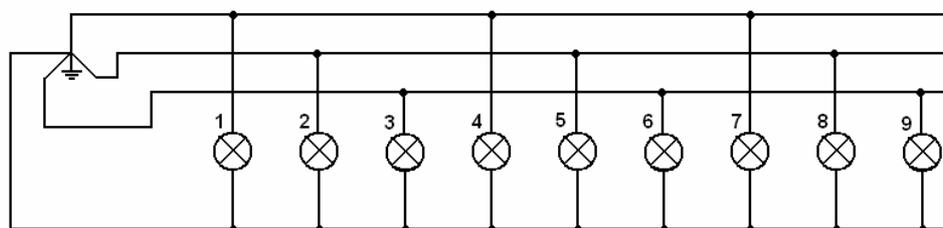


Figura 5.25 – Distribución equilibrada de las cargas.

Si bien no se encontraron este tipo de transformadores en plaza, se encontró una compañía francesa que ha desarrollado este sistema de distribución y lo ha instalado en diversas partes del mundo. La compañía se llama AUGIER S.A.¹⁷ y los productos que frece, entre tantos, son los siguientes:



Figura 5.26 – Gama de productos para distribución en MT.

¹⁷ Más información en el Anexo 15 - AUGIER

5.2.3.2 Caso 2 – Subestaciones CONCENTRADORAS

El sistema de distribución en media tensión elegido es el de tres fases, con el neutro aterrado en el transformador. Se colocarán 11 subestaciones de 25 kVA de 6,3 kV a 400 V, sistema TN, que alimentarán en baja tensión a las luminarias (ver planos en el Anexo 14). Estas subestaciones se plantea realizarlas en forma aérea para facilitar el acceso para instalación y mantenimiento.

- **Características de la Subestación aérea**

Las subestaciones propuestas son las del tipo aéreo, similares al las subestaciones con entrada y salida subterráneas, salvo que, al ser el transformador de 25 kVA de pequeño porte, se instalará en una sola columna. De esta manera, solo se necesita un juego de descargadores para el cable, un desconectador bajo carga (Cut.Out) por fase, con hilo fusible adecuado para la corriente del transformador, y un descargador por fase para proteger al transformador contra sobretensiones. La conexión a los cables de alimentación se hará por medio de empalmes de Media Tensión en derivación.

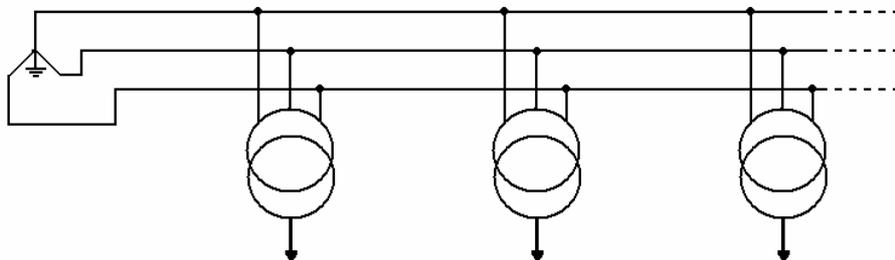
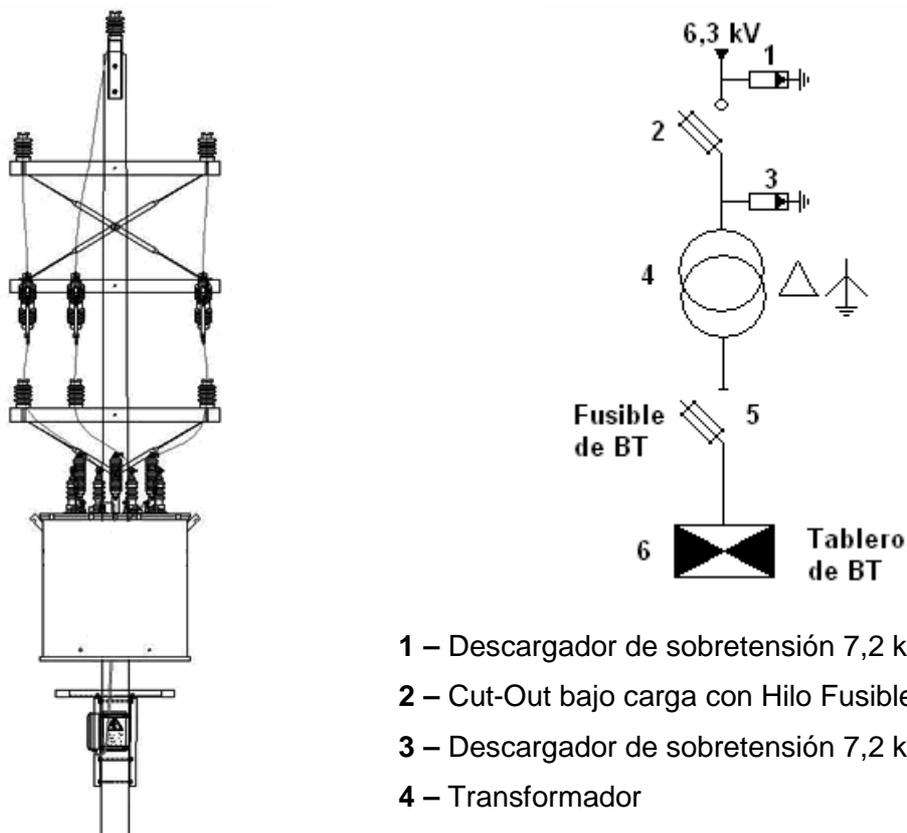


Figura 5.27 – Distribución en Subestaciones concentradas.

El aspecto de la subestación aérea y su constitución se ven en la siguiente figura.

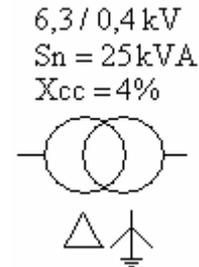


6 – Tablero de Baja Tensión.

Todos los elementos de la subestación aguas arriba del transformador serán de Clase de aislación de 7,2 kV – 5 kA.

• Datos de los transformadores

Potencia	25 kVA
Tensión primaria	6,3 kV
Tensión secundaria	400 V ($\pm 2,5\%$; $\pm 5\%$)
Grupo de conexión	Dyn
Impedancia de cortocircuito ...	4%



La protección de estos transformadores se hará de la siguiente manera:

Del lado de 6,3 kV: Hilo fusible 6 K.
 Del lado de 0,4 kV: Fusible NH40.

• Opción Subestaciones en casetas

Otra opción para implementar estas subestaciones es por medio de subestaciones de piso, en casetas apropiadas, divididas al medio, donde de un lado se alojaría el transformador y el elemento de protección y del otro, el tablero de Baja Tensión.

5.2.3.3 Caso 3 – Sistema Híbrido

Como se dijo en la introducción en este caso analizamos la alimentación del tramo real escogido. Es decir, dos tramos de 15 kilómetros con eje en el cantero central de la ruta 11 en su cruce con la Interbalnearia. Cada tramo está constituido de la siguiente manera (ver planos en el [Anexo D](#)):

• TRAMO 1 – Atlántida al Oeste

- 72 columnas de 2 x 250 W
- Subestación Peaje 2 – 25 kVA
- Subestación Peaje 1 – 25 kVA
- 9 columnas de 2 x 400 W
- 144 columnas de 2 x 250 W
- Subestación Salinas – 10 kVA
- 156 columnas de 2 x 250 W
- 9 columnas 2 x 400 W
- Subestación Atlántida Sur – 25 kVA

• TRAMO 2 – Atlántida al Este

- 120 columnas de 2 x 250 W
- Subestación La Floresta – 10 kVA
- 237 columnas de 2 x 250 W
- 14 columnas 2 x 400 W
- Subestación Atlántida Norte – 25 kVA

La ubicación de las subestaciones puede verse en los diagramas unificares adjuntos.

A Los transformadores vistos en los dos casos anteriores hay que agregarles los transformadores monofásicos para las columnas con dos luminarias de 400 W y las dos subestaciones trifásicas de 10 kVA.

- **Datos de los transformadores monofásicos**

Potencia	1 kVA
Tensión primaria	3,6 kV
Tensión secundaria	230 V ($\pm 2\%$, $\pm 1\%$, $\pm 0\%$)
Pérdidas de vacío	4%

Estos transformadores no llevan protección en el primario. La única protección es el interruptor termomagnético de las luminarias.

- **Datos de los transformadores trifásicos**

Potencia	10 kVA
Tensión primaria	6,3 kV
Tensión secundaria	400 V ($\pm 2,5\%$; $\pm 5\%$)
Grupo de conexión	Dyn
Impedancia de cortocircuito ...	4%

La protección de estos transformadores se hará de la siguiente manera:

Del lado de 6,3 kV: Hilo fusible 2 K.

Del lado de 0,4 kV: Fusible NH20.

La alimentación de cada transformador monofásico se realiza por medio de un empalme unipolar, distribuyendo las cargas equilibradamente entre las fases y para las Subestaciones trifásicas, se deriva de igual manera de las tres fases.

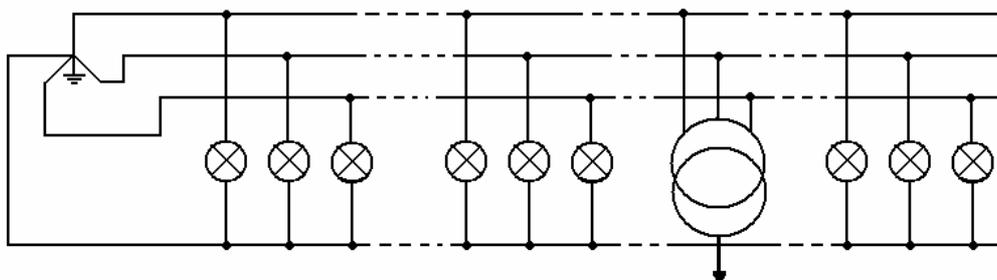


Figura 5.28 – Sistema de Distribución híbrido.

5.2.3.4 Puesta a tierra de las subestaciones

Se pondrán a tierra las partes metálicas de la instalación que no estén normalmente en tensión, pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas, o sobretensiones.

Así mismo, se aterrará el neutro de BT del transformador de tal manera que la puesta a tierra de protección y la del neutro queden desacopladas.

Todo el montaje debe realizarse de acuerdo al documento IT-DIS-OB-TR18/00 – MONTAJE DE SUBESTACIÓN AÉREA de UTE.

Sección Nominal (mm ²)	Em Banco de dutos			Diretamente enterrado				Em eletrodutos enterrados	
	(AMPÈRES)								
10	73	87	70	97	101	112	92	73	71
16	94	113	91	125	130	145	118	95	91
25	121	145	117	161	167	186	152	122	118
35	145	173	140	193	200	222	181	146	141
50	172	205	166	228	238	262	214	174	168
70	211	251	204	279	291	320	263	214	207
95	254	300	245	334	348	380	314	257	248
120	293	341	279	380	395	430	358	297	283
150	329	381	320	425	443	479	400	334	323
185	374	430	363	480	501	539	452	379	366
240	434	499	421	555	580	619	522	441	426
300	488	560	-	621	651	690	-	496	-
400	556	640	-	705	743	781	-	565	-
500	635	709	-	790	839	877	-	642	-

Estos valores están dados sin considerar el factor de agrupamiento ni ningún otro.

Los conductores serán enterrados en una zanja por el cantero central, respetando las normas de instalación de cables subterráneos.

5.2.4.2 Resumen de cantidad de conductores

Las siguientes cantidades comprenden a los dos tramos de 15 kilómetros juntos.

Sección (mm ²)	Cantidad (m)
25 (fase)	54000
16 (fase)	21000
10 (fase)	16000
4 (neutro)	30000

5.2.5 Control del Alumbrado

En el proyecto clásico de alimentación en Baja Tensión se definió que la iluminación debe arrancar en 4 etapas, separadas 300 segundos una de otra. Esto se lograba por medio de 4 temporizadores que habilitan 4 salidas secuencialmente. De esta manera se logra que no todas prendan simultáneamente, limitando así la elevada corriente de arranque de las mismas.

En el sistema de distribución propuesto (salvo en las cargas agrupadas por subestación) no podemos controlar el arranque de esta manera, ya que al alimentar la instalación la tensión llega a todas las columnas al mismo tiempo.

5.2.5.1 Alimentación de las cargas

La solución propuesta es la siguiente:

- Las Subestaciones trifásicas tendrán el mismo sistema de comando que el propuesto para el proyecto de Baja Tensión, salvo que no es necesario el control de encendido.

- Para los tramos lineales, o sea, las columnas alimentadas por los transformadores monofásicos, el sistema puede implementarse de la siguiente manera; la primera columna arranca en forma directa, a la segunda se le coloca un relé temporizado a la conexión regulado en 300 segundos, en la tercera se le hace lo mismo solo que el temporizador se regula en 600 segundos, en la cuarta la regulación se fija en 900 segundos. La quinta columna vuelve a arrancar en forma directa y así sucesivamente. De esta manera logramos un arranque equilibrado de las lámparas.

5.2.5.2 Control de Encendido en Media Tensión

La alimentación en Media Tensión se realiza mediante el control del reconector de cabecera. El sistema de control de encendido y apagado es el mismo que el de los tableros de baja tensión, con el agregado de un pulso para el cierre y un pulso para la apertura.

El circuito de control correspondiente se agrega en un plano anexo (ver Anexo 14).

6 ANÁLISIS ECONÓMICO

Habiéndose constatado la viabilidad técnica del Proyecto MT para ILUMVIAL, resulta claro que el estudio económico es el elemento decisivo para afirmar que la solución “Proyecto MT” es una alternativa válida de distribución de energía en iluminación vial. Solución que podría ser incluso la primera a tener en cuenta, si aceptamos las objeciones planteadas al final del presente trabajo).

Para realizar el estudio económico se tomaron en cuenta dos conceptos: la inversión inicial de la instalación y el costo por consumo energético de la instalación (pago por consumo de energía a U.T.E).

Para una forma de distribución de energía elegida, entendemos por inversión inicial el costo total de la realización material de la instalación de ILUMVIAL, ejecutada por una empresa del medio, con alto grado de especialización en este tipo de obras. El cómputo de este costo requiere de un rubrado extenso y que U.T.E ha normalizado en “Unidades Constructivas” a los efectos de la cotización. Es justamente en este rubrado de “Unidades Constructivas”, en el que nos hemos basado básicamente, para elaborar las estimaciones de inversión inicial. El resto de trabajos y materiales que no se encuentran expresamente contenidos en Unidades Constructivas fueron estimados en base a presupuestos de proveedores locales. Detalles de las estimaciones económicas pueden verse en Anexo 13.

Las comparaciones entre las diferentes opciones se harán solamente en los tramos rectos de ruta, ya que en aquellos tramos especiales (rotondas, accesos) entendemos que es conveniente distribuir de manera clásica, por razones de seguridad, en la medida de que son zonas con alta densidad de personas en circulación. Es decir, independientemente de la forma de distribución elegida, en estos tramos especiales los proyectos serán iguales y por tanto no surgirán diferencias económicas a partir del costo de ellos.

En la primera sección (5.1) estudiaremos el tema tarifario para poder realizar una estimación de los consumos energéticos. En la sección siguiente (5.2) se analizarán los costos de inversión inicial. Finalmente podremos verificar la conveniencia económica del Proyecto MT y la eventual amortización de la obra en caso de realizarse.

6.1 TARIFAS

A continuación analizaremos las distintas modalidades de contratar el suministro de Energía Eléctrica para ILUMVIAL. Se verá cada una de las opciones posibles (de acuerdo a los Proyectos BT y MT) y se evaluarán los costos mensuales a pagar en factura de U.T.E para cada una de ellas.

Como ya se mencionó se dejará para el próximo apartado el análisis los costos de inversión inicial. Es importante destacar que los costos de mantenimiento aparecen implícitamente reflejados en las tarifas de energía (en aquellos conceptos no imputables a consumo energético propiamente dicho). Sin embargo, y a los efectos de la comparativa, nos manejaremos estrictamente atendiendo al valor estimado mensual sin entrar en los detalles de su composición.

Para el presente análisis se utilizarán como Base la “Reglamentación General para la aplicación de Tarifas Eléctricas” vigente de U.T.E (en adelante Reglamento A)¹⁸ y el “Pliego Tarifario vigente de U.T.E” (en adelante Pliego B)¹⁹

¹⁸ : Disponible en: http://www.ute.com.uy/servicios_cliente/reglamentacion/reglamentacion%20completa.pdf

¹⁹ : Disponible en: http://www.ute.com.uy/servicios_cliente/docs/Pliego%20Tarifario%20MAYO%202009.pdf

6.1.1 ANTECEDENTES

En Uruguay, a la fecha la inmensa mayoría de las Rutas Nacionales son iluminadas contratando las Tarifas de Alumbrado Público en sus diversas modalidades explicitadas en Reglamento A. Existen tres excepciones, situadas en los accesos por ruta 1 y por ruta 5 a Montevideo, donde M.T.O.P tiene contratos con U.T.E como Mediano Consumidor en 6,4 kV.

6.1.2 CANTIDAD DE SUMINISTROS

La potencia total demandada para ILUMVIAL es 484 kW, de acuerdo a lo expuesto en los Proyectos BT y MT (Capítulos 4 y 5).

Recordemos que en el Proyecto BT (forma convencional de hacer iluminación vial) son necesarios 22 transformadores, de esta manera es posible contratar 22 suministros diferentes en Baja Tensión, aunque (como se verá en breve) no sea la única manera posible de contratar energía en Baja Tensión. Por otro lado, en el Proyecto MT, tenemos previsto la alimentación del tramo de ruta en estudio desde las dos cabeceras de ruta en forma simétrica. Por tanto en caso de optar por la contratación de energía en Media Tensión será necesario, en virtud del criterio de diseño adoptado, contratar dos servicios iguales pero por separado.

6.1.3 POSIBLES FORMAS DE CONTRATAR CON U.T.E.

Dada las características del consumo (iluminación de rutas) y las distribuciones de cargas previstas en los Proyectos BT y MT, se pueden contratar con U.T.E el suministro de energía eléctrica según las siguientes variantes:

1. Dos (2) servicios con Tarifa de Mediano Consumidor. Pues cada servicio tendrá una potencia contratada de 242 kW, y se cumple entonces el requisito requerido para el acceso a la mencionada tarifa según Reglamento A- Art 25º.
2. Veintidós (22) servicios con Tarifa para Alumbrado Público. Pues de acuerdo al uso destinado a la energía eléctrica se verifica el cumplimiento del Art. 15º (15.1) del Reglamento A. Para cada uno de estos servicios es posible optar a su vez por Tarifa Simple o Tarifa Doble Horario, debido a que por la potencia a contratar para cada uno de los servicios (22 kW), se está en cumplimiento de la condición exigida para la opción de esta última según el Pliego Tarifario vigente (Pliego B, pág. 11 "Tarifa Doble Horario para Alumbrado Público").

6.1.4 COSTOS ENERGÉTICOS PARA LAS DIFERENTES OPCIONES

A continuación se muestran en la Tabla 6.1, los costos mensuales expresados en pesos uruguayos y en dólares americanos de cada una de las posibles maneras de contratar con U.T.E:

6.1.5 COMPARACIÓN DE TARIFAS

Como se puede comprobar observando la Tabla 6.1, la mejor opción a la hora de contratar servicio con U.T.E es la de “Mediano Consumidor MC2”. Contratando de esta manera se obtiene un ahorro mensual de aproximadamente 58 % respecto a la Tarifa más económica de Iluminación usada actualmente en Iluminación Vial (Alumbrado Público – Tarifa con base lámpara de 100 W). Este ahorro representa USD 298.644 al año.

Cabe mencionar que este ahorro no es un ahorro neto de una opción de contratación frente a otra, pues como ya se dijo no se tuvieron en cuenta en este análisis los costos de inversión inicial. En el apartado siguiente se estudiarán dichos costos y se realizará la comparativa definitiva.

Para el cálculo de los costos mensuales se tuvo en cuenta el peor caso para el cómputo de Cargo por Máxima Potencia Demandada (en aquellos casos de Tarifas en que es aplicable este concepto). Este peor caso corresponde a la situación en la que $\frac{3}{4}$ de las lámparas están encendidas y el resto ($\frac{1}{4}$) está en proceso de encendido. Por tanto en el caso de la Tarifa MC2 el monto mensual de la factura de U.T.E podría ser menor y por ende mayor el ahorro. No obstante se prefirió realizar el cálculo desde el punto de vista más conservador.

Finalmente, y antes de realizar la comparativa definitiva, hacemos la siguiente reflexión:

Considerando al Estado como un todo, Rentas Generales y U.T.E lo integran. Por lo que el ahorro de nuestro cliente (el contribuyente) no es tal. En realidad lo que más le interesa a nuestra cliente es lograr un menor gasto de energía a través de la optimización del consumo mediante el uso de Balastos de doble nivel de potencia y disminuyendo la potencia de las lámparas.

6.2 INVERSIÓN INICIAL

En la siguiente Tabla se resumen los costos de inversión inicial para las distintas opciones de instalación manejadas, se incluyen Materiales, Mano de Obra, IVA y Cargas Sociales, no se incluye el consumo de energía. Estos costos fueron calculados a partir de los montos asignados por U.T.E a las Unidades Constructivas involucradas en la instalación analizada y a información suministrada por proveedores y empresas locales especializadas en ejecución de obras de Iluminación Vial, para el caso de aquellos ítems de la obra ILUMVIAL no contemplados en las Unidades Constructivas.

Costo Total de la Opción Clásica según MTOP (solo Materiales y obra en BT, utilizando la red existente de MT propiedad de UTE), contrato de suministro de energía en BT.	USD 3:752.201
Costo Total de la Opción MT un transformador por columna, contrato de suministro de energía en MT.	USD 4.375.699
Costo Total de la Opción Mixta con distribución en BT según MTOP y línea propia de MT con 22 transformadores 6,3/0,4 kV, contrato de suministro de energía en MT.	USD 6:355.553

Tabla 6.2

Montos en dólares americanos, con IVA y cargas sociales incluidas.

La “Opción Clásica según MTOP” corresponde a la Obra en caso de que se realice solamente el tendido en Baja Tensión, dejando a cargo de UTE la distribución en Media

Tensión. Para ello es necesario contratar el suministro de energía en Baja Tensión, ya sea con 22 contratos individuales o alguna de las modalidades de Alumbrado Público analizadas en la sección anterior (6.1 TARIFAS). Vale la pena resaltar nuevamente, que esta es la forma en que, mayoritariamente, se materializan los proyectos de iluminación vial en Uruguay hasta el presente.

La “Opción MT un transformador por columna” corresponde a la forma de distribución estudiada en este documento, motivo de este Proyecto de Fin de Carrera. Y es justamente la que se quiere contratar con las formas convencionales para analizar su viabilidad.

La “Opción Mixta con 22 transformadores MT y distribución en BT según MTOP” corresponde a la obra a realizar en caso de distribución convencional (igual a “Opción Clásica según MTOP”) pero considerando los costos de obra para la Distribución en Media Tensión, que en este caso serían propios del contratante. De esta manera se contratarían con UTE 2 servicios de energía en Media Tensión, pero la distribución sería la clásicamente usada. Obteniendo un intermedio en la opción que investigamos específicamente (1 transformador por columna) y la ejecución clásica del MTOP.

7 CONCLUSIONES

En virtud de lo expresado en 6.2 INVERSIÓN INICIAL, hacemos una primera observación:

Es claro que hay que descartar para el análisis comparativo la Opción Mixta, pues independientemente de cómo se contrate con UTE el suministro de energía, entre las posibles opciones resulta ser siempre la más cara.

Quedan entonces por comparar las dos opciones restantes, y para ello debemos considerar lo expuesto en Sección 6.1 TARIFAS, pues como ya se puede intuir resulta el factor determinante para inclinarse (al menos a primera vista) por una u otra opción.

La diferencia de Inversión Inicial entre las opciones “MT un transformador por columna” y “Clásica según MTOP” es de USD 623.498 a favor de la segunda. Es decir la opción “Clásica según MTOP” es USD 623.498 más barata, en cuanto a inversión inicial, que la opción “MT un transformador por columna”. Sin embargo desde el punto de vista del costo tarifario por consumos energéticos, la situación es a la inversa: “MT un transformador por columna” resulta ser al menos USD 24.887 por mes más barata que “Clásica según MTOP”.

Por consiguiente tenemos que la diferencia de inversión inicial entre opciones se amortizaría en aproximadamente 2 años (25 meses para ser precisos) y de allí en más se obtendría el ahorro mensual por concepto de costo de energía, lo que lleva a que la opción de un transformador por columna en Media Tensión sea la económicamente más favorable.

Considerando que la vida útil de instalaciones similares a las analizadas en ILUMVIAL rondan en torno a los 20 años, se puede concluir en primera instancia que la opción “MT un transformador por columna” resulta la más conveniente. Sin embargo pese a que los números son favorables en el análisis realizado, la situación en Uruguay no es tal. Porque como ya se dijo considerando al Estado como un todo UTE, MTOP y Rentas Generales lo integran, y de esta manera nuestro cliente (el contribuyente) no percibe globalmente el beneficio del ahorro, pues los costos son los de generación de energía y estos no dependen por el modo en que se mida el consumo de energía sino solamente del total de energía consumida.

En conclusión el Proyecto de Alumbrado público alimentado en Media Tensión es técnicamente viable. Sin embargo no es posible lograr ahorros reales para el contribuyente uruguayo desde el punto de vista Tarifario con el Marco Regulatorio del Sector Eléctrico actual. En la actual situación no resulta efectivo por vía de los hechos el ahorro tarifario mediante la contratación de servicios como MC2.

8 BIBLIOGRAFÍA

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS.
Instalaciones de enlace en Media Tensión. NO-DIS-DI-0002/00 Montevideo: UTE 2008.

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS.
Norma de Diseño de Instalaciones de Distribución. NO-DIS-DI-0001/00 Montevideo: UTE 2006.

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS.
Montaje de Subestación Aérea. IT-DIS-OB-TR18-00. Montevideo: UTE 2006.

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS.
Protecciones en Subestaciones. NO-DIS-DI-TR00/00 Montevideo: UTE 2008.

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS. Pliego tarifario vigente. Montevideo :UTE. 2009. Disponible en :
http://www.ute.com.uy/servicios_cliente/docs/Pliego%20Tarifario%AGOSTO%202009.pdf
Consultado: 09/09/2009

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS.
Reglamento de baja tensión. Montevideo :UTE. 2009. Disponible en:
http://www.ute.com.uy/servicios_cliente/firmas_instaladoras/reglamento.htm
Consultado: 09/09/2009

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS.
Reglamentación tarifaria. Montevideo :UTE. 2009. Disponible en:
http://www.ute.com.uy/servicios_cliente/reglamentacion/reglamentacion%20completa.pdf
Consultado: 09/09/2009

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS.
Subestaciones Aéreas para Distribución. MA-DIS-DI-TR02/03 Montevideo: UTE 2008.

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELECTRICAS.
Transformadores Trifásicos para Distribución en Baja Tensión Tipo Poste. NO-DIS-MA-4502 Montevideo:UTE 2008.

AUGIER. Medium Voltaje for extra-urban street lighting projects. Augier.2009.
Disponible en <http://www.augiersa.com/augier/pdf/uk/6011382.pdf>
Consultado 13/09/2009.

COTRIN, Ademaro. Instalações elétricas.4a. ed. São Paulo : Prentice Hall. 2003

DUMAS, F; TOMASTE, G; DE METZ-NOBLAT, B. Cuaderno Técnico nº 158. Cálculo de corrientes de cortocircuito. Schneider Electric. 2000.

INSTITUTO URUGUAYO DE NORMAS TECNICAS. Interruptores automáticos para instalaciones domésticas y similares para la protección contra sobretensiones (IEC 60898:1985 mod.). UNIT-IEC 898:1994. Montevideo : UNIT.1994.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC).Low-voltage switchgear and controlgear - Part 3: Switches, disconnectors, switch-disconnectors and fuse-combination units. IEC 60947-3. IEC.2008

MINISTERIO DE TRANSPORTES Y OBRAS PÚBLICAS. Pliego de Condiciones Particulares para iluminación, semáforos y destellantes en rutas nacionales. Montevideo : M.T.O.P.

LACROIX, B; CALVAS, R. Cuaderno Técnico N°172. Los esquemas de conexión a tierra en BT (regímenes de neutro). Schneider Electric. 2003.

PHILIPS. Guía Práctico de Lámparas y Balastos Philips Iluminación. Philips.2009
Disponible en: http://www.luz.philips.com/archives/guia_lamparas_balastos_esp.pdf
Consultado el 18/03/09

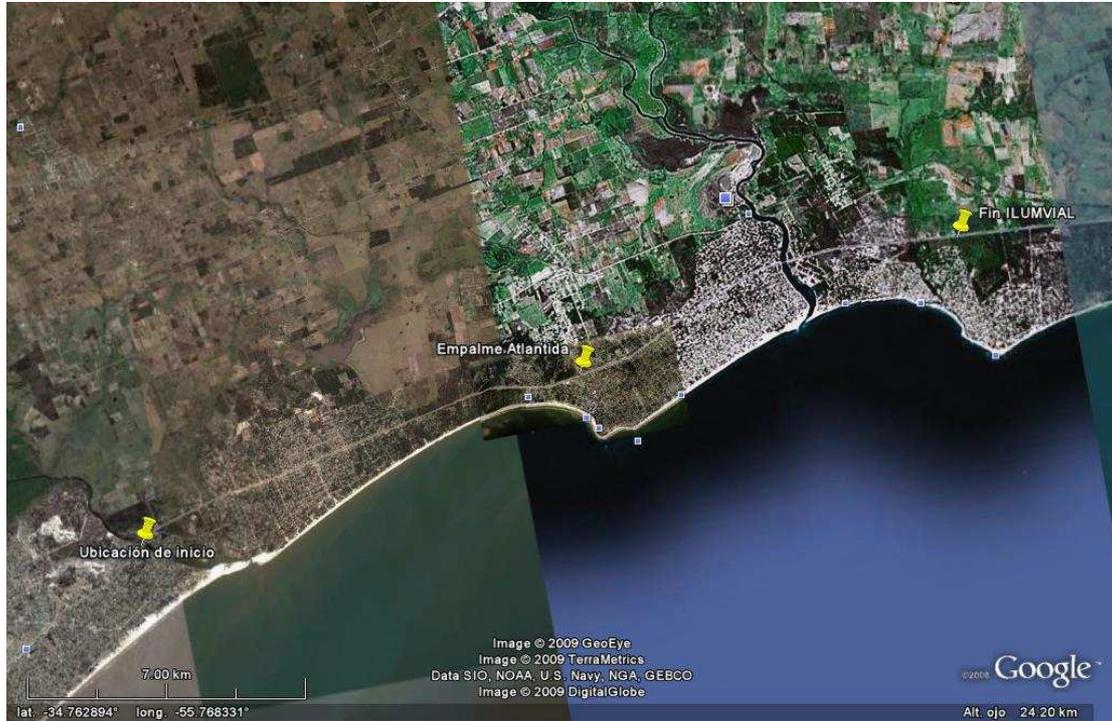
SEIP, Gunther. Instalaciones eléctricas. 2a. ed. Berlín ; Munich : Siemens, 1989.

WAMCO. Temporizador para sistemas de doble nivel de potencia GTU225x/B (50Hz) GTU226x/B (60Hz). Hoja de datos INDUSTRIAS WAMCO S.A.2009
Disponible en: <http://www.wamco.com.ar/pdf/218250.pdf>
Consultado 10/09/09.

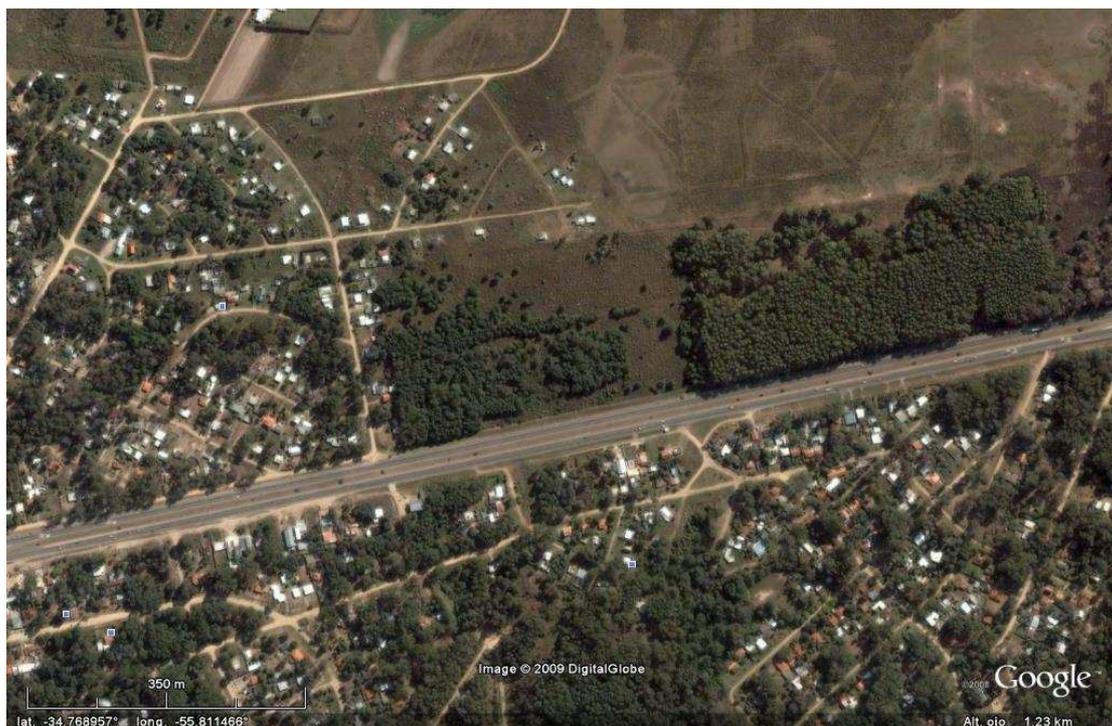
9 ANEXOS

ANEXO A. Vistas generales de tramo completo y cruces particulares.

I) Vista general del tramo de ruta completo utilizado para ILUMVIAL



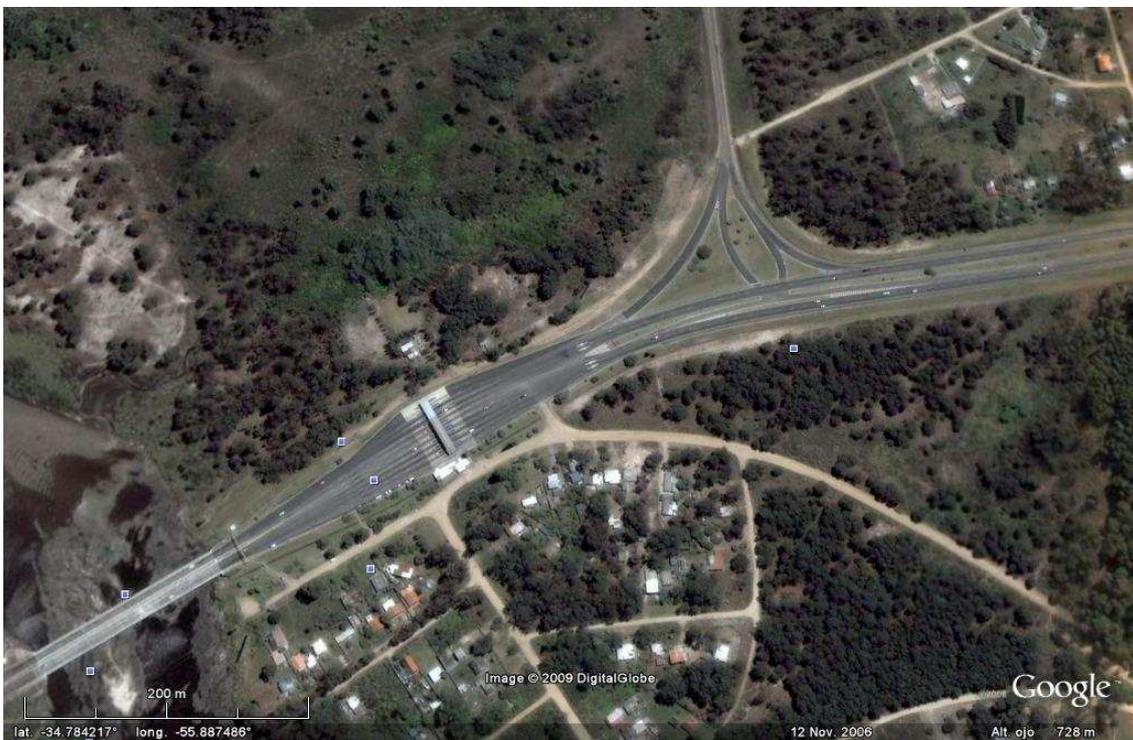
II) Ejemplo de tramo recto típico



III) Empalme e intercambiador de Atlántida



IV) Puente y ensanche de ruta en Peaje sobre arroyo Pando.



ANEXO B. Hojas de Datos de algunas de las luminarias estudiadas, utilizando DIALUX.

ANEXO C. Resultados cálculos lumínicos para las luminarias Philips IRIDIUM SGS254 FG 1xSON-TPP400W CON CP P5 (con lámpara SON TPP250W). Luminaria FAEL S.p.A. ITINERA VP CL 1 M-S 250W en un tramo recto de ruta.

- I) Philips Iridium con lámpara SON TPP 250 W
- II) FAEL Itinera VP CL 1 M-S 250 W

ANEXO D. Planos con ubicación de Luminarias en cruces particulares

- I) Intercambiador de Atlántida.
- II) Puente sobre arroyo Pando.
- III) Peaje Pando.
- IV) Referencias de planos I), II) y III).

ANEXO E. Detalle de Cálculos Lumínicos para tramo recto tipo y cruces particulares.

- I) Peaje Pando lado este.
- II) Peaje Pando lado oeste.
- III) Puente sobre arroyo Pando
- IV) Rotonda Ruta 11
- V) Cantero con ensanche para salida de ruta. Ancho total con cantero intermedio 23 mts.
- VI) Cantero con ensanche para salida de ruta. Ancho 10 m
- VII) Tramo Recto típico.
- VIII) Ejemplo de puente corto

ANEXO F. Distribución de Tableros de Proyecto BT y asignación de luminarias a los mismos

I) Distribución de Tableros

Tablero	kms cubiertos	Ubicación (km)
A	INICIO-1,4	0,7
B	1,4-2,8	2,1
C	2,8-4,2	3,5
D	4,2-5,6	4,9
E	5,6-7,0	6,3
F	7,0-8,4	7,7
G	8,4-9,8	9,1
H	9,8-11,2	10,5
I	11,2-12,6	11,9
J	12,6-14	13,3
K	14-15,4	14,7
L	15,4-16,8	16,1
M	16,8-18,2	17,5
N	18,2-19,6	18,9
O	19,6-21	20,3
P	21-22,4	21,7
Q	22,4-23,8	23,1
R	23,8-25,2	24,5
S	25,2-26,6	25,9
T	26,6-28,0	27,3
U	28,0-FINAL	28,7

Tabla 3 – Distribución y ubicación de tableros

II) Asignación completa de luminarias a Tableros respectivos

Cada Tablero tiene 8 líneas numeradas de la 1 hasta la 8 y nombradas con la letra del Tablero a que corresponden antes de su número correspondiente. Por ejemplo la línea D7 es la línea N° 7 del Tablero D.

Las lámparas que pertenecen a cada línea serán:

- Línea 1: $L = L_o + 4.i$
- Línea 2: $L = L_o + 2 + 4.i$
- Línea 3: $L = L_o + 1 + 4.i$
- Línea 4: $L = L_o + 3 + 4.i$
- Línea 5: $L = L_o + 36 + 4.i$
- Línea 6: $L = L_o + 38 + 4.i$
- Línea 7: $L = L_o + 37 + 4.i$
- Línea 8: $L = L_o + 39 + 4.i$

Donde $i=1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8$ y L_o es la primer luminaria asignada al Tablero y que se detalla para cada caso en la siguiente Tabla:

Tablero	Lo
A	1
B	73
C	145
D	217
E	289
F	361
G	433
H	505
I	577
J	649
K	721

Tablero	Lo
L	793
M	865
N	937
O	1009
P	1081
Q	1153
R	1225
S	1297
T	1369
U	1441

A su vez en cada línea la distribución por fase es la siguiente:

- Fase R: $L = (\text{primera de la línea}) + 12.i$
- Fase S: $L = (\text{segunda la línea}) + 12.i$
- Fase T: $L = (\text{tercera de la línea}) + 12.i$

Donde se consideran las luminarias ordenadas de menor a mayor y con $i=1, 2, 3$

ANEXO G. Hoja de catálogo de balastos e ignitores Philips

Extraído de Guía Práctico de Lámparas y Balastos Philips Iluminación.

Transformadores para Lámparas Halógenas											
Balasto N°	Código Comercial	Tipo	Lámpara	Voltaje de la Red (V)	Corriente Total (A)	Potencia (W)	Frecuencia (Hz)	Factor de Potencia de Salida	Voltaje (V)	Distorsión Armónica (THD)	
TE											
174	TE 50A16-P	Electrónico	Halógena 20W a 50W	127	0.33	41	50/60	0.92	12	<32%	
175	TE 50A26-P	Electrónico	Halógena 20W a 50W	220	0.22	48	50/60	0.92	12	<32%	
TM											
176	TM50A16 P*	Electromagnético	Halógena 20W a 50W	127	0.41	50	60	≥0.95	12	—	
177	TM50A26 P*	Electromagnético	Halógena 20W a 50W	220	0.23	50	60	≥0.95	12	—	
178	TM100A26 P*	Electromagnético	Halógena 100W	220	0.47	100	60	≥0.95	12	—	
* permiten dimertización											
Balastos Electromagnéticos para Lámparas de Descarga - Vapor de Mercurio											
Balasto N°	Código Comercial	Potencia Lámpara	Ignitor	Voltaje (V)	Corriente (A)	Factor de Pérdidas Potencia	Capacitor (µF x V)	Corriente Corregida (A)			
Mercurio											
179	VMT180A26 P	80W	—	220	0.42	0.95	11	7.5 x 250			
180	VMTE80A26 P	80W	—	220	0.42	0.95	11	Incorp.			
181	VM11125A26 P	125W	—	220	0.65	0.95	14	9.0 x 250			
182	VMTE125A26 P	125W	—	220	0.65	0.95	14	Incorp.			
183	VM11250B26 P	250W	—	220	2.15	0.45	24	15 x 250			
184	VM11250A26 P	250W	—	220	1.30	0.95	24	15 x 250			
185	VMTE250A26 P	250W	—	220	1.30	0.95	24	Incorp.			
186	VM11400B26 P	400W	—	220	3.25	0.45	33	22 x 250			
187	VM11400A26 P	400W	—	220	2.10	0.95	33	22 x 250			
188	VMTE400A26 P	400W	—	220	2.10	0.95	33	Incorp.			
189	VMTE1000A26 P	1000W	—	220	4.80	0.95	60	65 x 250			
Balastos Electromagnéticos para Lámparas de Descarga - Vapor de Sodio											
Balasto N°	Código Comercial	Potencia Lámpara	Ignitor	Voltaje (V)	Corriente (A)	Factor de Pérdidas Potencia	Capacitor (µF x V)	Corriente Corregida (A)			
Sodio											
190	VST170B26IG P	70W	IGN70	220	0.98	0.40	14	10 x 250			
191	VST170A26IG P	70W	IGN70	220	0.40	0.95	14	10 x 250			
192	VST170A26IG P	70W	IGN70	220	0.40	0.95	14	—			
193	VST1100B26IG P	100W	IGN50	220	1.20	0.44	17	12 x 250			
194	VST1100A26IG P	100W	IGN50	220	0.54	0.95	17	12 x 250			
195	VSTE100A26IG P	100W	IGN50	220	0.54	0.95	17	—			
196	VST1150B26IG P	150W	IGN50	220	1.80	0.50	25	18 x 250			
197	VST1150A26IG P	150W	IGN50	220	0.80	0.95	25	18 x 250			
198	VSTE150A26IG P	150W	IGN50	220	0.80	0.95	25	—			
199	VST1250B26IGOS P	250W	IGN50	220	3.00	0.42	35	32 x 250			
200	VST1250A26IGOS P	250W	IGN50	220	1.30	0.95	35	32 x 250			
201	VSTE250A26IGOS P	250W	IGN50	220	1.30	0.95	35	—			
202	VST1400B26IGOS P	400W	IGN50	220	4.60	0.40	43	45 x 250			
203	VST1400A26IGOS P	400W	IGN50	220	2.10	0.95	43	45 x 250			
204	VSTE400A26IGOS P	400W	IGN50	220	2.10	0.95	43	—			
205	VSI600A26IG P	600W	IGN60	220	3.10	0.95	47	60 x 250			
206	VSTE1000A26IGOS P	1000W	IGN60	220	4.80	0.95	100	—			
Balastos Electrónicos para Lámparas de Alta Intensidad de Descarga - Vapor de Sodio											
Balasto N°	Código Comercial	Potencia Lámpara	Ignitor	Voltaje (V)	Corriente (A)	Factor de Pérdidas Potencia	Capacitor (µF x V)	Corriente Corregida (A)			
Sodio											
207	HID-PV 50 SDWTG**	50W	—	220	0.27	0.95	12	—			
208	HID-PV 70 SON	70W	—	220	0.36	0.98	11	—			
209	HID/PV 100 SDWTG**	100W	—	220	0.50	0.95	10	—			
210	HID/PV 100 SON	100W	—	220	0.51	0.98	14	—			
211	HID/PV 150 SON	150W	—	220	0.74	0.98	16	—			
* valores medidos en 230V											
** Para lámparas "mini-sodio blanca" SDW-T											

ANEXO H. Cálculo de Reactancia inductiva en cables BT

La inductancia de una línea trifásica vincula el flujo magnético Φ que envuelve un conductor de la línea con la corriente I que pasa por él ($\Phi = L.I$). Este valor de inductancia resulta de dos contribuciones: la autoinductancia del conductor en cuestión y las inductancias mutuas con los restantes conductores de la línea.

Basándose en la Ley de Ampere se pueden obtener formulas de cálculo de inductancia para líneas monofásicas y trifásicas (en estas últimas hay variantes dependiendo de la disposición geométrica de los conductores). Estas fórmulas son propuestas por los fabricantes de cables en sus catálogos para los cálculos. En nuestro caso, en el Proyecto BT usamos la fórmula propuesta por NEOROL S.A., al usar cables de este fabricante para confeccionar las especificaciones.

La aplicación práctica del concepto de inductancia radica en que además de las caídas resistivas (Ley de Ohm) existen en los conductores de circuitos de corriente alterna, caídas de tensión inductivas: $\Delta U = X.I$ con $X = L.(2\pi f)$ y donde f es la frecuencia de red. Y si bien estas caídas de tensión resultan en nuestro caso muy pequeñas respecto a las resistivas, en rigor deben ser tenidas en cuenta.

La disposición geométrica que elegimos del catálogo para el caso de las líneas repartidoras ($\varnothing 6\text{mm}^2$) es la siguiente:

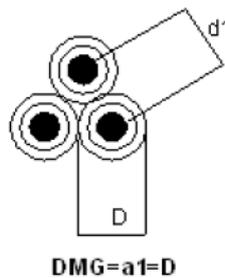


Figura 9.1

Dado que es la que más se asemeja a la de un cable tetrapolar y donde además despreciamos las corrientes que puedan circular por el neutro (como resultado de la no linealidad de las cargas).

La fórmula sugerida por el fabricante es: $L = K_L + 0,46 \cdot \log\left(\frac{2 \cdot DMG}{dc}\right) \left[\frac{mH}{km} \right]$

Donde DMG es la distancia media geométrica en mm, dc es el diámetro del conductor y KL es un factor que depende del número de alambres que conforman un conductor y para el cual el fabricante suministra una Tabla.

En nuestros cálculos consideramos el Cable Subtex 4x6mm² que tiene 6 alambres, por lo que el KL resulta ser KL = 0.0640. DMG=a1=D=2.4 mm, dc=1.4 mm. A partir de estos datos aplicando la fórmula obtenemos L=0.31 mH/km.

$$x_L = 2\pi \cdot f \cdot L = 2\pi \cdot 50 \cdot L = 97.3 \frac{m\Omega}{km} \quad \Rightarrow \quad \boxed{x_L = 2\pi \cdot f \cdot L = 2\pi \cdot 50 \cdot L = 0.1 \frac{\Omega}{km}}$$

**ANEXO I. HOJA DE DATOS DE BALASTO CON DOBLE NIVEL DE POTENCIA
WAMCO**

**ANEXO J. UNIFILAR Y FUNCIONAL DE COMANDO DE TABLEROS DEL
PROYECTO BT**

ANEXO K. CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

Para determinar las secciones de los conductores, de la malla de tierra de la subestación y el tiempo máximo de actuación de las protecciones, debemos conocer las corrientes de cortocircuito del lado del primario y del secundario de cada transformador, para lo cual haremos el correspondiente estudio de cortocircuito a ambos lados, considerando que el transformador se encuentra cargado a su carga nominal y despreciando cualquier impedancia antes del transformador, por lo cual estaremos ante el peor caso.

K.1. Estudio de Cortocircuitos

Modelo de la red en componentes simétricas e impedancias sensibles

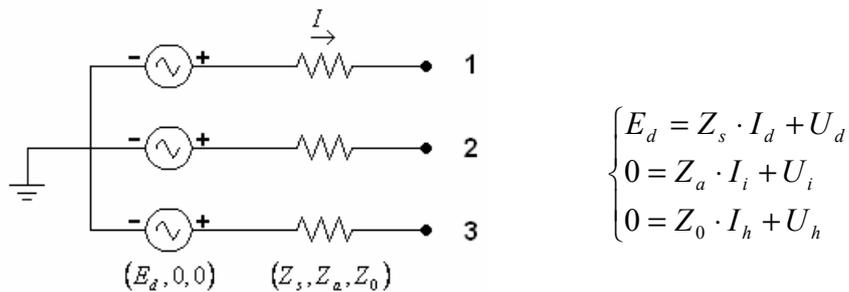


Figura 9.2 – Modelo Thevenin del punto en estudio

Los cortocircuitos que serán estudiados en los puntos P1 y P2 son los siguientes:

- **Cortocircuito 3F (triásico)**

$$I_d = \frac{E_d}{Z_s}$$

$$I_i = 0$$

$$I_h = 0$$

- **Cortocircuito 1FT (una fase a tierra)**

$$I_d = I_i = I_h = \frac{E_d}{Z_s + Z_a + Z_0}$$

- **Cortocircuito 2F (entre dos fases)**

$$I_d = \frac{E_d}{Z_s + Z_a}$$

$$I_i = -\frac{E_d}{Z_s + Z_a}$$

$$I_h = 0$$

• **Cortocircuito 2 FT (entre dos fases y tierra)**

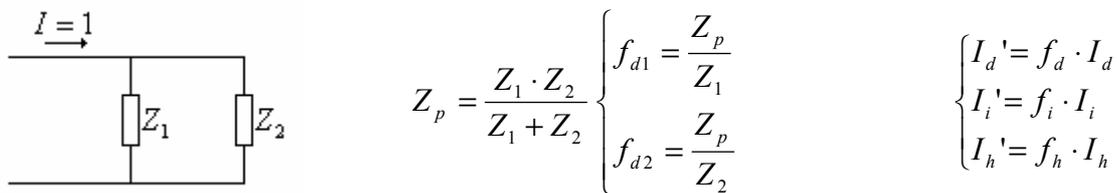
$$I_d = \frac{Z_s + Z_0}{Z_s \cdot Z_a + Z_a \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_s} \cdot E_d$$

$$I_i = -\frac{Z_0}{Z_s \cdot Z_a + Z_a \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_s} \cdot E_d$$

$$I_h = -\frac{Z_a}{Z_s \cdot Z_a + Z_a \cdot Z_0 + Z_0 \cdot Z_s} \cdot E_d$$

En todos los casos se debe multiplicar las componentes secuenciales de la corriente por el factor de distribución correspondiente para hallar la proporción de la corriente secuencial que circula por el ramal que se quiere analizar.

• **Factores de Distribución**



Hay que tener en cuenta también, que si pasamos por un transformador Δ/Y o Y/Δ , la corriente inversa cambia de signo.

Se le suma luego a la componente directa, la corriente que circulaba antes por el defecto y después se pasa a componentes fásicas.

$$I'_d = I_d + I_{pre-falta}$$

$$\begin{cases} I_1 = I_d + I_i + I_h \\ I_2 = a^2 \cdot I_d + a \cdot I_i + I_h \\ I_3 = a \cdot I_d + a^2 \cdot I_i + I_h \end{cases}$$

En el caso de cortocircuitos 2FT, para obtener la corriente a tierra, basta con sumar la corriente fásica de las dos fases involucradas en el defecto.

Los datos de la red fueron tomados de un reporte de estudio de cortocircuito de la SE Neptunia (5040/15a). Estos datos fueron la tensión nominal de la red en ese punto y las impedancias sensibles de Thevenin. Los valores están dados por unidad (pu), en base a una tensión base de 15 kV y una potencia base de 100 MVA.

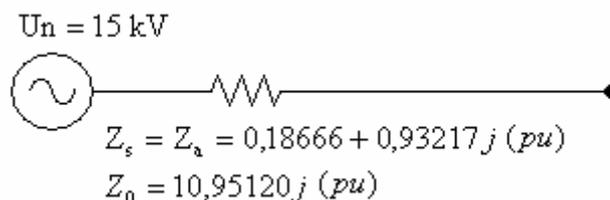


Figura 9.3 – Modelo de la red en el punto de conexión.

Se estudian a continuación los cortocircuitos en los transformadores más significativos, el de 315 kVA 15/6,3 kV (transformador de cabecera para la distribución con transformadores monofásicos) y el de 25 kVA 15/0,4 kV (para las subestaciones concentradoras).

K.2. Estudio 1 – Transformador 315 kVA Dyn – 15/6,3 kV (Triángulo - Estrella aterrada)

El transformador en estudio es un transformador trifásico, de 315 kVA, Triángulo-Estrella, con neutro aterrado, 15/6,3 kV. Tenemos entonces el siguiente esquema:

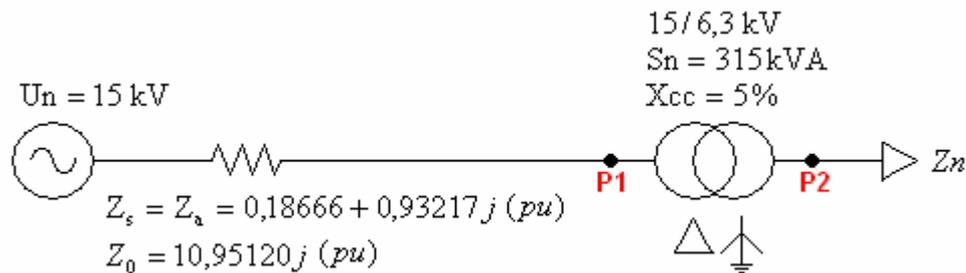


Figura 9.4 – Modelo de la red con un transformador de 315 kVA.

K.2.1 Cortocircuitos en P1

Para ver como se ven las impedancias del transformador y de la carga desde P1, referimos todo al primario del transformador. Se considera el transformador cargado a su carga nominal. Este transformador es el que usaremos en las subestaciones de cabecera para la distribución desde un punto solo, para la distribución en MT.

$$X_T = \frac{X_{cc}}{100} \cdot \frac{U_{n1}^2}{S_n} = 0,05 \cdot \frac{15^2}{0,315} = 35,71j \Omega$$

Imponiendo que la carga tenga un factor de potencia de 0,92.

$$Z_{carga AT} = 714,28 + 279,94j \Omega$$

- **Corriente antes del defecto**

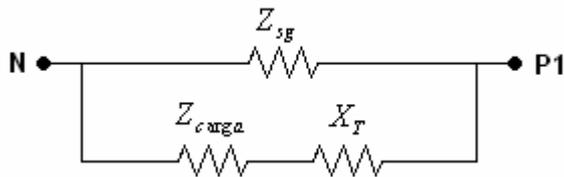
$$I_a = \frac{U_{n1}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{Z_{sg} + X_T + Z_{carga AT}} = 10,7 - 5,2j \text{ A} = 11,90 \angle -25,92^\circ \text{ A}$$

- **Tensión en P1 antes del defecto**

$$E_d = \frac{U_{n1}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{X_T + Z_{carga AT}}{Z_{sg} + X_T + Z_{carga AT}} = 8,6449 - 0,0202j \text{ kV} \Rightarrow E_d = 14,97 \text{ kV}$$

• Impedancias sensibles

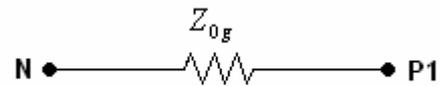
Síncrona y Asíncrona



$$Z_s = Z_a = \frac{Z_{sg} \cdot (Z_{carga_{AT}} + X_T)}{Z_{sg} + Z_{carga_{AT}} + X_T}$$

$$Z_s = Z_a = 0,4241 + 2,0927j$$

Homopolar



$$Z_0 = Z_{0g} = 24,6402j$$

• Factores de distribución

Del lado de la Red	Síncrona	$f_{gs} = \frac{Z_s}{Z_{sg}} = 0,9982 - 0,0023j$
	Asíncrona	$f_{ga} = \frac{Z_a}{Z_{ag}} = 0,9982 - 0,0023j$
	Homopolar	$f_{g0} = \frac{Z_0}{Z_{g0}} = 1$
Del lado del Transformador	Síncrona	$f_{ts} = \frac{Z_s}{Z_{carga_{AT}} + X_T} = 0,0018 + 0,0023j$
	Asíncrona	$f_{ta} = \frac{Z_a}{Z_{carga_{AT}} + X_T} = 0,0018 + 0,0023j$
	Homopolar	$f_{t0} = \frac{Z_0}{Z_{t0}} = 0$

• Corrientes de cortocircuito (P1)

Las corrientes de cortocircuito por el defecto y por la red y por el primario del transformador pueden verse de manera resumida en el siguiente cuadro.

	Corriente de defecto (A)				Corriente por la red (A)			Corriente por el transformador (A)		
	I1	I2	I3	I _{tierra}	I1	I2	I3	I1	I2	I3
AD	11,9	11,9	11,9	0	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
3F	4056	4056	4056	0	4056	4056	4056	0	0	0
1FT	909,4	0	0	909,4	909,7	18,9	18,9	0	18,9	18,9
2F	0	3506	3506	0	11,9	3511	3502	11,9	5,9	5,9
2FT	0	3474	3556	511,5	17,2	3474	3557	17,2	0	0

Como puede verse, el defecto a tierra más importante es el de una fase a tierra.

K.2.2 Cortocircuitos en P2

Para ver como se ven las impedancias del transformador y de la carga desde P2, referimos todo al secundario del transformador. Se considera el transformador cargado a su carga nominal.

$$X_T = \frac{X_{cc}}{100} \cdot \frac{Un_2^2}{Sn} = 0,05 \cdot \frac{6,3^2}{0,315} = 6,3j \Omega$$

$$Z_{carga_{BT}} = \frac{Un_2^2}{Sn} = 126 \Omega$$

Imponiendo que la carga tenga un factor de potencia de 0,92.

$$Z_{carga_{BT}} = 115,92 + 4,94j \Omega$$

- Corriente antes del defecto**

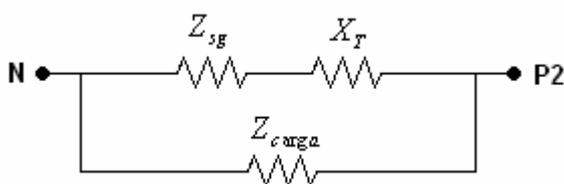
$$I_a = \frac{Un_2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{Z_{sg_{BT}} + X_T + Z_{carga_{BT}}} = 25,4 - 12,3j \text{ A} = 28,2 \angle -25,79^\circ \text{ A}$$

- Tensión en P2 antes del defecto**

$$E_d = \frac{Un_2}{\sqrt{3}} \frac{Z_{carga_{BT}}}{Z_{sg_{BT}} + Z_{carga_{BT}} + X_T} = 3,5535 - 0,1687j \text{ kV} \Rightarrow E_d = 6,16 \text{ kV}$$

- Impedancias sensibles**

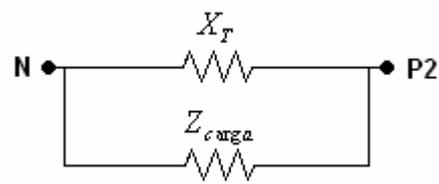
Síncrona y Asíncrona



$$Z_s = Z_a = \frac{(Z_{sg} + X_T) \cdot Z_{carga}}{Z_{sg} + X_T + Z_{carga}}$$

$$Z_s = Z_a = 0,3816 + 6,5128j$$

Homopolar



$$Z_0 = \frac{X_T \cdot Z_{carga}}{X_T + Z_{carga}}$$

$$Z_0 = 0,2782 + 6,1664j$$

- Factores de distribución**

Del lado del Transformador	Síncrona	$f_{gs} = \frac{Z_s}{Z_{sg} + X_T} = 0,9770 - 0,0464j$
	Asíncrona	$f_{ga} = \frac{Z_a}{Z_{ag} + X_T} = 0,9770 - 0,0464j$

	Homopolar	$f_{g0} = \frac{Z_0}{X_T} = 0,9788 - 0,0442j$
Del lado de la carga	Síncrona	$f_{is} = \frac{Z_s}{Z_{carga}} = 0,0230 + 0,0464j$
	Asíncrona	$f_{ia} = \frac{Z_a}{Z_{carga}} = 0,0230 + 0,0464j$
	Homopolar	$f_{i0} = \frac{Z_0}{Z_{carga}} = 0,0122 + 0,0442j$

• **Corrientes de cortocircuito (P2)**

Las corrientes de cortocircuito por el defecto y por la red y por el primario del transformador pueden verse de manera resumida en el siguiente cuadro.

	Corriente de defecto (A)				Corriente por la red (A)			Corriente por el transformador (A)		
	I1	I2	I3	I_{tierra}	I1	I2	I3	I1	I2	I3
AD	0	0	0	0	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2	28,2
3F	558,4	558,4	558,4	0	558,4	558,4	558,4	0	0	0
1FT	555,3	0	0	555,3	555,3	28,1	27,9	0	28,1	27,9
2F	0	472,2	472,2	0	28,2	484,9	459,6	28,2	14,1	14,1
2FT	0	548,3	552,6	565,6	27,7	548,3	552,6	27,7	0	0

Como puede verse, el defecto a tierra más importante es el de dos fases y tierra.

K.3. Estudio 2 – Transformador 25 kVA Dyn – 15/0,4 kV (Triángulo - Estrella aterrada)

El transformador en estudio es un transformador trifásico, de 25 kVA, Triángulo-Estrella, con neutro aterrado, 15/0,4 kV. Tenemos entonces el siguiente esquema:

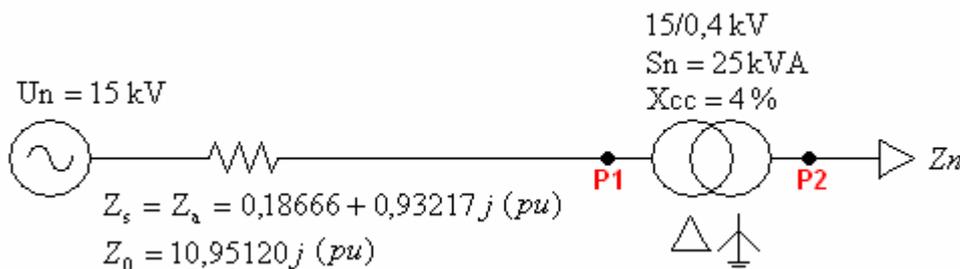


Figura 9.5 - Modelo de la red con un transformador de 315 kVA.

K.3.1 Cortocircuitos en P1

Para ver como se ven las impedancias del transformador y de la carga desde P1, referimos todo al primario del transformador. Se considera el transformador cargado a su carga nominal.

$$X_T = \frac{X_{cc}}{100} \cdot \frac{Un_2^2}{Sn} = 0,04 \cdot \frac{15^2}{0,025} = 360j \Omega$$

$$Z_{carga_{AT}} = \frac{Un_2^2}{Sn} = 9000 \Omega$$

Imponiendo que la carga tenga un factor de potencia de 0,92.

$$Z_{carga_{AT}} = 8280 + 3527,27j \Omega$$

- Corriente antes del defecto**

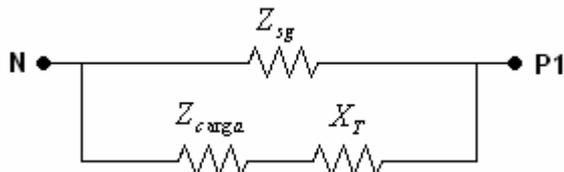
$$I_a = \frac{Un_1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{Z_{sg} + X_T + Z_{carga_{AT}}} = 0,8568 - 0,4024j A = 0,95 \angle -25,16^\circ A$$

- Tensión en P1 antes del defecto**

$$E_d = \frac{Un_1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{X_T + Z_{carga_{AT}}}{Z_{sg} + X_T + Z_{carga_{AT}}} = 8,6591 - 0,0016j kV \Rightarrow E_d = 14,998 kV$$

- Impedancias sensibles**

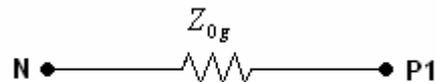
Síncrona y Asíncrona



$$Z_s = Z_a = \frac{Z_{sg} \cdot (Z_{carga_{AT}} + X_T)}{Z_{sg} + Z_{carga_{AT}} + X_T}$$

$$Z_s = Z_a = 0,4203 + 2,0970j$$

Homopolar



$$Z_0 = Z_{0g} = 24,6402j$$

- Factores de distribución**

Del lado de la Red	Síncrona	$f_{gs} = \frac{Z_s}{Z_{sg}} = 0,9999 - 0,0002j$
	Asíncrona	$f_{ga} = \frac{Z_a}{Z_{ag}} = 0,9999 - 0,0002j$
	Homopolar	$f_{g0} = \frac{Z_0}{Z_{g0}} = 1$
Del lado del Transformador	Síncrona	$f_{ts} = \frac{Z_s}{Z_{carga_{AT}} + X_T} = 1,3902e - 004 + 1,8799e - 004j$

	Asíncrona	$f_{ia} = \frac{Z_a}{Z_{carga_{AT}} + X_T} = 1,3902e - 004 + 1,8799e - 004 j$
	Homopolar	$f_{i0} = \frac{Z_0}{Z_{i0}} = 0$

• **Corrientes de cortocircuito (P1)**

Las corrientes de cortocircuito por el defecto y por la red y por el primario del transformador pueden verse de manera resumida en el siguiente cuadro.

	Corriente de defecto (A)				Corriente por la red (A)			Corriente por el transformador (A)		
	I1	I2	I3	I _{tierra}	I1	I2	I3	I1	I2	I3
AD	0	0	0	0	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95	0,95
3F	4049	4049	4049	0	4049	4049	4049	0	0	0
1FT	900,5	0	0	900,5	900,9	0,92	0,90	0,81	0,92	0,90
2F	0	3507	3506	0	0,95	3507	3506	0,95	0,47	0,47
2FT	0	3468	3563	505,6	0,91	3468	3562	0,91	0,45	0,45

Como puede verse, el defecto a tierra más importante es el de una fase a tierra.

K.3.2 Cortocircuitos en P2

Para ver como se ven las impedancias del transformador y de la carga desde P2, referimos todo al secundario del transformador. Se considera el transformador cargado a su carga nominal.

$$X_T = \frac{X_{cc}}{100} \cdot \frac{Un_2^2}{Sn} = 0,04 \cdot \frac{0,4^2}{0,025} = 0,256 j \Omega$$

$$Z_{carga_{BT}} = \frac{Un_2^2}{Sn} = 6,4 \Omega$$

Imponiendo que la carga tenga un factor de potencia de 0,92.

$$Z_{carga_{BT}} = 5,89 + 2,51 j \Omega$$

• **Corriente antes del defecto**

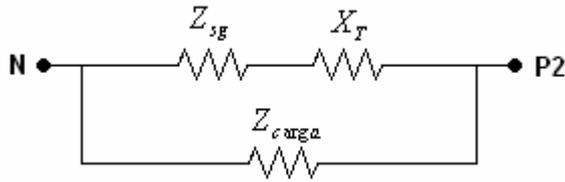
$$I_a = \frac{Un_2}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{Z_{sg_{BT}} + X_T + Z_{carga_{BT}}} = 32,1 - 15,1 j A = 35,5 \angle -25,16^\circ A$$

• **Tensión en P2 antes del defecto**

$$E_d = \frac{Un_2}{\sqrt{3}} \frac{Z_{carga_{BT}}}{Z_{sg_{BT}} + Z_{carga_{BT}} + X_T} = 0,2270 - 0,0083 j kV \Rightarrow E_d = 393,5 kV$$

• Impedancias sensibles

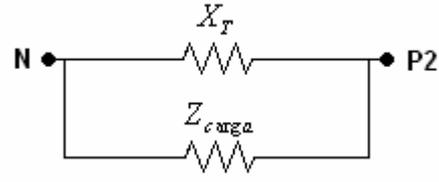
Síncrona y Asíncrona



$$Z_s = Z_a = \frac{(Z_{sg} + X_T) \cdot Z_{carga}}{Z_{sg} + X_T + Z_{carga}}$$

$$Z_s = Z_a = 0,0095 + 0,2531j$$

Homopolar



$$Z_0 = \frac{X_T \cdot Z_{carga}}{X_T + Z_{carga}}$$

$$Z_0 = 0,0091 + 0,2517j$$

• Factores de distribución

Del lado del Transformador	Síncrona	$f_{gs} = \frac{Z_s}{Z_{sg} + X_T} = 0,9831 - 0,0358j$
	Asíncrona	$f_{ga} = \frac{Z_a}{Z_{ag} + X_T} = 0,9831 - 0,0358j$
	Homopolar	$f_{g0} = \frac{Z_0}{X_T} = 0,9833 - 0,0356j$
Del lado de la carga	Síncrona	$f_{ts} = \frac{Z_s}{Z_{carga}} = 0,0169 + 0,0358j$
	Asíncrona	$f_{ta} = \frac{Z_a}{Z_{carga}} = 0,0169 + 0,0358j$
	Homopolar	$f_{t0} = \frac{Z_0}{Z_{carga}} = 0,0167 + 0,0356j$

• Corrientes de cortocircuito (P2)

Las corrientes de cortocircuito por el defecto y por la red y por el primario del transformador pueden verse de manera resumida en el siguiente cuadro.

	Corriente de defecto (A)				Corriente por la red (A)			Corriente por el transformador (A)		
	I1	I2	I3	I _{tierra}	I1	I2	I3	I1	I2	I3
AD	0	0	0	0	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5	35,5
3F	912,6	912,6	912,6	0	912,6	912,6	912,6	0	0	0
1FT	898,6	0	0	898,6	898,6	35,5	35,5	0	35,5	35,5
2F	0	776,7	776,7	0	35,5	792,8	760,7	35,5	17,7	17,7
2FT	0	897,4	898,1	900,3	35,4	897,4	898,1	35,4	0	0

Como puede verse, el defecto a tierra más importante es el de dos fases y tierra.

ANEXO L. ESTUDIO DE LAS CARGAS PARTICULARES

Para poder realizar los estudios de caída de tensión es necesario determinar las impedancias correspondientes a cada carga. Para poder ingresarlas a la planilla de cálculo, las impedancias deben tener el siguiente formato:

$$Z_{carga} = R + Xj$$

L.1. Luminarias

- **Columnas con 2 luminarias de 250 W**

$$\begin{cases} Un = 230 V \\ Pn = 2 \cdot 250 W \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} Sn = 500 \cdot 1,3 = 650 VA \\ \cos \varphi = 0,94 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} Ze = \frac{Un^2}{Sn} = 81,38 \Omega \\ \varphi = 19,95^\circ \end{cases}$$

Entonces: $Ze = 76,50 + 27,77j \Omega$

- **Columnas con 2 luminarias de 400 W**

$$\begin{cases} Un = 230 V \\ Pn = 2 \cdot 400 W \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} Sn = 800 \cdot 1,3 = 1040 VA \\ \cos \varphi = 0,94 \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} Ze = \frac{Un^2}{Sn} = 50,87 \Omega \\ \varphi = 19,95^\circ \end{cases}$$

Entonces: $Ze = 47,82 + 17,36j \Omega$

L.2. Carga concentrada por Subestación

Aquí se considera una distribución convencional, por lo que la distribución hacia las cargas se realiza en baja tensión, de manera convencional. Cada Subestación concentradora comprende a un tramo lineal de 1400 metros, sin considerar ensanchamientos, rotondas ni iluminaciones laterales. Cada SE alimentará 72 luminarias de 250 W.

$$Sc_{LIN} = 72 \cdot 250 \cdot 1,3 = 23400 VA$$

Asumiendo un Factor de Potencia de 0,92, la impedancia de la carga sería:

$$\text{➤ Referidas a MT (6,3 kV): } Zc_{LIN} = \frac{Un_1^2}{Sc_{LIN}} = 1696,15 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{LIN} = 1560,46 \Omega \\ Xc_{LIN} = 664,75 \Omega \end{cases}$$

$$\text{➤ Referidas a BT (400 V): } Zc_{LIN} = \frac{Un_2^2}{Sc_{LIN}} = 6,84 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{P1} = 6,29 \Omega \\ Xc_{P1} = 2,68 \Omega \end{cases}$$

L.3. TRAMO 1 – Atlántida al Oeste

L.3.1 Peaje 1

Comprende al lado Norte-Este del Peaje de Pando y la bifurcación de la ruta 34 hacia Empalme Olmos. Esta zona está iluminada por 28 luminarias de 400 W.

$$Sc_{p1} = 28 \cdot 400 \cdot 1,3 = 14560 VA$$

Asumiendo un Factor de Potencia de 0,92, la impedancia de la carga sería:

$$\text{➤ Referidas a MT (6,3 kV): } Zc_{p1} = \frac{Un_1^2}{Sc_{p1}} = 2725,95 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{p1} = 2507,88 \Omega \\ Xc_{p1} = 1068,35 \Omega \end{cases}$$

$$\text{➤ Referidas a BT (400 V): } Zc_{p1} = \frac{Un_2^2}{Sc_{p1}} = 10,99 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{p1} = 10,11 \Omega \\ Xc_{p1} = 4,31 \Omega \end{cases}$$

L.3.2 Peaje 2

Comprende al lado Oeste-Sur y Oeste-Norte, Sur-Este del Peaje de Pando y el Puesto sobre el arroyo Pando. Esta zona está iluminada por 31 luminarias de 400 W y 10 luminarias de 250 W sobre el puente.

$$Sc_{p1} = 31 \cdot 400 \cdot 1,3 + 10 \cdot 250 \cdot 1,3 = 19370 VA$$

Asumiendo un Factor de Potencia de 0,92, la impedancia de la carga sería:

$$\text{Referidas a MT (6,3 kV): } Zc_{p2} = \frac{Un_1^2}{Sc_{p2}} = 2049,04 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{p2} = 1885,12 \Omega \\ Xc_{p2} = 803,06 \Omega \end{cases}$$

$$\text{Referidas a BT (400 V): } Zc_{p2} = \frac{Un_2^2}{Sc_{p2}} = 8,26 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{p2} = 7,60 \Omega \\ Xc_{p2} = 3,24 \Omega \end{cases}$$

L.3.3 Salinas

Comprende el acceso a Salinas, en el cruce con la ruta 87. Esta zona está iluminada por 20 luminarias de 400 W sobre los laterales.

$$Sc_s = 20 \cdot 400 \cdot 1,3 = 10400 VA$$

Asumiendo un Factor de Potencia de 0,92, la impedancia de la carga sería:

$$\text{➤ Referidas a MT (6,3 kV): } Zc_s = \frac{Un_1^2}{Sc_s} = 3816,35 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_s = 3511,04 \Omega \\ Xc_s = 1495,70 \Omega \end{cases}$$

$$\text{Referidas a BT (400 V): } Z_{c_S} = \frac{Un_2^2}{Sc_S} = 15,38 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_S = 14,15 \Omega \\ Xc_S = 6,03 \Omega \end{cases}$$

L.3.4 Atlántida Sur

Comprende los laterales y el sector Sur, incluido el puente, del Intercambiado Atlántida, en el cruce con la ruta 11. Esta zona está compuesta por 30 luminarias de 400 W y 2 luminarias de 250 W sobre el puente.

$$Sc_{AS} = 30 \cdot 400 \cdot 1,3 + 2 \cdot 250 \cdot 1,3 = 16250 VA$$

Asumiendo un Factor de Potencia de 0,92, la impedancia de la carga sería:

$$\text{Referidas a MT (6,3 kV): } Z_{c_{AS}} = \frac{Un_1^2}{Sc_{AS}} = 2442,46 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{AS} = 2247,06 \Omega \\ Xc_{AS} = 957,25 \Omega \end{cases}$$

$$\text{Referidas a BT (400 V): } Z_{c_{AS}} = \frac{Un_2^2}{Sc_{AS}} = 9,85 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{AS} = 9,06 \Omega \\ Xc_{AS} = 3,86 \Omega \end{cases}$$

L.4. TRAMO 2 – Atlántida al Este

L.4.1 La Floresta

Comprende el acceso a La Floresta, en el cruce con la ruta 35. Esta zona está iluminada por 20 luminarias de 400 W sobre los laterales.

$$Sc_{LF} = 20 \cdot 400 \cdot 1,3 = 10400 VA$$

Asumiendo un Factor de Potencia de 0,92, la impedancia de la carga sería:

$$\text{➤ Referidas a MT (6,3 kV): } Z_{c_{LF}} = \frac{Un_1^2}{Sc_{LF}} = 3816,35 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{LF} = 3511,04 \Omega \\ Xc_{LF} = 1495,70 \Omega \end{cases}$$

$$\text{➤ Referidas a BT (400 V): } Z_{c_{LF}} = \frac{Un_2^2}{Sc_{LF}} = 15,38 \Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{LF} = 14,15 \Omega \\ Xc_{LF} = 6,03 \Omega \end{cases}$$

L.4.2 Puente Solís Chico

Comprende el puente sobre el arroyo Solís Chico. El mismo está iluminado por 10 luminarias de 250 W.

$$Sc_{PS} = 10 \cdot 250 \cdot 1,3 = 3250 VA$$

Asumiendo un Factor de Potencia de 0,92, la impedancia de la carga sería:

$$\text{➤ Referidas a MT (6,3 kV): } Z_{c_{PS}} = \frac{Un_1^2}{Sc_{PS}} = 12212,31\Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{PS} = 11235,32\Omega \\ Xc_{PS} = 4786,23\Omega \end{cases}$$

$$\text{➤ Referidas a BT (400 V): } Z_{c_{PS}} = \frac{Un_2^2}{Sc_{PS}} = 49,23\Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{PS} = 45,29\Omega \\ Xc_{PS} = 19,29\Omega \end{cases}$$

L.4.3 Atlántida Norte

Comprende los laterales y el sector Norte del Intercambiado Atlántida, en el cruce con la ruta 11. Esta zona está compuesta por 42 luminarias de 400 W.

$$Sc_{AN} = 42 \cdot 400 \cdot 1,3 = 21840VA$$

Asumiendo un Factor de Potencia de 0,92, la impedancia de la carga sería:

$$\text{➤ Referidas a MT (6,3 kV): } Z_{c_{AN}} = \frac{Un_1^2}{Sc_{AN}} = 1817,31\Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{AN} = 1671,92\Omega \\ Xc_{AN} = 712,24\Omega \end{cases}$$

$$\text{➤ Referidas a BT (400 V): } Z_{c_{AN}} = \frac{Un_2^2}{Sc_{AN}} = 7,33\Omega \Rightarrow \begin{cases} Rc_{AN} = 6,74\Omega \\ Xc_{AN} = 2,87\Omega \end{cases}$$

L.5. MODELO DEL TRANSFORMADOR

Los siguientes modelos de transformador se realizan en base a la norma de UTE NO-DISMA-4502 - TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS PARA DISTRIBUCIÓN EN BAJA TENSIÓN TIPO POSTE.

Los valores obtenidos de la tabla 3 los siguientes:

TABLA 3

Potencia nominal (kVA)	Pérdidas en vacío 100% U _n (W)	Pérdidas debidas a la carga a 75°C (W)	Niveles de ruido Presión Acústica dB(A)	Corriente en vacío a 100% U _n (% de I nominal)
10	65	430	43	3,8
25	95	700	48	3,5
50	150	1100	52	2,9
100	300	1750	56	2,5
160	430	2350	59	2,3
250	520	3250	62	2,0
400	750	4600	65	1,8

Figura 9.6 – Valores de pérdidas de transformadores.

Y la tensión de cortocircuito nominal, 4%.

L.5.1 Circuito Equivalente

Para modelar los transformadores e incorporarlos a la carga, utilizamos el siguiente circuito equivalente:

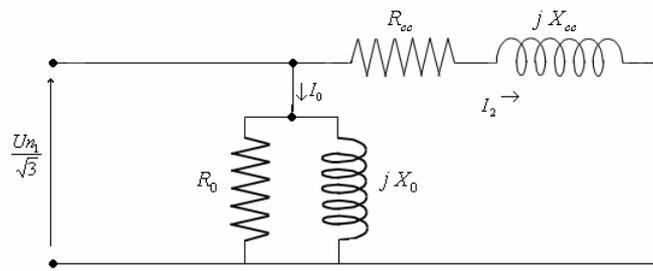


Figura 9.7 – Circuito equivalente del transformador.

L.5.2 Transformadores Monofásicos

Estos transformadores se utilizarán para alimentar a cada una de las columnas individualmente. Por ser transformadores de baja potencia, no se tienen datos fehacientes para realiza los cálculos. No obstante, tenemos las pérdidas de vacío del transformador asociado, las cuales asumiremos que son del 4%.

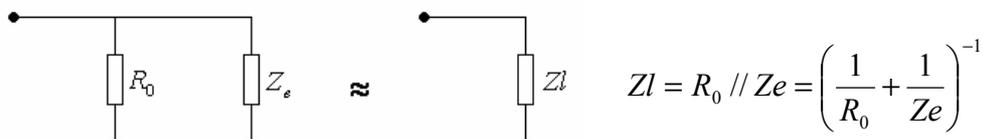
- Para las columnas de 250 W

$$\begin{cases} Un_2 = 230 V \\ Sn = 1 kVA \\ P_0 = 4\% \end{cases} \Rightarrow P_0 = 40 W \Rightarrow R_0 = \frac{Un^2}{P_0} = 1322,5 \Omega$$

- Para las columnas de 400 W

$$\begin{cases} Un_2 = 230 V \\ Sn = 1,5 kVA \\ P_0 = 4\% \end{cases} \Rightarrow P_0 = 65 W \Rightarrow R_0 = \frac{Un^2}{P_0} = 813,85 \Omega$$

Como ambas impedancias están en paralelo, la carga la podemos modelar como:



L.5.3 Transformador Trifásico de 10 kVA

- Pérdidas de Vacío

$$\left. \begin{matrix} P_0 = 65 W \\ I_0 = 3,8\% \cdot I_n \\ I_n = 0,9164 A \end{matrix} \right\} I_0 = 0,0348 A$$

$$I_{0R} = \frac{P_0}{\sqrt{3} \cdot Un_1} = 0,0060 \text{ A} \quad \Rightarrow \quad I_{0X} = \sqrt{I_0^2 - I_{0R}^2} = 0,0343 \text{ A}$$

$$R_0 = \frac{Un_1^2}{P_0} = 610615,4 \text{ } \Omega \quad \text{y} \quad X_0 = \frac{Un_1}{\sqrt{3} \cdot I_{0X}} = 106043,9 \text{ } \Omega$$

- **Pérdidas en Carga**

$$P_{carga} = 430 \text{ W} \quad \Rightarrow \quad P_{cc} = 430 - 65 = 365 \text{ W}$$

$$Z_{cc} = u_{cc} \cdot \frac{Un_1^2}{Sn} = 158,76 \text{ } \Omega$$

$$R_{cc} = \frac{P_{cc}}{3 \cdot In^2} = 144,88 \text{ } \Omega \quad X_{cc} = \sqrt{Z_{cc}^2 - R_{cc}^2} = 64,92 \text{ } \Omega$$

L.5.4 Transformador Trifásico de 25 kVA

- **Pérdidas de Vacío**

$$P_0 = 95 \text{ W} \quad \left. \begin{array}{l} I_0 = 3,5\% \cdot I_n \\ I_n = 2,29 \text{ A} \end{array} \right\} I_0 = 0,0802 \text{ A}$$

$$I_{0R} = \frac{P_0}{\sqrt{3} \cdot Un_1} = 0,0087 \text{ A} \quad \Rightarrow \quad I_{0X} = \sqrt{I_0^2 - I_{0R}^2} = 0,0797 \text{ A}$$

$$R_0 = \frac{Un_1^2}{P_0} = 417789,5 \text{ } \Omega \quad \text{y} \quad X_0 = \frac{Un_1}{\sqrt{3} \cdot I_{0X}} = 45637,5 \text{ } \Omega$$

- **Pérdidas en Carga**

$$P_{carga} = 700 \text{ W} \quad \Rightarrow \quad P_{cc} = 700 - 95 = 605 \text{ W}$$

$$Z_{cc} = u_{cc} \cdot \frac{Un_1^2}{Sn} = 63,50 \text{ } \Omega$$

$$R_{cc} = \frac{P_{cc}}{3 \cdot In^2} = 38,46 \text{ } \Omega \quad \text{y} \quad X_{cc} = \sqrt{Z_{cc}^2 - R_{cc}^2} = 50,53 \text{ } \Omega$$

L.5.5 Impedancia vista aguas arriba de cada transformador

Para ver la impedancia vista del conjunto Transformador-Carga, hay que agregar al circuito anterior, la impedancia correspondiente a cada carga.

$$Z_V = R_0 // X_0 // (Z_{cc} + Z_{carga})$$

Todas las impedancias fueron calculadas en base a los valores nominales. Para calcular las caídas de tensión, las referimos al lado de baja tensión para después recalculamos la impedancia vista del lado de media tensión, dependiendo de la relación de transformación utilizada en cada punto.

Por lo tanto, para cada carga en particular tenemos los siguientes valores.

L.5.5.1. Columnas con dos luminarias de 250 W

- Referidas a BT (400 V): $Z_{V_{C250}} = 72,81 + 24,81j \Omega$

L.5.5.2. Columnas con dos luminarias de 400 W

- Referidas a BT (400 V): $Z_{V_{C400}} = 45,48 + 15,48j \Omega$

L.5.5.3. SE concentradora de tramo lineal (sin bifurcaciones)

- Referidas a MT (6,3 kV): $Z_{V_{LIN}} = 1543,8 + 752,06j \Omega$
- Referidas a BT (400 V): $Z_{V_{LIN}} = 6,22 + 3,03j \Omega$

L.5.5.4. Peaje 1

- Referidas a MT (6,3 kV): $Z_{V_{P1}} = 2408,4 + 1209,8j \Omega$
- Referidas a BT (400 V): $Z_{V_{P1}} = 9,71 + 4,88j \Omega$

L.5.5.5. Peaje 2

- Referidas a MT (6,3 kV): $Z_{V_{P2}} = 1844,2 + 906,43j \Omega$
- Referidas a BT (400 V): $Z_{V_{P2}} = 7,44 + 3,65j \Omega$

L.5.5.6. Salinas

- Referidas a MT (6,3 kV): $Z_{V_S} = 3530,5 + 1639,4j \Omega$
- Referidas a BT (400 V): $Z_{V_S} = 14,23 + 6,61j \Omega$

L.5.5.7. Atlántida Sur

- Referidas a MT (6,3 kV): $Z_{C_{AS}} = 2174,1 + 1081,6j \Omega$

- Referidas a BT (400 V): $Z_{C_{AS}} = 8,76 + 4,36j \Omega$

L.5.5.8. La Floresta

- Referidas a MT (6,3 kV): $Z_{V_{LF}} = 3530,5 + 1639,4j \Omega$
- Referidas a BT (400 V): $Z_{V_{LF}} = 14,23 + 6,61j \Omega$

L.5.5.9. Atlántida Norte

- Referidas a MT (6,3 kV): $Z_{V_{AN}} = 1647,4 + 804,76j \Omega$
- Referidas a BT (400 V): $Z_{V_{AN}} = 6,64 + 3,24j \Omega$

ANEXO M. UNIFILARES Y PLANOS DEL PROYECTO MT

ANEXO N. CATÁLOGO COMERCIAL DE LA COMPAÑÍA AUGIER

ANEXO O. ESTUDIO TARIFARIO

