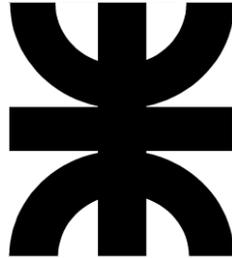


AGUILAR RUBEN DANIEL



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

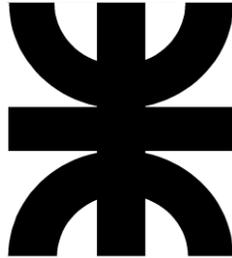
Facultad Regional Reconquista

**ANÁLISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCIÓN DE LINEA DE MEDIA TENSION
EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA**

Reconquista

Año 2022

AGUILAR RUBEN DANIEL



UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA NACIONAL

Facultad Regional Reconquista

**ANÁLISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCIÓN DE LINEA DE MEDIA TENSION
EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA**

Proyecto Final presentado en cumplimiento de las exigencias de la Carrera Ingeniería Electromecánica de la Facultad Regional Reconquista, realizada por el estudiante Ruben Daniel Aguilar.

Asesores:

Ing. Nicolás Saucedo

Ing. Diego Salinas

Reconquista, Santa Fe

República Argentina

Año 2022

DEDICATORIA

Dedico este esfuerzo personal y logro académico, a mis padres por su apoyo incondicional y por permitir que se haga realidad el sueño de ser un profesional.

AGRADECIMIENTO

A Dios por su eterna compañía durante mi trayectoria como estudiante.

A la Facultad Regional Reconquista, por su continuo apoyo.

A mis compañeros de estudio.

CONTENIDO

1. RESUMEN	1
2. MEMORIA DESCRIPTIVA	2
3. CALCULOS JUSTIFICATIVOS	4
3.1. Estimación de demanda	4
3.1.1. Relevamiento	4
3.1.2. Estimación de potencia	6
3.1.3. Estudio económico de transformadores	7
3.2. Ubicación de Subestación transformadora	8
3.3. Traza de la Línea de media tensión	10
3.4. Cálculo de Línea de media tensión	11
3.4.1. Selección del conductor	11
3.4.2. Sección económica	12
3.4.2. Cálculo eléctrico de LMT 33 kV	17
3.4.2.1. Circuito equivalente	17
3.4.2. Cálculo de corrientes nominales y cortocircuito	21
3.4.2.1. Cálculo de corrientes nominales	21
3.4.2.2. Cálculo de Impedancias	24
3.4.2.3. Cálculo de corrientes de cortocircuito	24
3.4.3. Cálculo mecánico de conductores	26
3.4.3.1. Cálculo mecánico de conductores de fase	27
3.4.3.2. Cálculo mecánico de conductores de protección (OPGW)	29
3.4.3.3. Calculo de distancias admisibles	30
3.4.3.4. Diseño del cabezal de las estructuras	32
3.4.3.5. Cálculo Mecánico de Estructuras para LMT 33 kV	32
3.4.3.6. Cálculo de fundaciones para estructuras	44
3.5. Diseño de Subestación transformadora 33/13,2 kV 10 MVA	46
3.5.1. Malla de puesta a tierra	46
3.5.2. Cerco Perimetral	47
3.5.3. Edificio sala de comandos	47
3.5.4. Equipos de Maniobra	47
3.5.4.1. Seccionadores tripolares a cuernos c/PAT	47
3.5.4.2. Seccionadores a Cuernos sin PAT	48
3.5.4.3. Interruptores en vacío	48
3.5.5. Transformador de potencia	49

3.5.6. Distribuidores salida 13,2 kV	49
3.5.7. Cálculo y selección de TI.....	50
3.5.8. Cálculo y selección de TV	52
3.5.9. Selección de relés de protección	53
3.5.10. Calculo de blindaje de la SET	54
3.5.11. Selección de descargadores de sobretensión	57
4. PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES.....	59
CAPITULO I – Pliego de condiciones generales	59
I.1. De las obras públicas en general.....	59
I.2. De los estudios, proyectos y financiación	60
I.3. De los sistemas de realización de obras públicas	61
I.4. De la adjudicación y contrato	63
I.5. De la ejecución de obras	65
I.6. De la medición, certificación y pago.....	68
I.7. De la recepción y conservación	69
I.8. Reconocimiento de las variaciones de costos	69
CAPITULO II – Pliego de condiciones Particulares.....	70
II.1. Definiciones.....	70
II.2. Alcance	70
II.3. Forma de cotizar	71
II.4. Documentación de la propuesta - requisitos formales	71
II.5. Capacidad económica de los oferentes	72
II.6. Criterios de evaluación	72
II.7. Adjudicación de la obra.....	73
II.8. Plazos.....	73
II.9. Modificación del plazo de Obra	73
II.10. Plan de Trabajos	74
II.11. Proyecto ejecutivo	74
II.12. Representante técnico del contratista.....	74
II.13. Inspección de Obra	75
II.14. Comunicación entre las partes	75
II.15. Inspección y ensayo de materiales	75
II.16. Ensayo de la obra	76
II.17. Planos conforme a obra e inventario	76
II.18. Recepción de obra	76
II.19. Higiene y Seguridad en Obra	77

II.20. Pago de salarios	77
II.21. Limpieza de Obra.....	77
II.22. Señalización	77
5. PRESUPUESTO.....	79
6. ANEXOS	82

Contenido Anexos

ANEXO I: Calculo eléctrico	83
1.1. Calculo de Potencia instalada	83
1.1.1. Relevamiento de transformadores	83
1.1.2. Calculo de centro de cargas	83
1.1.3. Selección económica de conductor de energía	84
1.4. Calculo de malla PAT de la SET	88
1.5. Selección de TIs	93
1.6. Selección de TV	93
1.7. Protección atmosférica de SET	94
1.8. Descargadores de sobretensión	95
ANEXO II: Calculo mecánico	96
2.1. Calculo mecánico de conductores	96
2.1.1. Estado Básico de conductores de fase	96
2.1.2. Tensiones máximas y cargas específicas por estado conductor de fase	96
2.1.3. Ecuaciones de cambio de estado de conductor de energía	97
2.1.4. Tensiones máximas y cargas específicas por estado de conductor de guardia	97
2.1.5. Ecuaciones de cambio de estado de conductor de protección	97
2.2. Diseño de cabezal	98
2.2.1. Suspensión simple SS	98
2.2.2. Retención angular RA90	100
2.2.3. Retención angular RA10	105
2.2.4. Retención terminal RT	108
2.3. Calculo mecánico de estructuras	112
2.4. Calculo de fundaciones	115
2.5. Arbol de cargas	117
ANEXO III: Catálogos	127
ANEXO IV: Bibliografía	140
ANEXO V: Planos	143



1. RESUMEN

El presente proyecto tiene como objeto diseñar, calcular y proyectar una subestación transformadora y línea eléctrica de subtransmisión en media tensión, con el fin de proporcionar energía eléctrica a la localidad de Colonia Carolina - Departamento de Goya Corrientes. La ejecución de este proyecto permitirá mejorar el servicio eléctrico en la zona y abastecer las industrias locales que están instaladas en la localidad y las que se programan a futuro.

PALABRAS CLAVES

Subestación Transformadora; Línea de media Tensión; Subtransmisión;



2. MEMORIA DESCRIPTIVA

La localidad de Colonia Carolina provincia de Corrientes, en los últimos años presentó un crecimiento poblacional y agroindustrial considerado, debido a la construcción de nuevos barrios, loteos y pymes en la zona.

Dentro de la industrialización agrícola y ganadera se generan actividades tales como, la producción y almacenamiento de arroz, maíz, tabaco, elaboración de alimento balanceado, entre otros productos primarios que son elaborados en la región. Se estima que dicha localidad, en un futuro permitirá no solamente atender el mercado interno, sino que también posibilitará la relación con otras localidades cercanas para el abastecimiento y recolección de materia prima.

La gran demanda de energía eléctrica en la zona produce una deficiencia en el servicio eléctrico, debido al consumo mencionado anteriormente, ya que las instalaciones en media tensión no se encuentran preparadas para abastecer la demanda de energía.

El lugar de emplazamiento se encuentra a 8 Km al este de la ciudad de Goya Corrientes sobre la Ruta Nacional N°12.

El presente proyecto tiene como objeto diseñar, proyectar y mejorar, el servicio eléctrico en media tensión en la localidad de Colonia Carolina Provincia de Corrientes.

En primer lugar, para determinar la potencia instalada se realizó un análisis de demanda para estimar el consumo de energía tanto en el ámbito urbano como industrial. Con este fin, se efectuó un relevamiento de las instalaciones en media y baja tensión existentes en el lugar y en la zona lindante. Partiendo desde el inicio de la Línea de media tensión que provee de energía eléctrica a la población, hasta el límite correspondiente al municipio de Colonia Carolina.

Del relevamiento mencionado, se obtienen los datos de potencia y la ubicación de los transformadores de potencia instalados en la zona, y con estos valores se lleva a cabo la estimación de potencia instalada en el lugar.

Mediante los datos obtenidos y el previo análisis de los mismos, se propone la construcción de una subestación transformadora 33/13,2 [kV] con la capacidad para satisfacer una demanda de potencia de 5 [MVA] con una proyección a futuro con un campo de transformación de 5



[MVA], haciendo un total de 10 [MVA] y un campo de línea de alimentación en la antena de 33 [kV].

La subestación transformadora será ubicada en el centro de cargas de la localidad para lograr una distribución de cargas equilibrada.

Para la alimentación de la SET se propone la construcción de una línea de media tensión en 33 kV doble terna tipo Line Post que tendrá su inicio en la Estación transformadora Goya – Transnea. La misma se construirá en una primera instancia con una sola terna, dejando preparadas las estructuras para la construcción de la otra terna en un futuro.

Para finalizar, se proporciona el pliego de bases y condiciones generales y particulares, como también el análisis de precios para la licitación de la obra.



3. CALCULOS JUSTIFICATIVOS

3.1. Estimación de demanda

3.1.1. Relevamiento

Según datos obtenidos en el relevamiento de instalaciones existentes, se observa que la alimentación de energía eléctrica en la localidad de Colonia Carolina se realiza a través de una línea de media tensión en 13,2 kV con una longitud aproximada de 12 Km con un conductor de Al/Al de 50 mm² de sección que parte de la Estación Transformadora Goya – Transnea.

De dicha línea de media tensión se alimentan los diferentes transformadores existentes en toda la zona, de donde a su vez se desprenden líneas de media tensión del tipo monofilar con retorno por tierra para la alimentación de transformadores del tipo rural, tanto para pequeñas empresas y residencias alejadas de los transformadores de distribución principales.

Debido a la gran longitud de la LMT, los diferentes puntos de consumo y el crecimiento poblacional en los últimos años (incrementando aún más el consumo de energía en el lugar), se presenta un déficit en la calidad de la energía eléctrica en la localidad.

Para poder determinar la potencia instalada en la localidad, se realizó un recorrido en la zona, con el fin de elaborar un plano con las líneas de media tensión con las que se alimentan las diferentes subestaciones aéreas para el consumo de energía local.

En la siguiente imagen se observan los puntos marcados en rojo y blanco, correspondientes a la ubicación de las diferentes subestaciones aéreas.

En el plano N°1 se observan con más detalles los diferentes puntos de consumos con su respectiva potencia.

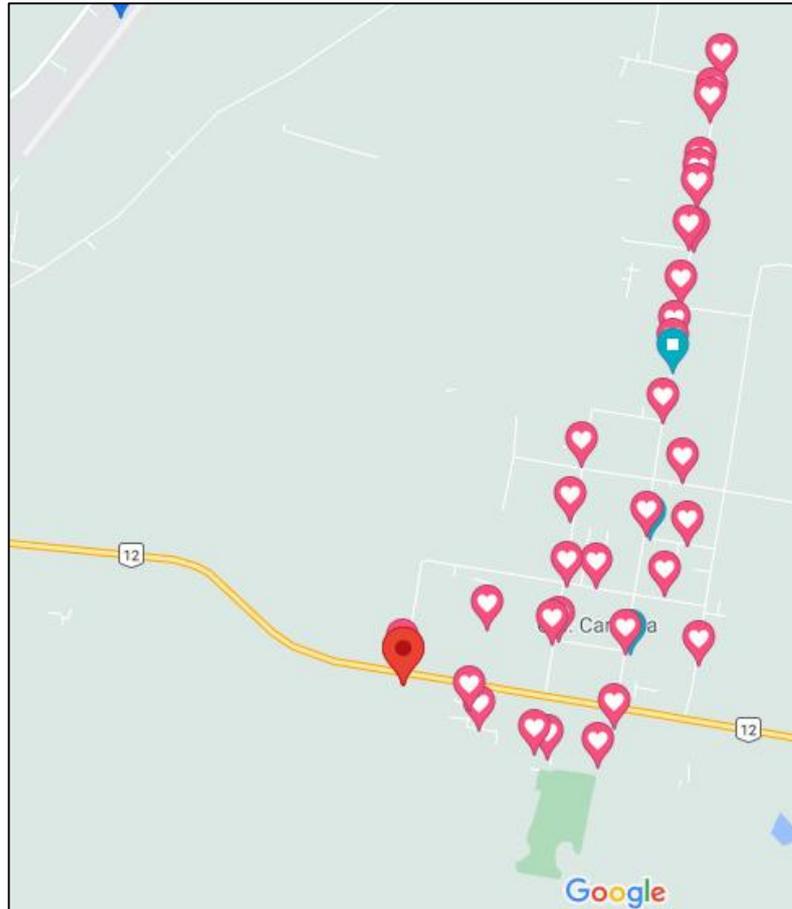


Figura N° 3.1.1.1: Mapa de relevamiento de líneas en MT y Trafos existentes

Fuente: Google Maps

Potencia instalada

Mediante el relevamiento realizado, se contabilizaron los transformadores existentes y actualmente en servicio. De esta manera se estima la potencia instalada en la zona. En la Tabla N°3.1.1.1 se observan los datos de potencia de los transformadores.

Datos obtenidos

En la Tabla N° 1.1.1.1 – Anexo I se contabilizan los transformadores instalados en la zona.

Con los valores de potencia de los transformadores de distribución y rurales se determinó la potencia total instalada en la localidad, haciendo un total de cuatro mil trescientos cincuenta (4350) [kVA] (Ver Anexo I – Inciso 1.1.1. Relevamiento de transformadores). De la misma



manera en el Plano N°1 se observa la ubicación de cada transformador en el mapa correspondiente a la localidad.

3.1.2. Estimación de potencia

Para realizar un cálculo de proyección de potencia a futuro, se toma como base la tasa de crecimiento poblacional en la República Argentina en los últimos 20 años según datos obtenidos del portal web de CAMMESA (Sección estadísticas).

Mediante la ecuación 3.1.2.1 se calcula la potencia proyectada a futuro:

$$S_n = S_o(1 + i)^n \quad Ec.3.1.2.1$$

Siendo:

S_n : La potencia proyectada a futuro en [kVA].

S_o : La potencia instalada actual en [kVA].

i : Índice de crecimiento poblacional (4%).

n : Años de proyección (20 años).

Por lo tanto, la potencia proyectada será:

$$S_n = 4350[kVA](1 + 0,04)^{20} = 9531,38[kVA]$$

La potencia proyectada a 20 años y con un índice de crecimiento poblacional del 4 % es de 9531,38 [kVA]. Por lo tanto, se propone la construcción de una subestación transformadora con una potencia proyectada de 10 [MVA], construyendo en una primera etapa un campo de transformación de 5 [MVA] dejando previsto las instalaciones para otro campo de 5 [MVA] en otra etapa de proyecto.

Como dato interesante se observa que en los censos realizados en los años 1991 y en el año 2010, la tasa de crecimiento poblacional durante los 19 (diecinueve) años obtuvo un crecimiento de aproximadamente un 3,4%. Aunque este dato no sirve para estimar la demanda de potencia, debido a que no se tienen en cuenta los factores de crecimiento industrial en la zona.



3.1.3. Estudio económico de transformadores

Para la selección del transformador de potencia se realiza el estudio técnico – económico, en el cual se comparan dos marcas de equipos similares, según los datos garantizados obtenidos de parte de los fabricantes de las maquinas eléctricas.

Se deben considerar los siguientes parámetros:

- Costo inicial del transformador.
- Costo debido a pérdidas de energía (En el hierro y en el cobre).

Para el estudio económico se tienen los siguientes datos:

	OFERTA 1	OFERTA 2
Razón social	Tadeo Czerweny	Mayo Transformadores
Modelo	-	ST 50003313
Relacion de transformación [kV]	33/13,2	33/13,2
Potencia nominal [kVA]	5000	5000
Frecuencia [Hz]	50	50
Perdidas en vacío [kW]	6,4	5,25
Perdidas en cortocircuito [kW]	36	29
Precio de compra sin iva, en dolares	\$ 140.000,00	\$ 103.500,00

Tabla N° 3.1.3.1: Datos de transformadores

Fuente: Especificaciones técnicas Tadeo Czerweny y Mayo Transformadores

Comparando las diferentes ofertas, se obtiene el valor de las perdidas capitalizadas a 20 años de su puesta en funcionamiento.

El precio total de la oferta se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_T = P_c + C_{PC} \quad \text{Ec.3.1.3.1}$$

Siendo:

P_T = Precio total

P_c = Precio de compra

C_{PC} = Costo por pérdidas capitalizadas

Para el cálculo de perdidas capitalizadas se tiene en cuenta un factor de actualización (Ec. 1.2.1.3.3), el tiempo medio del equipo y el costo de la energía.

$$C_{PC} = f_a \times (P_o \times 8760 + P_{CC} \times T_E) \times C_{energia} \quad \text{Ec. 3.1.3.2}$$



Dónde:

f_a = factor de actualización

T_E = Tiempo en horas equivalente a funcionamiento a plena carga por año: entre 2000 a 4300 hs. Se adopta 3000 hs.

$C_{energía}$ = costo de la energía [\$/KWh]

El factor de actualización se calcula como:

$$f_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i \times (1+i)^n} \quad \text{Ec. 3.1.3.3}$$

Dónde:

n = años a proyectar = 20

i = costo de oportunidad (8 a 12%). Se toma 10%

En la siguiente tabla se observan los resultados obtenidos:

		OFERTA 1	OFERTA 2
Precio de compra en dolares sin iva	P_c	\$ 140.000,00	\$ 103.500,00
Cantidad de años a proyectar: Vida util	n	20,00	20,00
Interes de capacitacion: (de 9 a 12%)	i	10%	10%
Factor de actualización	f_a	8,51	8,51
Tiempo equip. Para func. a plena carga por año en hs (T_E)	T_E	3000,00	3000,00
Precio de compra de energía en [USD/kWh]	C_e	\$ 0,03	\$ 0,03
Perd. Garantizadas en cortocircuito en [kW]	P_{cc}	36,00	29,00
Perdidas en vacío y a tensión nominal en [kW]	P_0	6,40	5,25
Costo por pérdidas capitalizadas en dolares sin iva	C_{pc}	\$ 37.501,91	\$ 30.278,62
Precio de comparación en dolares sin iva	P_T	\$ 177.501,91	\$ 133.778,62

Tabla N° 3.1.3.2: Estudio técnico – económico

Fuente: Especificaciones técnicas Tadeo Czerweny y Mayo Transformadores

De los valores obtenidos se observa que la segunda oferta es la más conveniente, no solo en el costo de su inversión inicial, sino que también en cuanto a las pérdidas en el hierro y en el cobre, lo que resulta más económico en el largo plazo de su vida útil.

3.2. Ubicación de Subestación transformadora

Para determinar la ubicación de la nueva SET 33/13,2 kV 5MVA, se calcula el centro de cargas en función a la distribución de consumos existente.

El cálculo se realiza tomando los momentos eléctricos de cada transformador con respecto al par de ejes coordenados (Ver Plano N°2).



Para el cálculo, se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$X_C = \frac{\sum_{i=1}^n X_i \times P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad \text{Ec. 3.2.1}$$

$$Y_C = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i \times P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad \text{Ec. 3.2.2}$$

Donde:

X_C : Coordenada en el eje X del centro de carga [m].

Y_C : Coordenada en el eje Y del centro de carga [m].

P_i : Potencia aparente de los transformadores [kVA].

X_i : Coordenada en el eje X de la ubicación de los transformadores [m].

Y_i : Coordenada en el eje Y de la ubicación de los transformadores [m].

Tomando como referencia la ubicación de uno de los transformadores (Trafo TR31) (Ver plano N°2), se colocan los ejes de coordenadas X e Y en ese punto, tomando las distancias hacia los transformadores de potencias ubicados en los diferentes puntos del mapa.

En la Tabla N° AI – 1.1.2.1 – Anexo I se observan las distancias correspondientes de los transformadores a los ejes de referencia.

Según los cálculos realizados (Ver Anexo I – Inciso 1.1.2), el centro de cargas quedará ubicado en el punto correspondiente a las coordenadas obtenidas (Ver Tabla N°3.2.1). Por lo tanto, la subestación se ubicará en un radio de 500 (quinientos) [m] de dicho punto.

Coordenada X	971,34	[m]
Coordenada Y	978,80	[m]

Tabla N° 3.2.1: Coordenadas del centro de cargas

Fuente: Elaboración propia

En el plano N°2 se observa la ubicación del centro de cargas ubicado a partir de los ejes coordenados que se representan en el mismo plano.



Según los valores obtenidos en el cálculo, la SET quedará ubicada sobre la Avenida San Antonio y calle Celestino Bianchi.

3.3. Traza de la Línea de media tensión

Una vez definida la ubicación de la SET se procede a proyectar la traza de la línea de media tensión para la alimentación de esta.

La LMT será construida con columnas de 14,5 metros de H°A° en las suspensiones simples, y con las estructuras especiales que se utilizarán en los cruces de ruta, avenidas y líneas de media tensión existentes. La línea estará preparada para doble terna – Coplanar Vertical tipo Line Post, aunque en la primera etapa se construirá únicamente una terna con todos sus accesorios.

La línea de media tensión en 33 kV partirá desde la Estación transformadora Transnea, ubicada a 2 Km de la ciudad de Goya corrientes, de una salida en 33 kV que acometerá con un cable subterráneo de 95 mm² con aislación XLPE y malla de protección de 35 mm² Cat. I para 33 kV unipolar por fase, que se conectará a la LMT mediante un seccionador tripolar a cuchillas en el Piquete N°1 (Retención Terminal).

A continuación, la línea eléctrica seguirá la traza de la ruta nacional N°12, a 30 (treinta) metros del eje de la misma por la acera Norte hasta la intersección con la Avenida Tomas Mazzantti. En este punto la traza hará un quiebre de 90 (noventa) grados en el Piquete N°47 (Retención angular 90° - Biposte) y continuará por vereda Oeste durante 1620 (mil seiscientos veinte) metros hasta el Piquete N°65 (Retención angular 90° - Biposte) donde nuevamente se realiza un quiebre a 90 (noventa) en la calle Celestino Bianchi para finalmente ingresar a la nueva SET Cnia. Carolina en el Piquete N°70 (Retención Terminal – Biposte) y conectarse a la antena de 33 kV mediante dos ternas de cable subterráneo de 95 mm² con aislación XLPE y malla de protección de 35 mm² Cat. I para 33 kV unipolar por fase.

Se observa con más detalle el recorrido de la traza de la línea en el Plano N°3.

La LMT 33 kV tendrá una longitud aproximada de 6200 metros y contará con 70 (setenta) piquetes donde se ubicarán los soportes para la línea, dentro de los cuales se contemplan las siguientes estructuras:

- 2 (dos) retención Terminal - 15,5 metros (RT)
- 2 (dos) retención Angular 90° - 15,5 metros (RA90)



- 9 (nueve) retención Angular 10° - 15,5 metros (RA10)
- 2 (dos) suspensión desvío 3° - 14,5 metros (SD3)
- 55 (cincuenta y cinco) suspensión simple – 14,5 metros (S)

3.4. Cálculo de Línea de media tensión

3.4.1. Selección del conductor

Para determinar la sección del conductor a utilizar en la línea de subtransmisión se utilizará el método de sección económica del cable, en la que se consideran los gastos de energía producidos a lo largo de la vida útil de la línea y el costo de la construcción de la misma.

Con la ecuación N°3.1.6.1 se calcula la sección del conductor en función de la potencia de saturación de la línea:

$$S = \frac{I}{J} \quad \text{Ec. 3.4.1.1}$$

Siendo:

S: La sección en $[\text{mm}^2]$.

I: La corriente $[\text{A}]$.

J: La densidad de corriente $[\text{A}/\text{mm}^2]$ (2,3 $[\text{A}/\text{mm}^2]$).

La corriente se calcula en función de la potencia a transmitir con la siguiente formula.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U_n \text{Cos}\varphi} \quad \text{Ec. 3.4.1.2}$$

Considerando $\text{Cos}\varphi = 0,9$.

Por lo tanto, los valores obtenidos son:

$$I = 194,4 [\text{A}]$$

$$S = 84,51 [\text{mm}^2]$$

Para continuar con el cálculo se selecciona un conductor de 95/15 $[\text{mm}^2]$ de sección de aluminio/acero, ya que es la sección inmediatamente superior a la sección calculada anteriormente y es la que se utiliza para líneas de subtransmisión en este nivel de tensión, y la



empresa prestataria de servicio eléctrico generalmente cuenta con stock de esta sección de conductor.

3.4.2. Sección económica

Para determinar la sección económica de la línea de subtransmisión se tienen en cuenta los factores de pérdida de energía por efecto Joule y efecto corona, que en este caso no tiene influencia significativa debido a la corta longitud de la línea. También se tienen en cuenta los valores del costo de la energía y el costo de la instalación de la línea propiamente dicha (materiales y mano de obra).

Para el cálculo de la sección económica del conductor se utilizó la ecuación de Kelvin que se formula de la siguiente manera:

$$S = \frac{I}{100} \sqrt{\frac{\rho T C_e}{P_o a}} \quad \text{Ec. 3.4.2.1}$$

Siendo:

- I : La corriente nominal [A].
- ρ : Resistividad del aluminio [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$].
- T : Tiempo equivalente de utilización anual de la línea (Se adoptan 2500 [hs]).
- C_e : Costo de la energía eléctrica [\$/kWh].
- P_o : Costo unitario por volumen de materiales e instalación de la línea eléctrica [\$/ mm^3].
(Ver Anexo I – Tabla N° AI.1.1.3.2)
- a : Anualidad de amortización. $a = \frac{i \times (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$ Ec. 3.4.2.2

En el Anexo I inciso 1.1.3 se encuentran las tablas con los valores que se utilizaron para el cálculo de la sección económica.

En la tabla N° AI.1.1.3.3 se observa que el valor de la sección calculada es de 284,66 [mm^2], pero en el caso particular de este proyecto se utilizará una sección de conductor de 95/15 Al/Ac [mm^2], ya que es el conductor utilizado en este tipo de líneas de subtransmisión y normalizado por la empresa prestataria de servicio eléctrico (DPEC).



Costo de la línea

Para calcular el costo de la línea y su costo de amortización, se tienen en cuenta la inversión correspondiente al costo del conductor y la mano de obra, el costo debido a pérdidas de energía por efecto Joule y efecto corona, y una tasa de interés de capital anual.

Los parámetros mencionados se resumen en la siguiente fórmula:

$$C = P_o(1 + t)^n + P \sum_{m=1}^{m=n} (1 + t)^{n-m} \quad \text{Ec. 3.4.2.3}$$

Donde:

- P_o : Inversión correspondiente al precio del conductor y mano de obra de montaje.
- P : Costo de pérdidas (efecto Joule + Corona anual)
- t : Tasa de interés anual del capital.
- n : Número de años de vida útil de la línea.
- Donde los coeficientes de capitalización (A y B) se obtienen de tabla.

$$A = (1 + t)^n \quad \text{Ec. 3.4.2.4}$$

$$B = (1 + t)^{n-m} \quad \text{Ec. 3.4.2.5}$$

De las tablas N°AI.1.1.3.4 y AI.1.1.3.5 – Anexo I se obtienen los valores mencionados anteriormente con un interés igual a 4% y 20 años de vida útil de la línea.

$$A = 2,10$$

$$B = 2,08$$

Perdidas por efecto Joule

Las pérdidas por efecto Joule se calculan de la siguiente manera:

$$P_j = 3I^2R \times 10^{-3} [kW/Km] \quad \text{Ec. 3.4.2.6}$$

Siendo:

- I : Corriente nominal [A].
- R : Resistencia específica por fase a 20°C [Ω/Km] ($R = 0,306 [\Omega/Km]$).



Para el cálculo de la energía de perdida por efecto Joule se debe considerar el tiempo equivalente, en el cual la línea se encuentra trabajando a plena carga. Por lo que se define un factor de carga que tiene en cuenta el tiempo de utilización y el tiempo total en horas durante un año.

$$F_c = \frac{\text{Tiempo de utilizacion}}{\text{tiempo total}} \quad \text{Ec. 3.4.2.7}$$

Donde:

- Tiempo de utilización: Tiempo en horas equivalente a funcionamiento a plena carga por año: entre 2300 a 4300 hs. Se adopta 3000 hs.
- Tiempo total: Total de horas en un año. Se toma 8760 hs.

$$F_c = \frac{3000 \text{ Hs}}{8760 \text{ Hs}} = 0,34$$

Con el valor del factor de utilización se recurre al Grafico N° AI.1.1.3.1 – Anexo I para determinar el valor de tiempo equivalente.

Se adopta $T_e = 2500$

Finalmente se calcula la energía perdida por efecto Joule:

$$E_{pj} = P_j T_e = 28 \left[\frac{kW}{Km} \right] \times 2500 [Hs. \text{ año}] = 70.000 \left[\frac{kW \text{ Hs. año}}{Km} \right]$$

Perdidas por efecto Corona

El efecto corona aparece en los conductores en consecuencia de la alta densidad del campo eléctrico alrededor de los conductores desnudos y que en consecuencia dan lugar a perdidas de energía.

La tensión en la superficie del conductor produce que los electrones alrededor del conductor se ionicen, por lo que, si la diferencia de potencial mencionada supera un cierto valor, el proceso de ionización se acentúa, produciendo una pérdida de energía alrededor del conductor denominada “efecto corona”.



Se utilizará el método de Pertersen para el cálculo de pérdidas por efecto corona. Con dicho método se calcula la tensión crítica y se evalúan las pérdidas en función de la tensión nominal en relación a la tensión crítica.

La tensión crítica se calcula como sigue:

$$U_c = \frac{48,6 \delta^{2/3} m \left[\log\left(\frac{2DMG}{k d_t}\right) + (t-1) \log\left(\frac{2DMG}{d k d_t}\right) \right]}{\frac{2}{k d_t} + \frac{t-1}{d - k d_t}} \quad Ec. 3.4.2.8$$

Siendo:

- m: coeficiente de rugosidad del conductor (Se adopta $m=0,90$).
- t: N° de alambres en la capa externa del conductor ($t = 14$).
- d_t : Diámetro de cada alambre en cm ($d_t = 0,215$ cm).
- d: Diámetro del conductor en cm ($d = 1,361$ cm).
- δ : Densidad relativa del aire. $\delta = 0,6$. Según grafico N° AI - 1.1.3.4 – Anexo I
- DMG: Distancia media geométrica ($DMG = 18,3$ cm). Ec. 3.4.1.8
- k: Coeficiente en función del número de alambres: $k = 1 - \frac{\cos\left(\frac{\pi}{t}\right)}{\frac{\pi}{2} - \frac{\pi}{t}} = 0,27$

Por lo tanto, la tensión crítica es:

$$U_c = 26,23 [V]$$

La potencia perdida por efecto corona se calcula de la siguiente manera:

$$P_c = 1048 \left(\frac{U_n}{\sqrt{3} \log\left(\frac{2DMG}{d}\right)} \right)^2 F \times 3 \times 10^{-6} \left[\frac{kW}{Km} \right] \quad Ec. 3.4.2.9$$

Donde:

F: Función de Petersen ($F = 0,05$), según grafico N° AI - 1.1.3.5 – Anexo I.

$$P_c = 0,028 \left[\frac{kW}{Km} \right] = 28 \left[\frac{W}{Km} \right]$$

Teniendo en cuenta el tiempo equivalente calculado anteriormente se tiene que:

$$E_{pc} = P_c T_e = 0,028 \left[\frac{kW}{Km} \right] \times 2500 [Hs. año] = 70 \left[\frac{kW Hs. año}{Km} \right]$$



Al sumar los valores de perdidas por efecto Joule y efecto corona se tiene lo siguiente:

$$E_p = E_{pj} + E_{pc} = 70000 + 70 = 70070 \left[\frac{kW \text{ Hs. año}}{Km} \right]$$

Teniendo en cuenta la longitud de la línea y el costo de la energía (en USD/kWh) se tiene:

$$P = E_p \times L \times C_e = 70070 \left[\frac{kW \text{ Hs. año}}{Km} \right] \times 7 [Km] \times 0,02714 \left[\frac{USD}{kWh} \right] = 13.311 [USD. \text{ año}]$$

Calculo de costo de materiales y mano de obra LMT

En la tabla N° AI - 1.1.3.2 Anexo I se observan los valores del costo de materiales, mano de obra y equipos para el montaje de la línea de media tensión, en unidad de USD/metros. Por lo tanto, al multiplicar este valor por la longitud total de las dos ternas de conductores de la línea eléctrica se tiene el siguiente valor de costo de montaje:

$$P_o = 53,90 \left[\frac{USD}{m} \right] \times 6 \times 7000 [m] = 2.263.800 [USD]$$

Por lo tanto, reemplazando los valores en la ecuación 3.4.2.3

$$C = P_o \times A + P \times B = P_o \times 2,10 + P \times 2,08 = 4.781.666,88 [USD]$$

Como conclusión, se aprecia que teniendo en cuenta las perdidas por efecto Joule, el efecto Corona y el costo de la energía, proyectando su funcionamiento a 20 años, encarece el costo de la línea al doble del valor.



3.4.2. Cálculo eléctrico de LMT 33 kV

Datos de la línea de media tensión

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Tensión Nominal	Un	33	[kV]
Longitud de la línea	Long.	6200	[m]
Tipo de conductor	Al/Ac		
Sección del conductor	Scnd	95/15	[mm ²]
Diámetro del conductor	d	0,01361	[m]
Disposición de la Línea	Coplanar Vertical Line Post		

Tabla N°3.4.2.1: Datos de la LMT 33 [kV]

Fuente: Elaboración propia

3.4.2.1. Circuito equivalente

Para el modelado de la línea de media tensión se recurre a un circuito equivalente tipo “PI”, en el cual se tiene en cuenta la inductancia y el efecto capacitivo de la misma.

El circuito equivalente permitirá calcular en primer lugar la tensión al inicio de la línea de media tensión y por otra parte la regulación de la misma.

En la siguiente figura se observa el modelado mencionado.

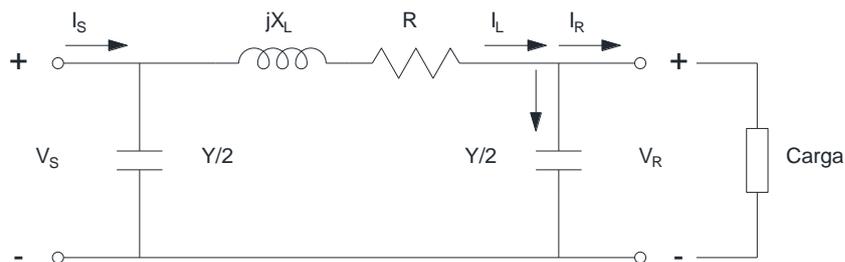


Figura N°3.4.2.1.1: Circuito equivalente de la LMT

Fuente: Elaboración propia

La formulación para el cálculo de este tipo de modelo de circuito se describe en la siguiente ecuación:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.1}$$



Siendo:

- VS: Tensión al inicio de la línea eléctrica.
- VR: Tensión al final de la línea eléctrica.
- IS: Corriente al inicio de la línea eléctrica.
- IR: Corriente al final de la línea eléctrica.
- $A = 1 + \frac{ZY}{2}$ Ec. 3.4.2.1.2
- $B = Z$ Ec. 3.4.2.1.3
- $C = Y + \frac{ZY^2}{4}$ Ec. 3.4.2.1.4
- $D = 1 + \frac{ZY}{2}$ Ec. 3.4.2.1.5
- $Z = jX_L + R$ Ec. 3.4.2.1.6
- $Y = j\omega C$ Ec. 3.4.2.1.7

Para obtener los valores de los componentes del circuito equivalente se calculan los valores de impedancia y susceptancia de la línea en el siguiente apartado.

Calculo de Impedancia de la Línea de media tensión

Inductancia

Para el cálculo de la impedancia de la línea se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- a. La distancia media geométrica, que depende de la distancia entre los conductores (Ver Figura N°3.4.2.1.2).

$$DMG = \sqrt[3]{D_{rs} \cdot D_{rt} \cdot D_{st}} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.8}$$

Siendo:

$$D_{rs} = \sqrt[4]{D_{r1s1} \cdot D_{r1s2} \cdot D_{r2s1} \cdot D_{r2s2}} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.9}$$

$$D_{rt} = \sqrt[4]{D_{r1t1} \cdot D_{r1t2} \cdot D_{r2t1} \cdot D_{r2t2}} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.10}$$

$$D_{st} = \sqrt[4]{D_{s1t1} \cdot D_{s1t2} \cdot D_{s2t1} \cdot D_{s2t2}} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.11}$$

- b. El radio medio geométrico, que depende del radio del cable y la distancia entre fases del mismo polo.



$$GMRI = \sqrt[3]{D_{rr} \cdot D_{ss} \cdot D_{tt}} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.12}$$

Donde:

$$D_{rr} = \sqrt{R_r \cdot D_{r1r2}} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.13}$$

$$D_{ss} = \sqrt{R_s \cdot D_{s1s2}} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.14}$$

$$D_{tt} = \sqrt{R_t \cdot D_{t1t2}} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.15}$$

c. Finalmente, la inductancia será:

$$L = 0,2 \ln \left(\frac{DMG}{GMRI} \right) \quad \text{Ec. 3.4.2.1.16}$$

$$X_L = j2\pi fL \times Long. \quad [\Omega] \quad \text{Ec. 3.4.2.1.17}$$

Esquema de configuración de la línea

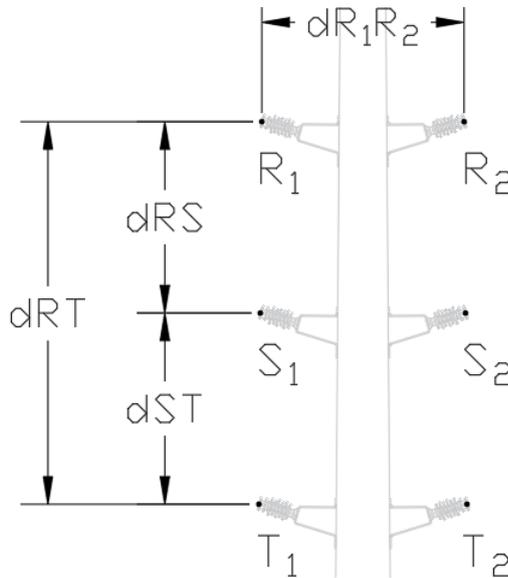


Figura N°3.4.2.1.2: Esquema de la configuración de la LMT

Fuente: Elaboración propia

Capacitancia

Para calcular la capacitancia de la línea eléctrica basta con conocer los valores de las distancias entre los conductores y el radio del conductor. Con estos valores se determina el radio medio



geométrico (GMRc) y la distancia media geométrica (GMD), que en este caso es igual a la calculada para el cálculo de la inductancia.

El radio equivalente se formula de la siguiente manera:

$$r^b = \sqrt{r \cdot d} \quad \text{Ec. 3.4.2.1.18}$$

Donde:

r : Radio del conductor [m].

d : Distancia entre conductores de la misma fase [m].

La capacitancia de la línea será:

$$C = \frac{0,0556}{\ln(GMD/r^b)} [\mu F/Km] \quad \text{Ec. 3.421.1.19}$$

La susceptancia será:

$$Y = j2\pi f C \times Long. [mho] \quad \text{Ec. 3.4.2.1.20}$$

En la siguiente tabla se observa un resumen de los valores obtenidos:

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Resistencia	R	1,0886	[Ω]
Reactancia inductiva	jX _L	1,1488	[Ω]
Susceptancia	jY	6,53E-06	[mho]

Tabla N°3.4.2.1.2: Resumen de valores de componentes del circuito equivalente

Fuente: Elaboración propia

La tensión en el extremo receptor de la línea, se calcula de la siguiente manera:

$$V_R = \frac{Un}{\sqrt{3}} = \frac{33 [kV]}{\sqrt{3}} = 19,05 [kV]$$

Para calcular la corriente en el lado receptor se considera un $\text{Cos}\varphi = 0,85$ (inductivo) $\rightarrow \varphi = -31,78^\circ$. Por lo tanto:

$$I_R = \frac{S[MVA] \angle \theta}{\sqrt{3} Un} = \frac{10 \angle -31,78^\circ}{\sqrt{3} 33 [kV]} = 0,174 \angle -31,78^\circ [kA]$$



Reemplazando los valores en la ecuación 3.4.2.1.1:

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,99 + j3,55 \times 10^{-6} & 1,089 + j1,149 \\ 1,16 \times 10^{-11} + j6,53 \times 10^{-6} & 0,99 + j3,55 \times 10^{-6} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 19,05 \\ 0,174 \angle -31,78^\circ \end{bmatrix}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones, se obtiene valor de la tensión al principio de la línea:

$$V_S = 19,12 \angle 0,21^\circ [kV]$$

Entonces la regulación de la línea se formula de la siguiente manera:

$$\%Reg = \frac{V_S - V_R}{V_R} \times 100 \quad Ec. 3.4.2.1.21$$

Reemplazando los valores en la ecuación 3.1.6.1.21 se obtiene el porcentaje de la regulación:

$$\%Reg = \frac{19,12 - 19,05}{19,05} \times 100 \rightarrow \%Reg = \mathbf{0,36\%}$$

Se verifica que la regulación de la línea es menor a 5%, que es lo establecido por la empresa prestadora de servicio eléctrico.

3.4.2. Cálculo de corrientes nominales y cortocircuito

3.4.2.1. Cálculo de corrientes nominales

Para el cálculo de corrientes nominales del transformador se utiliza la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times U_n} \quad Ec. 3.4.2.1.1$$

Dónde:

- I_n : Corriente nominal.
- S_n : Potencia nominal.
- U_n : Tensión nominal.

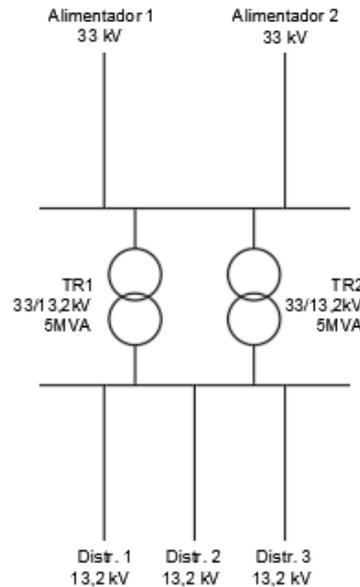


Figura N°3.4.2.1.1: Esquema SET

Fuente: Elaboración propia

a. Corriente nominal en campo de alimentadores en 33 [kV]

La subestación estará preparada para dos campos de transformación de 5 (cinco) [MVA] cada uno, haciendo un total de 10 (diez) [MVA] en total.

Esto significa que para la alimentación de la antena en 33 [kV], la potencia total será de 10 (diez) [MVA]. Por lo tanto, se calcula la sección del cable de alimentación de ambas termas de la LMT para soportar una corriente admisible equivalente a la potencia total de la subestación.

La corriente admisible en la alimentación de la SET será:

$$I_{NA} = \frac{10.000 [kVA]}{\sqrt{3} (33 [kV])} = 174,95 [A]$$

Siendo:

I_{NA} : Corriente nominal en la alimentación de la barra de 33 [kV].

b. Corriente nominal en el campo de transformador 5 [MVA]

Utilizando los datos característicos del transformador se obtienen las corrientes nominales en los bobinados, primario y secundario.



Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Tensión primaria	U_{n1}	33	[kV]
Tensión secundaria	U_{n2}	13,2	[kV]
Potencia de la SET (adoptada)	S_{na}	5	[MVA]
Potencia de falla de la red	S_{cc}	200	[MVA]

Tabla N°3.4.2.1.1: Datos de la red eléctrica

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se calcula la corriente nominal para un campo de transformación de 5 [MVA].

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Corriente nominal Primaria	I_{n1}	87,48	[A]
Corriente nominal Secundaria	I_{n2}	218,69	[A]

Tabla N°3.4.2.1.2: Cálculo de corriente nominal

Fuente: Elaboración propia

c. Corriente nominal en campo de distribuidores en 13,2 [kV]

La subestación contará con 3 (tres) distribuidores de salida. Por lo que se divide la potencia total de la SET por el total de la cantidad de distribuidores para determinar la potencia y la corriente admisible de cada distribuidor.

$$S_D = \frac{S_{SET}}{nd} = \frac{10.000 [kVA]}{3 (distribuidores)} = 3333 [kVA]$$

La corriente admisible de cada distribuidor será:

$$I_{ND} = \frac{3333 [kVA]}{\sqrt{3}(13,2[kV])} = 145,8 [A]$$

Siendo:

S_D : La potencia de cada distribuidor [kVA].

I_{ND} : La corriente nominal por distribuidor [A].



3.4.2.2. Cálculo de Impedancias

El cálculo de impedancias tanto de la red, línea de media tensión, campo de transformadores y distribuidores y el cálculo de cortocircuito, se realizará siguiendo los lineamientos de la AEA-90909-0 y Cuaderno Técnico N° 158 de Schneider.

A continuación, se presenta un resumen de las impedancias visto del lado de 33 [kV] (Tabla N° 3.4.2.2.1) y las impedancias vistas del lado de 13,2 [kV] en la Tabla N° 3.4.2.2.2.

Lado 33 kV	Zr	ZL	Zeq
Zd	0,545 + j 5,418	1,09 + j 1,149	1,633 + j 6,566
Zi	0,545 + j 5,418	1,09 + j 1,149	1,633 + j 6,566
Zo	1,634 + j 16,253	3,27 + j 3,446	4,899 + j 19,699
	Zeq = Zd + Zi + Zo		8,165 + j 32,832

Tabla N°3.4.2.2.1: Resumen de impedancias lado 33 [kV]

Fuente: Elaboración propia

Lado 13,2 kV	Zr	ZL	Zt	Zeq
Zd	0,087 + j 0,867	0,17 + j 0,184	1,57 + j 1,869	1,829 + j 2,919
Zi	0,087 + j 0,867	0,17 + j 0,184	1,57 + j 1,869	1,829 + j 2,919
Zo	0,261 + j 2,600	0,52 + j 0,551	1,57 + j 1,869	2,352 + j 5,020
	Zeq = Zd + Zi + Zo			6,011 + j 10,859

Tabla N°3.4.2.2.2: Resumen de impedancias lado 13,2 [kV]

Fuente: Elaboración propia

3.4.2.3. Cálculo de corrientes de cortocircuito

Se evaluarán dos tipos de fallas:

- Falla trifásica, por ser la que mayor esfuerzo electrodinámico produce.
- Falla monofásica, por ser la más común.

Para el cálculo de cortocircuito trifásico:

$$Ik'' = c \frac{Un}{\sqrt{3} |Zd|} \quad Ec.3.4.2.3.1$$

Para el cortocircuito monofásico:

$$Ik'' = c \frac{Un}{\sqrt{3} |Zd+Zi+Zo|} \quad Ec.3.4.2.3.2$$



Siendo "c" un coeficiente normalizado que permite determinar las corrientes mínimas y máximas de corto.

Tensión nominal Un	Factor de tensión c para el cálculo de	
	Icc máx.	Icc mín.
BT		
230 - 400 V	1	0,95
Otros	1,05	1
AT		
1 a 230 kV	1,1	1

Fig. 25: Valores del factor de tensión c (IEC 60909).

Figura N°3.4.2.3.1: Factor de tensión para cálculo de cortocircuito

Fuente: Cuaderno técnico Schneider N°158

El valor de cresta de la corriente se calcula en función de la relación R/X:

$$I_p = K\sqrt{2} I_k \quad \text{Ec. 3.4.2.3.3}$$

$$K = 1,02 + 0,98 e^{-3\frac{R}{X}} \quad \text{Ec. 3.4.2.3.4}$$

Los elementos que afectan a la corriente del fallo son:

- Impedancia de la red.
- Impedancia de la Línea de media tensión en 33 [kV].
- Impedancia del transformador.

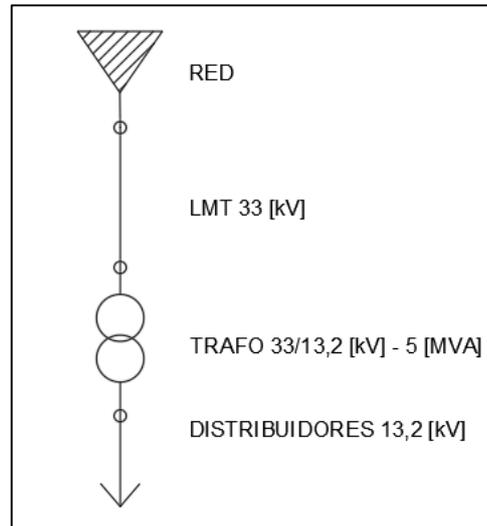


Figura N° Ec.3.4.2.3.2: Elementos del fallo

Fuente: Elaboración propia

En la siguiente tabla se observan los valores de corrientes de cortocircuito trifásica y monofásica en los diferentes niveles de tensión:

Tensión [kV]	Fallo	Zeq	R/X	K	Icc [kA]		Ip [kA]
					Ik max.	Ik min.	
33	Trifásico	1,633 + j 6,566	0,249	1,485	3,10	2,82	6,50
13,2	Trifásico	1,829 + j 2,919	0,627	1,170	2,43	2,21	4,02
33	Monofásico	8,165 + j 32,832	0,249	1,485	0,62	0,56	1,30
13,2	Monofásico	6,011 + j 10,859	0,554	1,206	0,68	0,61	1,15

Tabla N° 3.4.2.3.1: Resumen Corrientes de cortocircuito

Fuente: Elaboración propia

3.4.3. Cálculo mecánico de conductores

Datos de los conductores

Los conductores a utilizar serán de 95/15 mm² Al/Ac. Y se utilizará como cable de protección de la línea un hilo de guardia tipo OPGW con 24 fibras, que además será utilizado para el comando de equipos y protecciones desde el centro de control operativo de la ciudad de Corrientes.

En la siguiente tabla se observan las características de los conductores seleccionados:



Descripción	Cond. Fase	Cond. Protección	Unidad
Corriente nominal	350	-	A
Sección nominal	95/15	-	mm ²
Sección efectiva	109,7	119,7	mm ²
Diámetro exterior	0,01361	0,0144	mm ²
Peso	0,386	0,5867	Kg/m
Coef. Presión dinámica	1,1	1,1	-
Coef. Dilatación lineal	0,0000189	0,0000115	1/°C
Módulo de Elasticidad	7700	18500	Kg/mm ²
Tensión máxima admisible	14	-	Kg/mm ²
Carga de rotura	4724,49	11225	Kg

Tabla N°3.4.3.1: Datos de conductores de fase y OPGW

Fuente: Catálogo Prysmian y Catalogo IMSA

Condiciones Climáticas

Para el cálculo mecánico de conductores se adoptan las correspondientes a la Zona A del gráfico N°1^a de la Especificación Técnica GC-I-ET-N°1 de Aguas y Energía Eléctrica, que son las siguientes:

Estado	Temperatura [°C]	Vel. Viento [m/s]	σ_{max} [Kg/mm ²]
1.- Temperatura máxima ambiente	50	0	14
2.- Temperatura mínima ambiente	-5	0	14
3.- Viento máximo	10	36,11	14
4.- Temperatura media anual	20	0	4,6

Tabla N°3.4.3.2: Estados generales de carga

Fuente: Zona A del gráfico N°1A de la Especificación Técnica GC-I-ET-N°1 - AyEE

3.4.3.1. Cálculo mecánico de conductores de fase

Cálculo de las tensiones máximas admisibles ($\sigma_{m\acute{a}x}$) y cargas específicas (γ) para las temperaturas de la zona climática A. Ver Anexo II – 2.1.2 (Tabla N° AII – 2.1.2.1).

a. Determinación del estado básico de conductores

Para la comparación de cada par de estados, se determinará el estado básico según el vano crítico resultante como se muestra en la siguiente tabla:



Vano crítico	Condición especial	Estado básico
Real	$a < a_c$	Menor γ/σ
	$a > a_c$	Mayor γ/σ
Imaginario	Cualquier Vano	Mayor γ/σ
Infinito	$\alpha E(T_i - T_j) + P_i - P_j < 0$	Estado i
	$\alpha E(T_i - T_j) + P_i - P_j > 0$	Estado j
	$\alpha E(T_i - T_j) + P_i - P_j = 0$	Estados i y j
	$\gamma_i = \gamma_j$	El de menor T.

Tabla N°3.4.3.1.2: Criterios para determinación de estado básico

Fuente: F. Almeida "Proyectos Mecánicos de Líneas Aéreas de Transmisión"

Siendo la fórmula para determinar el vano crítico:

$$a_c = \sqrt{\frac{\alpha E(T_i - T_j) + (\sigma_i - \sigma_j)}{\frac{E}{24} \left[\left(\frac{\gamma_i}{\sigma_i} \right)^2 - \left(\frac{\gamma_j}{\sigma_j} \right)^2 \right]}} \quad \text{Ec. 3.4.3.1.1}$$

Mediante la ecuación 3.4.3.1.1 correspondiente al vano crítico y la Tabla N° 3.4.3.1.2 de comparación entre dos estados, se determina el estado básico para el conductor de fase.

Para el cálculo de la línea de media de subtransmisión se adopta un vano de cálculo igual a 90 metros.

a. Estado básico de los conductores de energía

El estado básico para el conductor de energía es el estado número 4 (Ver Anexo II – Tabla N°AII – 2.1.1.1).

E. básico	Temp. [°C]	σ_{\max} [Kg/mm ²]	γ [Kg/m.mm ²]
4	20	4,6	0,003518687

Tabla N°3.4.3.1.3: Estado básico cond. energía

Fuente: Elaboración propia

b. Cálculo de tiros, flechas y cambio de estado a partir del estado básico

Una vez conocida la tensión mecánica del estado básico, la ecuación de cambio de estado nos permite conocer la tensión en las demás condiciones climáticas.



Con las siguientes ecuaciones se puede determinar las tensiones para las diferentes condiciones climáticas dadas.

$$\sigma_x^2 (\sigma_x - A) = B \quad \text{Ec. 3.4.3.1.2}$$

$$A = \sigma_b - \alpha E (T_x - T_b) - \frac{\alpha^2 \gamma_b^2 E}{24 \sigma_b^2} \quad \text{Ec. 3.4.3.1.3}$$

$$B = \frac{\alpha^2 \gamma_x^2 E}{24} \quad \text{Ec. 3.4.3.1.4}$$

σ_b : es la tensión máxima en el estado básico

γ_b : es la carga específica en el estado básico

σ_x : es la tensión máxima a la temperatura x

γ_x : es la carga específica a la temperatura x

c. Cálculo de tiros

Para el conductor de fase el tiro se calcula con la siguiente formula:

$$T = \sigma_x S \quad \text{Ec. 3.4.3.1.5}$$

d. Cálculo de flecha de conductores

Para el cálculo de flechas de conductores de fase se utilizará la siguiente fórmula:

$$f = \frac{\alpha^2 \gamma_x}{8 \sigma_x} \quad \text{Ec. 3.4.3.1.6}$$

Con las ecuaciones de cambio de estado y el estado básico determinado anteriormente se calculan las tensiones mecánicas y flechas referidas a dicho estado. Ver Anexo II – 2.1.3 (Tabla N° AII – 2.1.3.1).

3.4.3.2. Cálculo mecánico de conductores de protección (OPGW)

Cálculo de tiros, flechas y cambio de estado a partir del estado básico

Para calcular la tensión máxima admisible del conductor de protección se utiliza la siguiente formula:

$$\sigma_{cp} = \frac{\alpha^2 \gamma_{cp}}{8 f_{cf}} \quad \text{Ec. 3.4.3.2.1}$$

Donde:



- σ_{cp} : Tensión máxima admisible de conductor de protección [Kg/mm²].
- a : Vano de cálculo [m].
- γ_{cp} : Carga específica del cable de protección en el estado básico [Kg/m.mm²].
- f_{cf} : Flecha del conductor de fase [m].

El tiro en el conductor de protección de la línea se calcula de la siguiente manera:

$$T_{cp} = \frac{a^2 \gamma_{cp}}{8 f_{cp}} S_{cp} \quad \text{Ec. 3.4.3.2.2}$$

En el conductor de protección se deberá verificar que la flecha de este no supere el 90% de la flecha del conductor de fase.

$$f_{cp} = 0,9 f_{cf} \quad \text{Ec. 3.4.3.2.3}$$

Considerando al estado de temperatura mínima como estado básico, y que la flecha del cable de guardia no debe superar el 90% de la flecha del conductor para el mismo estado, el tiro del cable de protección en el estado básico se determinó como sigue (Ver Anexo II – Tabla N° AII – 2.1.5.1):

E. Basico	Temp. [°C]	σ_{max} [Kg/mm ²]	γ [Kg/m.mm ²]
2	-5	11,75	0,00490142

Tabla N°1.2.4.5.1: Estado básico cond. protección

Fuente: Elaboración propia

3.4.3.3. Calculo de distancias admisibles

En este apartado se realiza el cálculo correspondiente a las distancias admisibles para la línea de media tensión de 33 [kV]. A continuación, se detallan los datos de los conductores, y de las estructuras.

Determinación de distancias admisibles

La distancia mínima entre el conductor y el poste se calcula con la siguiente ecuación:

$$d_{mp} = 0,1 + \frac{Un}{150} \quad \text{Ec. 3.4.3.3.1}$$

Distancia mínima entre conductores:



$$d_{mc} = K\sqrt{f_{max} + lc} + \frac{Un}{150} \quad Ec. 3.4.3.3.2$$

Siendo K el factor que depende de la disposición de los conductores y del ángulo de meneo de éstos con el viento (ver Tabla N° 3.4.3.3.3).

El Angulo de meneo se calcula de la siguiente manera:

$$\alpha = \text{arcTg} \left(\frac{Fvc}{Pc} \right) \quad Ec. 3.4.3.3.3$$

Donde:

- Fvc : es la fuerza del viento sobre el conductor [Kg/m].
- Pc : El peso del conductor [Kg/m].

La fuerza del viento sobre el conductor es:

$$Fvc = 0,75 K \frac{v^2}{16} d \left(0,6 + \frac{80}{a} \right) a \quad Ec. 3.4.3.3.4$$

*Para vanos menores a 200m se toma $(0,6+80/a) = 1$

Angulo de meneo de los conductores con viento	Grado sexagesimal	Superior a 65°	Superior a 55° hasta 65°	Superior a 40° hasta 55°	40° e inferiores
conductores superpuestos arbitrariamente	Factor K	0,95 (0,85)	0,85 (0,75)	0,75 (0,70)	0,70
Conductores dispuestos a nivel idéntico	Factor K	0,70 (0,65)	0,65 (0,62)	0,62 (0,60)	0,60
Conductores dispuestos en triángulo equilátero, dos de ellos al mismo nivel	Factor K	0,75 (0,70)	0,70 (0,65)	0,65 (0,62)	0,62

Tabla N°3.4.3.3.1: Factor K según disposición de conductores

Fuente: VDE 0210/5.69

Por lo tanto, la longitud mínima de la ménsula será:

$$l_{mens} = \frac{dm}{2} + dmin \quad Ec. 3.4.3.3.5$$

En la siguiente tabla se presentan los resultados de los cálculos de distancias mínimas admisibles:



Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Velocidad del viento máximo	v	27,78	[m/s]
Fuerza del viento	Fv	48,73	[Kg]
Angulo de meneo	α	89,80	[°]
Factor que depende de disposición de cond.	K	0,95	-
Distancia mínima conductor - poste	dmp	0,32	[m]
Distancia conductor - cond.	dmc	1,29	[m]

Tabla N°3.4.3.3.2: Distancias admisibles

Fuente: Elaboración propia

3.4.3.4. Diseño del cabezal de las estructuras

Para el diseño del cabezal de las estructuras se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- a. Para determinar la altura desde el conductor inferior al suelo
 - Flecha máxima del conductor a la mitad del vano.
 - Distancia mínima al suelo del cable (Según ET N°1 - AyE)

Para determinar la distancia entre conductores:

- Se toma el valor “dmc” de la tabla N°3.4.3.3.4.
- b. Una vez determinada la altura del conductor superior, se calcula la distancia mínima al conductor de protección mediante la siguiente formula:

$$h_{cp} = h_{cs} + \sqrt{f_{max} + l_k} + \frac{U_n}{\sqrt{3} \times 150} \quad \text{Ec. 3.4.3.4.1}$$

- c. Se calcula la distancia de la ménsula para luego verificar que el conductor superior quede dentro del ángulo de protección (30°).

En el Anexo II – Sección 2.2 se encuentran los valores calculados y adoptados del diseño de cabezales para las estructuras (Ver Planos N° 4– 5 – 6 – 7).

3.4.3.5. Cálculo Mecánico de Estructuras para LMT 33 kV

Las ecuaciones para el cálculo mecánico de estructuras son las siguientes:

a. Fuerza del viento sobre conductores de fase

$$Fv_{ce} = 2 \times 0,75 \times K \times \frac{V^2}{16} \times d \times a \times \sum CRC_{1-3} \quad \text{Ec. 3.4.3.5.1}$$

Siendo:

K: Coeficiente de presión dinámica



V: Velocidad máxima del viento

d: Diámetro del conductor

a: Vano de cálculo

CRC: Coeficiente de reducción a la cima

$$CRC = \frac{Hm}{0,9 \times Lp} \quad Ec. 3.4.3.5.2$$

Hm: Altura de las ménsulas de suspensión

Lp: Longitud del poste

Fuerza del viento sobre los conductores en dirección de la bisectriz

$$Fv_{ce-x} = Fvc \times \cos\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.3$$

Fuerza del viento sobre los conductores normal a la bisectriz

$$Fv_{ce-y} = Fvc \times \sin\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.4$$

b. Fuerza del viento en cable de protección

$$Fv_{cp} = 0,75 \times K \times \frac{v^2}{16} \times d \times a \quad Ec. 3.4.3.5.5$$

Fuerza del viento sobre los conductores de protección en dirección de la bisectriz

$$Fv_{cp-x} = Fvcp \times \cos\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.6$$

Fuerza del viento sobre los conductores de protección normal a la bisectriz

$$Fv_{cp-y} = Fvcp \times \sin\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.7$$

c. Fuerza del viento sobre la estructura reducida a la cima

Fuerza del viento sobre los Postes

$$Fvp = K \times \frac{v^2}{16} \times Sp \times CRC \quad Ec. 3.4.3.5.8$$

K: coeficiente de presión dinámica de los postes

Siendo la superficie del poste sometida a la acción del viento:

$$Sp = \left(\frac{Ds+Dc}{2}\right) \times 0,9 h \quad Ec. 3.4.3.5.9$$

Donde el coeficiente de presión dinámica se calcula como:



$$Cp = \frac{0,9 h (2Dc+Ds)}{3(Dc+Ds)} \quad Ec. 3.4.3.5.10$$

Y el coeficiente de reducción a la cima de los postes es:

$$CRC = \frac{Cp}{0,9 \times Lp} \quad Ec. 3.4.3.5.11$$

d. Fuerza del viento sobre aisladores en la cima

$$Fva = 2 \times K \times \frac{V^2}{16} \times Sa \times \sum CRC_{1-3} \quad Ec. 3.4.3.5.12$$

K: Coeficiente de presión dinámica de aisladores

V: Velocidad máxima del viento

Sa: Superficie de los aisladores

CRC: Coeficiente de reducción a la cima de aisladores

e. Resultante de la tracción de todos los conductores

En dirección de la bisectriz:

$$Tcx = (4 \times T_{cmax} \times \sum CRC_{1-3} + 2 \times Tcp) \times Sen\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.13$$

Tcmax: Tiro máximo de los conductores de fase.

CRC 1-3: Sumatoria de los CRC de conductores de fase

Tcp: Tiro de conductor de protección

En dirección normal a la bisectriz:

$$Tcy = (2 \times T_{cmax} \times \sum CRC_{1-3} + Tcpmax) \times Cos\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.14$$

f. Corte de un conductor de energía

$$Mf = 0,5 \times T_{cmax} \times hcrs \quad Ec. 3.4.3.5.15$$

hcrs: Altura del soporte Line Post superior

Determinación de momento torsor

$$Mt = 0,5 \times T_{cmax} \times \frac{lcr}{2} \quad Ec. 3.4.3.5.16$$

lcr: Longitud horizontal soporte + aislador Line Post

Determinación del tiro equivalente en la cima

$$T_{F-T} = \frac{1}{2} \frac{Mf + \sqrt{Mf^2 + Mt^2}}{hl} \quad Ec. 3.4.3.5.17$$



hl: Altura libre del poste

g. Fuerza del viento a la altura de los conductores

Determinación de la fuerza del viento al nivel y dirección de los conductores de fase:

$$Fv_{ce-hc} = 2 \times K \times \frac{v^2}{16} \times d \times 2a \times \frac{h_1+h_2+h_3}{4h_4} \quad Ec. 3.4.3.5.18$$

$$Fv_{cp-hc} = 2 \times K \times \frac{v^2}{16} \times d \times \frac{2a}{4} \quad Ec. 3.4.3.5.19$$

Donde:

- Fv_{ce-hc} : Fuerza del viento a la altura de los conductores de energía.
- Fv_{cp-hc} : Fuerza del viento a la altura de los conductores de protección.
- K: Coeficiente de presión dinámica ($K = 1,1$)
- d: Diámetro de conductores de fase [m].
- a: Vano de cálculo [m].
- h1: Altura del conductor de fase 1.
- h2: Altura del conductor de fase 2.
- h3: Altura del conductor de fase 3.
- h4: Altura del conductor de protección.

PARA ESTRUCTURAS BIPOSTE

Se utilizarán las siguientes ecuaciones además de las mencionadas anteriormente.

a. Fuerza del viento sobre crucetas y vínculos

Fuerza del viento sobre los vínculos en dirección de la bisectriz

$$Fv_{vx} = K \times \frac{v^2}{16} \times \sum Svi \times CRCvi \quad Ec. 3.4.3.5.20$$

K: Coeficiente de presión dinámica

Svi: Superficie de los vínculos

CRCvi: Coeficiente de presión dinámica de los vínculos

$$CRCvi = \frac{Hvi}{0,9Hp} \quad Ec. 3.4.3.5.21$$

Hvi: Altura de cada vínculo

Hp: Altura del poste



Fuerza del viento sobre las crucetas normal a la bisectriz

$$Fv_{vy} = K \times \frac{v^2}{16} \times \sum Sc \times CRCci \quad Ec. 3.4.3.5.22$$

Sc: Superficie de las crucetas

CRCci: CRC de crucetas

$$CRCci = \frac{Hci}{0,9Hp} \quad Ec. 3.4.3.5.23$$

Hci: Altura de cada cruceta

b. Fuerza del viento sobre estructura resultante en dirección X e Y

Fuerza resultante del viento en la dirección de la bisectriz

$$Fv_x = (FVpx + FVvx) \times 1,34 \quad Ec. 3.4.3.5.24$$

FVpx: Fuerza del viento sobre los postes en dirección de la bisectriz

FVvx: Fuerza del viento sobre vínculos en la dirección de la bisectriz

1,34: factor que tiene en cuenta el esfuerzo del viento sobre las crucetas

Fuerza resultante del viento en la dirección normal a la bisectriz

$$Fv_y = FVpy + FVmy \quad Ec. 3.4.3.5.25$$

FVpy: Fuerza del viento sobre los postes en dirección normal a la bisectriz

FVmy: Fuerza del viento sobre crucetas normal a la bisectriz

Tiro unilateral de todos los cables

$$Tul = 2 \times T_{cmax} \times \sum CRC_{1-3} + T_{cpmax} \quad Ec. 3.4.3.5.26$$

En dirección de la bisectriz

$$Tul x = Tul \times Sen\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.27$$

En dirección normal a la bisectriz

$$Tul y = Tul \times Cos\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.28$$

Corte de un conductor de energía

Determinación de momento flector

$$Mf = T_{cmax} \times hcrs \quad Ec. 3.4.3.5.29$$

hcrs: Altura de la cruceta superior



Determinación de momento torsor

$$Mt = T_{cmax} \times lcr \times \cos\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.30$$

lcr: distancia desde el conductor de fase al centro de la cruceta

θ : Angulo de desvío de la línea

Determinación del tiro equivalente en la cima

$$T_{F-T} = \frac{1}{2} \frac{Mf + \sqrt{Mf^2 + Mt^2}}{hl} \quad Ec. 3.4.3.5.31$$

hl: Altura libre del poste

Tiro equivalente en la cima en dirección de la bisectriz

$$T_{F-T-x} = T_{F-T} \times \cos\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.32$$

Tiro equivalente en la cima en dirección normal a la bisectriz

$$T_{F-T-y} = T_{F-T} \times \sin\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad Ec. 3.4.3.5.33$$

3.4.3.5. Fuerzas actuantes para cálculo de hipótesis

Para calcular los esfuerzos sobre las estructuras, que se utilizarán más adelante según la hipótesis correspondiente, se tienen en cuenta los siguientes valores:

- Viento máximo: $V_{max} = 100$ Km/h.
- Viento tormenta: $V = 20$ Km/h.
- Tiro máximo conductor de energía: $T_{ce-max} = 832,69$ [Kg]
- Tiro máximo conductor de protección: $T_{cp-max} = 780,90$ [Kg]

En el Anexo II sección 2.3 se reflejan los valores calculados para cada estructura.

3.4.3.6. Calculo estructura suspensión

Para el cálculo de esfuerzos actuantes en la estructura de suspensión monoposte, se consideran las siguientes hipótesis extractos de la ET N°1 Agua y Energía.

En la Tabla N° AII - 2.3.5 – Anexo II se observan los valores correspondientes a las hipótesis de cálculo y coeficientes de seguridad.



HIPOTESIS DE CARGAS NORMALES

HIP 1A: Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo, perpendicular a la dirección de la línea, sobre la estructura, los elementos de cabecera y sobre la semi-longitud de los conductores de ambos vanos adyacentes.

$$FN1 = Fv_{a-max-x} + Fv_{cp-max-x} + Fv_{ce-max-x} + Fv_{est-max-x} + Tc$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.1 Anexo II.

HIP 1B: Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo en la dirección de la línea, sobre la estructura y los elementos de cabecera.

$$FN2 = Fv_{a-max-y} + Fv_{cp-max-y} + Fv_{ce-max-y} + Fv_{est-max-y}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.2 Anexo II.

HIP 1C: Peso propio y cargas permanentes.

Fuerzas que se aplican en el eje de la estructura, al nivel y dirección de los conductores, de valor igual a la cuarta parte de la carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea actuando sobre los conductores de ambos vanos adyacentes.

$$FN3 = Fv_{ce-hc} + Fv_{cp-hc}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.3 Anexo II.

Hip 1D: Peso propio y cargas permanentes

Carga del viento máximo según norma VDE 0210/5.69, parágrafo 9, apartado a) 2.1.12, sobre la estructura, elementos de cabecera y conductores. (Esta hipótesis de carga se considera solamente para estructuras de altura superior a 60 [m])

No corresponde en este caso.

HIP 1E: Peso propio y cargas permanentes.

Cargas adicionales.



Carga del viento perpendicular a la dirección de la línea, sobre la estructura, los elementos de cabecera y sobre la semi-longitud de los conductores de ambos vanos adyacentes.

$$FN5 = Fv_{a-x} + Fv_{cp-x} + Fv_{ce-x} + Fv_{est-x}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.1 Anexo II.

HIPOTESIS DE CARGAS EXCEPCIONALES

HIP 2A: Peso propio y cargas permanentes.

El 50% del tiro máximo de un cable de transporte de energía o el 65% del tiro máximo del cable de protección (aquel que provoque la solicitud más desfavorable).

$$FE1 = T_{F-T}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.4 Anexo II.

HIP 2B: Peso propio y cargas permanentes. Cargas adicionales

El 20% de los tiros unilaterales de todos los cables conductores y el 40% del tiro unilateral del cable de guardia, por carga desigual del hielo en los vanos contiguos.

No corresponde en este caso.

3.4.3.7. Calculo estructura RA10

En la Tabla N° AII - 2.3.6 – Anexo II se observan los valores correspondientes a las hipótesis de cálculo y coeficientes de seguridad.

HIPOTESIS DE CARGAS NORMALES

HIP 1A: Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo sobre la estructura, los elementos de cabecera y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes, en dirección de la resultante total de las tracciones de los conductores. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.

$$FN1x = Fv_{a-max-x} + Fv_{cp-max-x} + Fv_{ce-max-x} + Fv_{est-max-x} + Tc_x$$

$$FN1y = Tc_y$$

$$FN1 = \sqrt{\frac{FN1x^2}{2} + \frac{FN1y^2}{8}}$$



Ver Grafico N° AII – 2.5.5 Anexo II.

HIP 1B: Peso propio y cargas permanentes. Carga adicional.

Carga del viento sobre la estructura, los elementos de cabecera y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes, en dirección de la resultante total de las tracciones de los conductores. Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.

$$FN2 = Fv_{a-x} + Fv_{cp-x} + Fv_{ce-x} + Fv_{est-x} + Tc_x$$

$$FN2y = Tc_y$$

$$FN2 = \sqrt{\frac{FN2x^2}{2} + \frac{FN2^2}{8}}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.5 Anexo II.

HIP 1C: Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo en dirección normal a la bisectriz del ángulo de la línea, sobre la estructura, los elementos de cabecera y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes.

Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.

$$FN3x = Tc_x$$

$$FN3y = Fv_{a-max-y} + Fv_{cp-max-y} + Fv_{ce-max-y} + Fv_{est-max-y} + Tc_y$$

$$FN3 = \sqrt{\frac{FN3x^2}{2} + \frac{FN3y^2}{8}}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.6 Anexo II.

HIP 1D: Peso propio y cargas permanentes.

Carga Adicional. Carga del viento en la dirección normal a la bisectriz del ángulo de la línea sobre la estructura, los elementos de cabecera y sobre la semilongitud de los conductores de ambos vanos adyacentes.



Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.

$$FN4x = Tc_x$$

$$FN4y = Fv_{a-y} + Fv_{cp-y} + Fv_{ce-y} + Fv_{est-y} + Tc_y$$

$$FN4 = \sqrt{\frac{FN4x^2}{2} + \frac{FN4y^2}{8}}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.6 Anexo II.

HIP 1E: Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo sobre la estructura y los elementos de cabecera, en dirección de la bisectriz del ángulo de la línea.

Dos tercios de las tracciones unilaterales de los conductores, consideradas actuando en el eje de la estructura.

$$FN5x = Fv_{a-max-x} + Fv_{cp-max-x} + Fv_{ce-max-x} + Fv_{est-max-x} + \frac{2}{3}Tul_x$$

$$FN5y = \frac{2}{3}Tul_y$$

$$FN5 = \sqrt{\frac{FN5x^2}{2} + \frac{FN5y^2}{8}}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.7 Anexo II.

HIP 1F: Peso propio y cargas permanentes. Cargas adicionales.

Carga del viento sobre la estructura y los elementos de cabecera, en dirección de la bisectriz del ángulo de la línea.

Dos tercios de las tracciones unilaterales de los conductores, consideradas actuando en el eje de la estructura.

$$FN6x = Fv_{a-x} + Fv_{cp-x} + Fv_{ce-x} + Fv_{est-x} + \frac{2}{3}Tul_x$$



$$FN6y = \frac{2}{3}Tul_y$$

$$FN6 = \sqrt{\frac{FN6x^2}{2} + \frac{FN6y^2}{8}}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.7 Anexo II.

HIPOTESIS DE CARGAS EXTRAORDINARIAS

HIP 2A: Peso propio y cargas permanentes.

Anulación de la tracción de un conductor, según norma VDE 0210/5.69, parágrafo 9, apartado b) 2.1.2. La carga de la tracción será calculada con el valor máximo de la tensión del conductor, excluida la hipótesis de hielo.

Fuerzas resultantes de las tracciones de los conductores.

$$FE1x = T_{F-T-x}$$

$$FE1y = T_{F-T-y}$$

$$FE1 = \sqrt{\frac{FE1x^2}{2} + \frac{FE1y^2}{8}}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.8 Anexo II.

HIP 2B: Peso propio y cargas permanentes. Carga adicional.

Carga del viento perpendicular a la dirección de la línea, sobre la estructura, los elementos de cabecera y sobre la semilongitud de los conductores de vanos adyacentes.

No corresponde en este caso.

3.4.3.8. Calculo estructura RA90

HIPOTESIS DE CARGAS NORMALES

Mismas hipótesis de cargas normales que para estructura RA10.

HIPOTESIS DE CARGAS EXCEPCIONALES

Mismas hipótesis de cargas excepcionales que para estructura RA10.



En la Tabla N° AII - 2.3.7 – Anexo II se observan los valores correspondientes a las hipótesis de cálculo y coeficientes de seguridad.

3.4.3.9. Calculo estructura RT

HIPOTESIS DE CARGAS NORMALES

HIP 1A: Peso propio y cargas permanentes.

Carga del viento máximo sobre la estructura, los elementos de cabecera y los cables de las semilongitudes adyacentes, en dirección de la resultante total de tracción de los conductores. Fuerzas resultantes de las tracciones de todos los conductores.

$$FN1x = Fv_{a-max-x} + Fv_{cp-max-x} + Fv_{ce-max-x} + Fv_{est-max-x} + Tc_x$$

$$FN1y = Tc_y$$

$$FN1 = \sqrt{\frac{FN1x^2}{2} + \frac{FN1y^2}{8}}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.9 Anexo II.

HIPOTESIS DE CARGAS EXCEPCIONALES

HIP 2B: Peso propio y cargas permanentes.

Fuerza resultante de la tracción de los conductores considerando la anulación de la tracción de uno de ellos (aquel que genere la situación más desfavorable), calculada con el valor de tensión máxima.

$$FE1x = T_{F-T-x} + T_{ul-x}$$

$$FE1y = T_{F-T-y} + T_{ul-y}$$

$$FE1 = \sqrt{\frac{FE1x^2}{2} + \frac{FE1y^2}{8}}$$

Ver Grafico N° AII – 2.5.10 Anexo II.

En la Tabla N° AII - 2.3.8 – Anexo II se observan los valores correspondientes a las hipótesis de cálculo y coeficientes de seguridad.



3.4.3.6. Cálculo de fundaciones para estructuras

Para realizar el cálculo de fundaciones de las estructuras se recurrirá al método de verificación de Sulzberger. A continuación, se enumeran las ecuaciones que se utilizarán para determinar las dimensiones de las bases de hormigón.

a. Verificación de fundación

Peso de la tierra gravante

$$G_t = P e t \left\{ \frac{t}{3} [E1 + E2] - t \cdot A \cdot B \right\} \quad Ec. 3.4.3.6.1$$

Siendo:

$$E1 = A \cdot B + (A + 2 \cdot t \cdot \operatorname{tg} \beta) \cdot (B + 2 \cdot t \cdot \operatorname{tg} \beta) \quad Ec. 3.4.3.6.2$$

$$E2 = \sqrt{(A \cdot B)(A + 2 \cdot t \cdot \operatorname{tg} \beta) \cdot (B + 2 \cdot t \cdot \operatorname{tg} \beta)} \quad Ec. 3.4.3.6.3$$

Peso de la fundación

$$Vol = A \cdot B \cdot T - n \cdot \pi \frac{D_s^2}{4} h e \quad Ec. 3.4.3.6.4$$

$$G_f = Vol \times P e H \quad Ec. 3.4.3.6.5$$

Peso total

$$G_T = G_e + G_t + G_f \quad Ec. 3.4.3.6.6$$

b. Momentos Estabilizantes

Momento de encastramiento

Se debe verificar que $Tg \alpha_1 < 0,01$:

$$Tg a1 = 6 \cdot \mu \cdot \frac{G_T}{a \cdot C t \cdot t^2} \quad Ec. 3.4.3.6.7$$

Se verifica, entonces:

$$M_s = \sqrt{2} \cdot a \cdot t^3 \cdot C t \cdot \frac{Tg a}{36} \quad Ec. 3.4.3.6.8$$

Momento de fondo

Se debe verificar que $Tg \alpha_2 < 0,01$:

$$Tg a2 = \frac{\sqrt{2} \cdot G_T}{a^3 \cdot C b} \quad Ec. 3.4.3.6.9$$

Se verifica, entonces:

$$M_b = G_T \left\{ \frac{a}{\sqrt{2}} - 0,5 \cdot \left(\frac{3 G_T}{C b \cdot Tg a} \right)^{\frac{1}{3}} \right\} \quad Ec. 3.4.3.6.10$$



c. Momentos Desestabilizantes

Momento de vuelco

$$Mv = Fc. \left(hl + \frac{2}{3}t \right) \quad \text{Ec. 3.4.3.6.11}$$

d. Ecuación de equilibrio

Se debe cumplir:

$$Ms + Mb \geq S.Mv \quad \text{Ec. 3.4.3.6.12}$$

Si $Ms/Mb > 1 \rightarrow$ Entonces $S = 1$

Si $Ms/Mb < 1 \rightarrow$ Entonces consultar Tabla N° 3.4.3.6.1

Ms/Mb	S
0	1,500
0,1	1,383
0,2	1,317
0,3	1,260
0,4	1,208
0,5	1,150
0,6	1,115
0,7	1,075
0,8	1,040
0,9	1,017
1	1,000

Tabla N° 3.4.3.6.1: Ms/Mb

Fuente: F. Almeida "Proyectos Mecánicos de Líneas Aéreas de Transmisión"

e. Verificación de hundimiento

$$\sigma_b = \frac{G}{a.b} \quad \text{Ec. 3.4.3.6.13}$$

Se debe verificar que: $\sigma_b < \sigma_{adm}$ Ec. 3.4.3.6.14

Los valores obtenidos luego de realizar los cálculos de fundaciones se detallan en el Anexo II – Sección 2.4. En los Planos 8, 9, 10 y 11 se observan las dimensiones de las fundaciones.



3.5. Diseño de Subestación transformadora 33/13,2 kV 10 MVA

La subestación transformadora de 33/13.2 kV se emplazará en un terreno ubicada sobre la Avenida San Antonio y calle Celestino Bianchi. Las dimensiones serán de 30 (treinta) [m] de ancho por 36 (treinta y seis) [m] de largo.

La SET estará equipada con un transformador trifásico de potencia de 5 MVA, relación 33/13,2 kV, con conmutador sin tensión con un rango de $\pm 2 \times 2.5\%$ de regulación de la tensión primaria para obtener una tensión nominal de salida secundaria. Y un transformador de servicios auxiliares de 25kVA, relación 33/0.4-0.231 kV.

Se prevé construir una antena de 33 kV donde acometerán los alimentadores de la SET. La misma estará montada sobre columnas de H°A° de 8,00 m, y crucetas también de H°A° con la separación correspondiente entre dichas estructuras, según Plano N°13.

Con dicha configuración se ubicarán los elementos de maniobra y protección, de manera que se cumpla con las distancias admisibles y haciendo un uso eficiente del espacio disponible.

También se dejará un espacio para a futuro construir un campo de salida de línea en la antena de 13.2 kV.

El predio donde se encuentra ubicada la SET quedará protegido mediante un cerco perimetral con puerta y portón de acceso.

3.5.1. Malla de puesta a tierra

En la protección contra sobretensiones en estaciones transformadoras se debe contar de una red de tierra, a la cual se conectan los pararrayos, cables de guarda, estructuras metálicas, tanques de los aparatos y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

Entre las funciones de mayor importancia que provee una malla de puesta a tierra en una subestación transformadoras podemos destacar las siguientes:

- Proveer una baja impedancia para la circulación de corrientes de tierra, ya sean producto de una falla o una descarga atmosférica.
- Evitar que durante la circulación de corrientes de tierra se produzcan diferencias de potencial que pongan en peligro la seguridad de los operarios.
- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.



Se dispondrá de una malla de PAT con un conductor de 70 mm² de cobre desnudo, más jabalinas tipos Cooperweld de ¾" x 3 (tres) metros de largo con sus correspondientes conectores de compresión de cobre.

Se conectarán a dicha malla de puesta a tierra los descargadores de sobretensión, así como los soportes metálicos de los seccionadores, armaduras de columnas de H^oA^o y partes metálicas que deban encontrarse a potencial de tierra.

El diseño de esta malla se realizó de acuerdo con el método introducido por la norma IEEE std80, en el diseño de sistemas de puesta a tierra para subestaciones.

En el Anexo I – Sección 1.4 se observan los cálculos de PAT correspondientes.

3.5.2. Cerco Perimetral

El cerco perimetral será del tipo olímpico. Se construirá con postación y zócalos olímpicos con tejido de alambre romboidal tensado con alambre galvanizado. En la parte superior se colocarán 3 (tres) tiras de alambre púa. Las mismas serán conectadas a la malla de puesta a tierra mediante conductores de cobre desnudo de una sección de 50 mm².

El cerramiento perimetral contará con un portón de acceso principal y una puerta para acceso del personal que operará la Subestación.

3.5.3. Edificio sala de comandos

La sala de comandos tendrá las dimensiones de 3,60 [m] de ancho por 8 [m] de largo. En la misma se ubicarán los gabinetes de protección de transformador, gabinetes de protección en 33 y 13,2 [kV], tableros de servicios auxiliares en corriente alterna y corriente continua, gabinetes de comunicaciones y banco de baterías.

En la sección de planos (Plano N°15) se pueden observar los detalles del Edificio para la sala de comandos.

3.5.4. Equipos de Maniobra

3.5.4.1. Seccionadores tripolares a cuernos c/PAT

Tanto al ingreso de la línea de media tensión en 33 [kV] a la alimentación de la subestación, como a la salida de esta, en los distribuidores de 13,2 [kV] se colocarán seccionadores tripolares a cuernos con puesta a tierra con una corriente nominal de 600 [A], con el fin de que a la hora



de realizar mantenimiento a uno de los campos de entrada o salida, o en su defecto a la subestación transformadora, esta quede totalmente aislada al ingreso de tensiones peligrosas, ya que estas se derivarían por la puesta a tierra de los seccionadores.

Se montará uno de estos equipos en los alimentadores de la antena de 33 [kV] y de la misma manera a la salida de los distribuidores en 13,2 [kV].

En el Anexo III – Catálogos se encuentran las especificaciones técnicas de los seccionadores tripolares a cuernos.

3.5.4.2. Seccionadores a Cuernos sin PAT

Este tipo de seccionadores se utilizará para realizar las maniobras dentro de la subestación. Los mismos se colocarán tanto a la entrada como a la salida de las antenas de 33 [kV] y 13,2 [kV].

Los mismos operan con una corriente nominal de 600[A] y contarán con comandos motorizados para realizar la apertura o cierre del seccionador, además estarán provistos de contactos auxiliares que permitirán la réplica de la señal de apertura del equipo en los relés de comando y protección, permitiendo de esta manera lograr mayor seguridad a la hora de realizar maniobras en la SET.

En la sección de catálogos se encuentran disponible los datos técnicos de los seccionadores a cuernos seleccionados para los dos niveles de tensión de la subestación.

3.5.4.3. Interruptores en vacío

Los interruptores en vacío serán los encargados de “interrumpir” la corriente en caso de una falla, actividades de mantenimiento en la SET o maniobras en la misma.

Estos equipos cuentan con mecanismos de accionamiento manual y eléctrico, en ambos casos se accionan mecanismos de acumulación de energía mediante un resorte que permite el cierre o apertura del interruptor en tiempos muy reducidos.

La corriente nominal de los interruptores según el fabricante es de 630/3150 [A] a 33/17,5 [kV].

Los ciclos de operación del interruptor seleccionado son: O – 0,3seg – CO – 15seg – CO – 0,3seg – 3min – CO. Estos valores pueden ser regulados por la empresa prestadora de energía.

Se colocarán interruptores de potencia al vacío en los siguientes puntos:



- Campos de alimentadores de la barra de 33 [kV].
- Campo de alimentación del transformador (Nivel 33 [kV]).
- Nivel 13,2 [kV] a la salida del transformador.
- Distribuidores en 13,2 [kV].

Tanto en el esquema unifilar (Plano N°12) como en el plano de planta y corte de la subestación (ver Plano N°13 y Plano N°14) se observan con más detalles la ubicación de los equipos mencionados en este capítulo.

3.5.5. Transformador de potencia

Según los datos de potencia instalada, se seleccionó un transformador de potencia 33/13,2 [kV] de 5 [MVA] para una primera etapa. Dejando una proyección a futuro para la instalación de un transformador con características similares.

En este proyecto se selecciona un transformador de potencia con las características mencionadas, pero el equipo no cuenta con regulación bajo carga (RBC) debido a que esto incrementa considerablemente el presupuesto de la obra. Pero se deja abierta la posibilidad de colocar en un futuro un transformador con estas características.

Los datos técnicos y planos se encuentran en la sección de catálogos del presente proyecto.

3.5.6. Distribuidores salida 13,2 kV

Se proponen dos salidas en media tensión en 13,2 [kV] a la salida de la subestación transformadora, dejando proyectado a futuro un campo de salida en 13,2 [kV]. Dichos distribuidores acometerán a la red de distribución existente haciendo una apertura de la línea de media tensión que tiene su traza a lo largo de la avenida San Antonio.

Los distribuidores saldrán de la SET mediante cables subterráneos de sección nominal 70 mm² con aislación en XLPE mas una pantalla de 35 mm² de sección con la debida protección mecánica del conductor y acometerán a una estructura de retención recta con su debido seccionamiento.

En la sección de planos (Plano N°17) se observan con detalles la localización del punto de acometida a la red de media tensión existente.



3.5.7. Cálculo y selección de TI

Son equipos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Los datos técnicos característicos que se deben detallar al momento de la elección de los transformadores de corriente son los siguientes:

- Intensidad primaria asignada
- Intensidad secundaria asignada
- Frecuencia
- Clase de precisión
- Potencia de precisión
- Corriente máxima de cortocircuito.

El cuaderno técnico de Schneider PT-071 menciona algunas características para la selección de los transformadores de intensidad (TI). Algunas de estas se mencionan a continuación.

Características primarias:

- a. Nivel de aislamiento asignado en [kV] nominales.
- b. Tensión soportada a frecuencia industrial durante un minuto.
- c. Tensión soportada a onda de choque.
- d. Frecuencia asignada.
- e. Corriente térmica y de cortocircuito.

$$I_{ter} = (I_{cc}) \times \sqrt{t} \quad Ec. 3.5.7.1$$

- f. Corriente dinámica en kA de cresta.

$$I_{din} = 2,5 \times I_{ter} \quad Ec. 3.5.7.2$$

- g. Coeficiente de sobreintensidad (Ksi)

$$Ksi = \frac{I_{term}}{I_{pn}} \quad Ec. 3.5.7.3$$

Siendo I_{pn} la corriente nominal del primario.



Un Ksi elevado significa un sobredimensionamiento del bobinado primario.

Características secundarias:

a. Intensidad nominal secundaria:

- $I_{2n} = 1$ [A] se utiliza cuando las distancias de cable son muy elevadas.
- $I_{2n} = 5$ [A] para distancias cortas de conductores.

b. Clases de precisión:

- Cl. 0,2 – 0,5 – 1: Para medición y contaje.
- Cl. 5P – 10P: Para protección.

La diferencia entre ambos radica en el material de construcción del núcleo del TI. Ya que, al circular una corriente superior a la nominal por el bobinado primario, el núcleo alcanza el límite de saturación, produciendo errores en la medición.

c. Parámetros de selección para los diferentes usos de los TIs:

- TI para medición:
 - Factor de seguridad (F_s): Es la relación entre la corriente nominal primaria y la corriente primaria a la cual el núcleo alcanza la saturación magnética (I_{LP}):

$$F_s = \frac{I_{LP}}{I_{PN}} \quad Ec. 3.5.7.4$$

$$2,5 < F_s < 5$$

- TI para protección: utilizado para alimentación de relés de protección.
 - Para la selección de TI para protección es necesario definir el “Factor Límite de Precisión” (FLP), el mismo se expresa con la siguiente

ecuación:

$$FLP = \frac{I_{LP}}{I_{PN}} \quad Ec. 3.5.7.5$$

Para garantizar que el núcleo no se sature, vienen normalizados valores de FLP.

d. Potencia nominal de precisión (S_n):

- La potencia nominal de precisión se calcula de la siguiente manera:

$$FLP(S_n + R_{TI} \times I_{SN}^2) = cte \quad Ec. 3.5.7.6$$



O de la siguiente manera:

$$FLP(S_n + R_{TI} \times I_{SN}^2) = FLP'(S + R_{TI} \times I_{SN}^2) \quad Ec. 3.5.7.7$$

Siendo:

S: Depende de los valores del consumo en el secundario del TI.

FLP': Factor límite de precisión correspondiente al consumo real en el secundario del TI.

Cabe destacar que la corriente que circulará por el secundario del TI no debe ser superior a 80 veces la corriente nominal secundaria en el tiempo de 1 segundo. Por lo que se debe verificar que:

$$FLP' < 80$$

En el Anexo I – Sección 1.5 (Tabla N° AI – 1.5.1) se observan los TIs seleccionados.

3.5.8. Cálculo y selección de TV

A diferencia de los TIs, los transformadores de medición de tensión son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Para la selección de estos equipos se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Tensión nominal primaria
- Tensión nominal secundaria
- Clase
- Potencia nominal
- Nivel de aislamiento
- Frecuencia

Características Primarias:

- Nivel de aislamiento asignado en [kV]: 7,2 – 12 – 17 – 24 – 36



- Frecuencia [Hz]: 50 – 60
- Tensión primaria ($U_1/\sqrt{3}$): 3,3 – 5 – 5,5 – 6 – 10 – 15 – 22 – 30 – 33

Características secundarias:

- Tensión secundaria ($U_2/\sqrt{3}$): 100 – 110 – 115 – 120
- Potencias de precisión [VA]: 10 – 15 – 25 – 30 – 50 – 75 – 100 – 200 – 300
- Clases de precisión para medida: 0,1 – 0,2 – 0,5 – 1 – 3
- Clases de precisión para protección: 3P – 6P
- Posibilidad de doble secundario

En el Anexo I – Sección 1.6 (Tabla N° AI – 1.6.1) se observan los TV seleccionados para los diferentes niveles de tensión.

3.5.9. Selección de relés de protección

Protección de transformador

Las protecciones con las que contara el transformador se enumeran a continuación con la codificación de la norma ANSI.

Como mínimo las protecciones deben ser:

- 50: Relé de protección contra cortocircuitos.
- 51: Relé de protección contra sobrecargas.
- 97: Relé Buchholz.
- 87: Protección diferencial de corriente.
- 64: Protección contra contacto a tierra.
- 26: Protección térmica.
- 99: Relé de nivel.
- 63: Relé de flujo, nivel o presión de gases o líquidos.

Se propone utilizar un relé de protección de la marca Schneider, modelo Sepam T87, ya que el mismo cuenta con la mayoría de las protecciones para este transformador.

En la sección de catálogos se encuentran las especificaciones técnicas del relé mencionado anteriormente.



Protección de Línea (Alimentadores y Distribuidores)

Para las protecciones de alimentadores y distribuidores se requieren las siguientes protecciones:

- 50: Relé de protección contra cortocircuitos.
- 51: Relé de protección contra sobrecargas.
- 27: Relé de mínima tensión.
- 32: Relé direccional de potencia.
- 59: Relé de máxima tensión.

Se propone utilizar el relé de la serie 20 de Schneider, ya que el mismo cumple con las protecciones necesarias requeridas. En la sección de catálogos se encuentran las especificaciones técnicas de los equipos.

3.5.10. Calculo de blindaje de la SET

Los equipos eléctricos y electromecánicos que existen dentro de la subestación son perturbados por sobretensiones provenientes de descargas atmosféricas, las cuales tienen una duración muy breve, del orden de las decenas de microsegundos.

Para realizar el blindaje de la SET se toma como base el capítulo 12 sistemas de protección contra descargas atmosféricas (SPCDA) de la AEA 95402 (Reglamentación para estaciones transformadoras).

El método más usual para obtener una cobertura del equipamiento y conexiones de la SET es la colocación de Hilos de Guardia a través de la misma. En este caso para proteger a la subestación transformadora, se instalarán hilos de guardia.

Los hilos de guardia que se utilizan en el blindaje son cables de acero desnudos, y se los fijan sobre estructuras especiales con el fin de lograr la protección de los equipos que se encuentran dentro de la SET.

Por otro lado, la norma define los métodos admitidos para realizar la protección. En este caso se utilizará el método de Langrehr ya que este método es el más utilizado en la Argentina. Los ensayos sobre modelos, las medidas, la observación y experiencia adquirida a lo largo de muchos años han demostrado que las descargas atmosféricas directas pueden evitarse con un



elevado grado de certeza mediante el uso de las disposiciones de Hilos de Guardia o Pararrayos para alturas de hasta 25 [m].

Diseño de blindaje

El diseño del blindaje estará compuesto por un conductor estandarizado por la empresa prestataria de energía como MN 101, de 50 [mm²] de sección, de acero galvanizado, que se montaran sobre estructuras especiales a una altura determinada, de forma tal que este cumpla con los requerimientos de protección que se calculan más adelante.

Método de Langrehr

El método de Langrehr determina la zona protectora del hilo de guarda como la zona incluida entre la vertical que pasa por el cable y el arco que pasa por el mismo cable y es tangente a la tierra. El radio del arco es igual al doble de la altura del hilo sobre tierra. La zona de protección entre 2 hilos de guarda es la semicircunferencia de diámetro R1 igual a la distancia entre los mismos y cuyos puntos extremos coinciden con dichos hilos de guarda. Más claramente, la zona protegida por los hilos de guarda, está determinada por círculos de radios iguales a la altura sobre el suelo del hilo de guarda. La zona propiamente protegida, está aún disminuida por una zona de dispersión que hay que tomar en cuenta con un ancho del 2 al 4 % del radio correspondiente.

Teniendo en cuenta la disposición de la subestación se optó por colocar hilos de guarda sobre postes de hormigón convenientemente colocados. En la imagen siguiente se observa el método de cálculo utilizado:

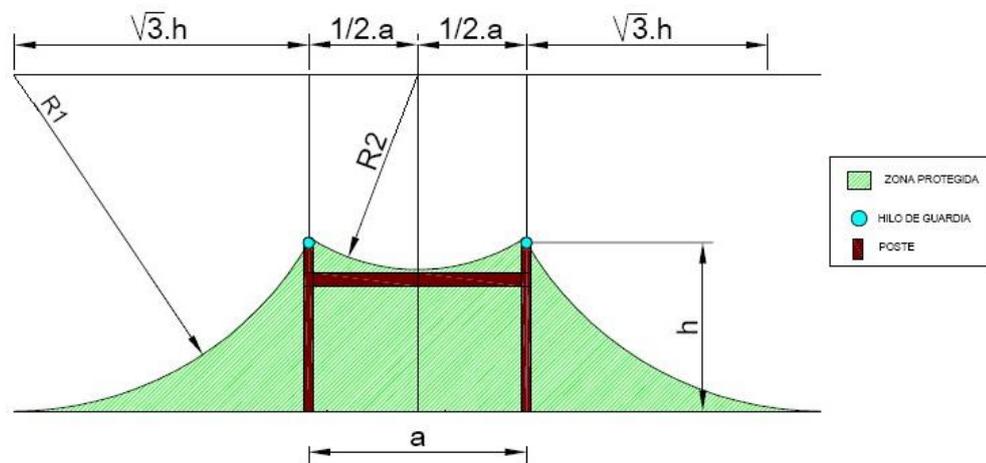


Figura N° 3.5.10.1: Metodo de Langrehr

Fuente: Elaboración propia

Siendo:

- $R1 = 2h$ Ec. 3.5.10.1

- $R2 = \sqrt{h^2 + \left(\frac{a}{2}\right)^2}$ Ec. 3.5.10.2

- h : Altura de la columna del cable de protección [m].

Se debe verificar que el equipo mas alejado de la columna de protección quede dentro de los limites dados por la “carpa” de protección delineada por el radio de las circunferencias. Para esto se verifica con la siguiente ecuación:

$$2h - \sqrt{R1^2 - [\sqrt{3}h - x1]^2} > y1 \quad \text{Ec. 3.5.10.3}$$

Donde:

- $x1$: Es la distancia horizontal desde la columna del cable de protección [m].

- $y1$: Altura del equipo en cuestión [m].

En este caso se toma el primer seccionador a cuchillas que es el más alejado de la columna que soporta el cable de protección. (Ver Plano N°19).

En el Anexo I – Sección 1.7 se observan los resultados de los cálculos para el blindaje contra descargas atmosféricas de la SET.

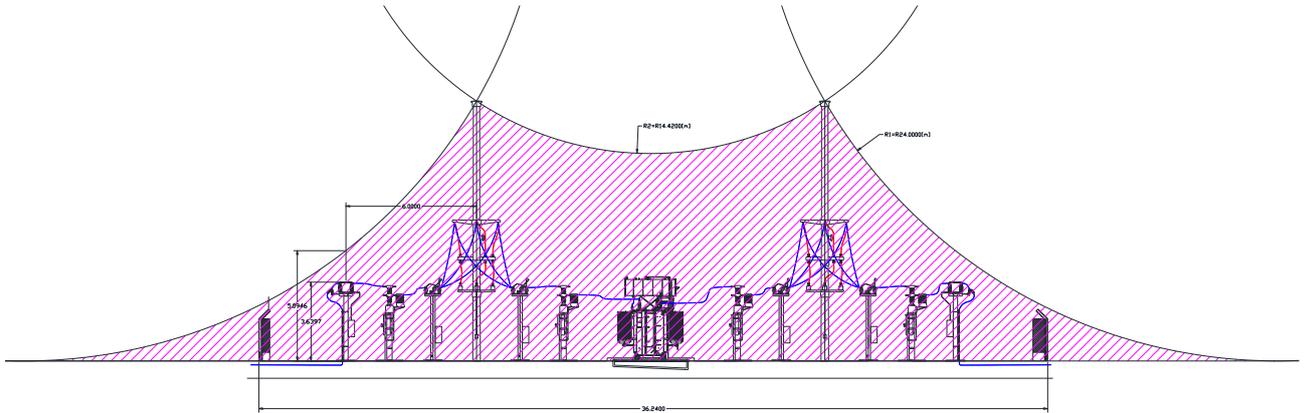


Figura N° 3.5.10.2: Esquema de protección contra descargas atmosféricas

Fuente: Elaboración propia

3.5.11. Selección de descargadores de sobretensión

Los descargadores a utilizar serán de óxido de zinc, su selección se realiza basada en el catálogo DOSEN (Ver Tabla N° AI – 1.8.1 – Anexo I). Estos son seleccionados teniendo en cuenta la corriente nominal de descarga (ondas de impulso 8/20 microsegundos) y la tensión nominal del descargador asignada para el ensayo de funcionamiento.

Para la elección del descargador se calcula la tensión nominal del descargador a partir de la tensión de operación permanente determinada por:

$$U_c \geq 1,1 \frac{U_n}{\sqrt{3}} [kV_{ef}] \quad \text{Ec. 3.5.11.1}$$

Donde:

U_c : Tensión de operación permanente

$U_n = 33 [kV]$: Tensión nominal de la red

$$U_c \geq 1,1 \frac{33 [kV]}{\sqrt{3}} = 19,05 [kV]$$

Luego debe verificar que el descargador no actúe ante la presencia de sobretensiones temporarias a frecuencia de red, es decir:

$$U_W \geq U_{temp} \quad \text{Ec. 3.5.11.2}$$



Donde:

$$U_w = S * U_C \quad \text{Ec. 3.5.11.3}$$

$$U_{temp} = fft * U_C \quad \text{Ec. 3.5.11.4}$$

S : Capacidad frente a sobretensiones temporarias

Para determinar “S” se considera un tiempo máximo de despeje de la falla de 1 segundo. Este valor es muy conservador dado que las protecciones actúan en un tiempo muy inferior a este. Con este valor en el siguiente grafico se tiene:

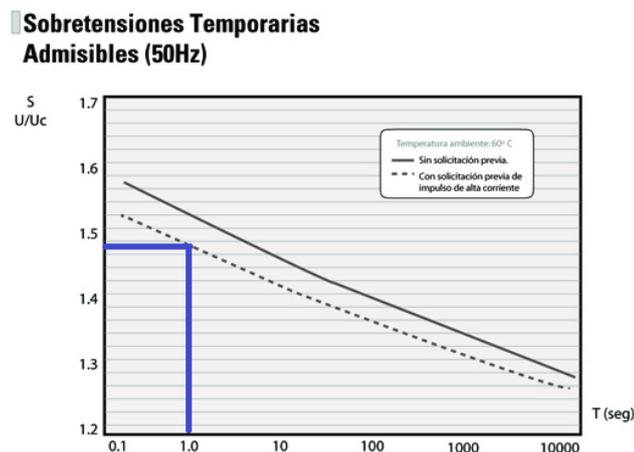


Figura N° 3.5.11.1: Curva de capacidad de sobretensiones temporales

Fuente: DOSEN Descargadores de sobretensión

Por lo tanto, $S=1,47$

$fft = 1,41$: Este es el factor de falla a tierra y depende del régimen de neutro, en este caso se toma un valor intermedio a un sistema con neutro rígido a tierra ($fft = 1$) y un sistema con neutro aislado ($fft = 1,73$).

$$S \geq fft$$

$$1,47 \geq 1,41$$

Verifica, por lo que se sugerirá un descargador de la marca DOZEN DZ 10/10, con una tensión de operación permanente de 19,05 [kV].



4. PLIEGO DE BASES Y CONDICIONES

CAPITULO I – Pliego de condiciones generales

I.1. De las obras públicas en general

I.1.1. Se consideran Obras Publicas sometidas a las leyes vigentes en la Provincia de Corrientes a todos los estudios, proyectos, construcciones, conservaciones, instalaciones, trabajos y obras en general que realice la Provincia por medio de empresas o sociedades anónimas estatales o mixtas, por concesiones a terceros o por entidades de bien público.

I.1.2. Cuando se menciona a la Administración debe entenderse por tal, a la persona u órgano comitente de la obra.

I.1.2. Las diversas denominaciones que se mencionan en el presente pliego, se entenderán como:

- **PROPONENTE U OFERENTE:** Toda persona física o jurídica, que formule oferta ante un llamado de la Administración.
- **ADJUDICATARIO:** El proponente a quien se le acepta la oferta.
- **CONTRATISTA:** El adjudicatario que haya suscripto el contrato de la obra y a partir del momento en que éste adquiere validez legal.
- **INSPECCIÓN:** El representante de la Administración que tiene a su cargo el control y vigilancia directos de la obra.
- **REPRESENTANTE TÉCNICO:** El representante del contratista, encargado de la conducción técnica, debidamente autorizado y aceptado por la Administración.
- **DIRECCIÓN:** La autoridad de la Administración que tiene a su cargo el control y vigilancia del cumplimiento del proyecto.
- **SUBCONTRATISTA:** Toda persona, física o jurídica, cuya contratación, autorizada por la Administración, haya sido determinada por el Contratista, bajo su responsabilidad.

I.1.3. Referencia Legal y Plazos.

Cuando en el Pliego se refiera a la "Ley", debe entenderse que es la Ley de Obras Públicas y Reglamentaciones.



Todos los plazos que se mencionan en el Pliego se computarán en días corridos.

I.2. De los estudios, proyectos y financiación

I.2.1. Antes de proceder a la Licitación, a la contratación directa, deberá estar aprobado su proyecto y presupuesto, con conocimiento y especificación de todas las condiciones, estudios y antecedentes técnicos, legales, económicos y financieros que sean necesarios para su realización.

I.2.2. Antes de proceder a la licitación, deberán estar aprobados por el comitente como mínimo, los siguientes documentos:

- a) PLANOS DE OBRA: Serán los generales y de detalle necesarios para ilustrar debidamente sobre la obra a ejecutar y su ubicación.
- b) PLIEGOS DE BASES Y CONDICIONES:
 - I. Bases y Condiciones Particulares que serán redactados por la Administración de acuerdo con las obras a ejecutar.
 - II. Especificaciones Técnicas Particulares, en las que se incluirán las normas referentes a la obra que se proyecta ejecutar.
- c) PRESUPUESTO: Se preparará de acuerdo con el cómputo métrico de los trabajos, estructuras o instalaciones a ejecutar, a cuyos resultados se aplicarán los precios unitarios estimativos; las sumas de estas operaciones darán el monto del presupuesto oficial de la obra.
- d) MEMORIA DESCRIPTIVA: Se describirá la obra con mención de los estudios realizados, su emplazamiento y todo detalle y antecedentes que sirva para aclarar las funciones que va a cumplir.

I.2.3. Previo al llamado a licitación, por vía administrativa de toda obra, deberá disponerse el respectivo monto legal destinado a su financiación con más un adicional del 20% para ampliaciones, modificaciones, ítems nuevos o imprevistos, acorde con el monto de la obra que se prevea ejecutar anualmente. El importe resultante del 20% establecido, se reajustará en definitiva al monto resultante de la obra.

El crédito legal comprenderá:

- a) Presupuesto de ejecución.



- b) Gastos de estudios y proyectos.
- c) Gastos de adquisición del terreno.
- d) Gastos de inspección.
- e) Aranceles, patentes y otros derechos a terceros.
- f) Diferencia por variaciones de costos.
- g) Diferencia por variación de PRECIOS.

I.3. De los sistemas de realización de obras públicas

I.3.1. La contratación de obras públicas podrá realizarse mediante:

- a) Contrato de obra pública, que a su vez puede serlo por cualquiera de los siguientes sistemas:
 - 1. Por unidad de medida.
 - 2. Por ajuste alzado.
 - 3. Por Costo y Costas.
 - 4. Por Administración Delegada.
 - 5. Por combinación de estos sistemas entre sí.
 - 6. Por otros sistemas que como excepción se puedan establecer.
- b) Concesión de Obras Públicas.

I.3.2. Las modalidades de los sistemas de contratación que enuncia el Art. 10° de la Ley son:

1. UNIDAD DE MEDIDA Y PRECIOS UNITARIOS: Los proponentes deberán cotizar precios unitarios por cada ítem del presupuesto oficial; tales precios constituirán su oferta. Se aplicarán a los cálculos métricos del Presupuesto Oficial y la consiguiente suma de valores será el precio total de la propuesta.
Los precios unitarios cotizados por el adjudicatario serán aplicados a la cantidad de obra ejecutada dentro de cada ítem a efectos del pago de la obra.
2. AJUSTE ALZADO POR PRECIO GLOBAL: Los presupuestos oficiales, estarán divididos en ítem cuya suma será el presupuesto oficial de la obra que se contrata. Los proponentes deberán ofertar la ejecución de esta por un precio total, con expresa exclusión de toda otra forma (porcentaje, etc.) que implique la necesidad de un cálculo para llegar al mencionado precio total.



3. COSTO Y COSTAS: Los oferentes competirán únicamente en el porcentaje de beneficios que deberá aplicarse a la suma del costo de la obra más los gastos generales que porcentualmente fije el Pliego de Condiciones.

I.3.3. Todas las contrataciones que se realicen con sujeción a la presente Ley, deberán formalizarse mediante licitación pública, quedan exceptuados de la obligación de este acto y podrán hacerlo directamente o mediante licitación privada o concurso de precios, de acuerdo con las normas que establezca la reglamentación en los siguientes casos, debiéndose fundar en cada uno, la procedencia de la excepción:

- a) Cuando el presupuesto oficial de la obra no exceda del tope que el Poder Ejecutivo fije anualmente.
- b) Cuando los trabajos que resulten indispensables en una obra en curso de ejecución no hubiesen sido previstos en el proyecto ni pudieran incluirse en el contrato respectivo.
- c) El importe de estos trabajos no podrá exceder el 50% del total del monto contratado.
- d) Cuando realizado un llamado a licitación pública, no hubiese habido postor o no se hubieren hecho ofertas convenientes.

I.3.4. La presentación de las propuestas podrá hacerse hasta la fecha y hora indicadas para el Acto Licitatorio, debiendo efectuarse en sobre cerrado que solo mostrará la especificación de la Licitación, conteniendo:

- a) Los comprobantes que acrediten la personería del firmante de la propuesta.
- b) La constancia de la constitución de la garantía de oferta.
- c) Un sobre cerrado en el que se inscribirá solamente la denominación de la Obra, fecha del Acto Licitatorio y el nombre de la persona o Empresa proponente.
- d) Toda la documentación deberá presentarse debidamente firmada y sellada por el proponente y por su Representante Técnico.

La omisión de los requisitos requeridos determinará el rechazo automático de la oferta e impedirá la apertura del sobre que la contenga.

I.3.5. PRECIO DE LOS PLIEGOS: Será fijado en los avisos del llamado a licitación y su pago se efectuará conforme a las especificaciones es que se establezcan para cada obra.



I.3.6. CONOCIMIENTO DE ANTECEDENTES: Con anterioridad a formular su oferta, el proponente deberá estudiar e inspeccionar el terreno incluyendo el suelo y subsuelo, debiendo requerir las informaciones relacionadas con la ejecución de la obra y condiciones climáticas zonales referidas especialmente a lluvias, vientos, régimen de los cauces naturales y artificiales y todos los datos circunstanciales que puedan influir en los trabajos, así como relativos al costo y duración de estos.

I.3.7. GASTOS GENERALES: Todos los gastos relacionados con las obras que no tuvieren una previsión presupuestaria expresan, incluso los correspondientes a todos los trámites que se requieran para la aprobación de planos, inspecciones, obtención de permisos, certificados, etc. Se considerarán incluidos entre los gastos generales, y prorrateados entre los precios del presupuesto.

I.3.8. PLAN DE TRABAJO: La aprobación del plan por la Administración no libera al Contratista de su responsabilidad directa con respecto a la correcta terminación de la obra en plazo estipulado.

El contratista podrá en el transcurso de los trabajos, introducir modificaciones al plan con la conformidad de la Administración, pudiendo en tal caso reajustarse el plazo.

I.3.9. ACOPIOS: El contratista podrá acopiar y certificar materiales en obra durante su transcurso, ajustándose estrictamente al plan de acopio de materiales que deberá presentar juntamente con el plan de trabajos, cuando así se haya establecido.

I.4. De la adjudicación y contrato

I.4.1. Los pliegos de condiciones establecerán el término por el cual los proponentes deberán mantener sus ofertas. La Administración podrá solicitar a la totalidad de los oferentes y espera en el mantenimiento de sus ofertas.

I.4.2. La adjudicación se hará a la oferta más conveniente de aquella que se ajustaren a las bases y condiciones de la licitación. El menor precio no será factor exclusivamente determinante de la decisión. La circunstancia de no haberse presentado más de una oferta no impedirá la adjudicación si se la considera conveniente.

La Administración rechazará toda propuesta en la que se compruebe:

- a) Que un mismo representante técnico intervenga en dos o más propuestas.



- b) Que exista acuerdo entre dos o más proponentes o representantes técnicos para la misma obra.

I.4.3. Para ser adjudicada una obra la Administración deberá tener en cuenta el monto de la propuesta, las demás condiciones que puedan hacerlas más ventajosas y los antecedentes y capacidad de los proponentes a cuyo efecto deberá requerirse informes del Registro de Constructores de Obras Públicas.

I.4.4. El promedio de ejecución mensual de la obra licitada será el que resulte de dividir el presupuesto del oferente por el número de meses del plazo de ejecución establecido en el pliego.

I.4.5. El promedio de certificación a tener en cuenta como antecedente de la empresa será el que resulte de dividir el monto total certificado en la obra que se considere, por el número de meses, contados desde la fecha de su iniciación hasta la del mes del último certificado tenido en cuenta.

I.4.6. CERTIFICADO DE CAPACIDAD: Será requisito indispensable para la adjudicación de la Obra que el oferente cumpla como mínimo con los requisitos de capacidad para realizar la obra en particular.

Esta condición será certificada por el Registro de Constructores y Proveedores de Obras Públicas.

I.4.7. DURACIÓN DE LAS SOCIEDADES: Si el proponente es una sociedad, la duración de esta deberá alcanzar por lo menos, hasta el término del plazo de garantía y conservación de las obras.

I.4.8. ADJUDICACIÓN: Para la adjudicación de una oferta que no sea la de menor monto, la Administración deberá fundamentarlo.

I.4.9. EQUIPOS: Las Especificaciones Particulares podrán exigir la nómina de los equipos que se emplearán para llevar a cabo la obra, con indicación de marca, características, rendimiento, señalando cuáles son de su propiedad, dónde se encuentran y cuáles prevé disponer por alquiler o compra, presentando comprobante fehaciente de haber comprometido su alquiler o compra.



I.5. De la ejecución de obras

I.5.1. REPLANTEO DE OBRA: Inmediatamente aprobado el plan de trabajo, la Administración notificará a la fecha de iniciación del replanteo, con la anticipación que se establezca en las Especificaciones Particulares.

La Inspección efectuará el replanteo planialtimétrico de las obras y establecerá puntos fijos de amojonamiento y nivel, pero ello no eximirá al contratista de su responsabilidad en cuanto a la exactitud de esas operaciones efectuadas por la Inspección, no admitiéndose, sobre el particular, reclamo por cualquier error que provenga de ellas.

Al terminarse las operaciones de replanteo, ya sea parcial o total, se labrará acta de este en la que se hará constar:

- a) Lugar y fecha del acta.
- b) Denominación y ubicación de las obras a ejecutar.
- c) Todo otro antecedente que la Inspección crea oportuno: cantidades, cómputos, croquis, etc.
- d) Observaciones que el contratista estime necesario formular sobre las operaciones del replanteo.
- e) Firmas del inspector y del representante técnico del contratista si hubiere estado presente.

En el libro de Órdenes de Servicio se dejará constancia de la fecha del replanteo de las obras. Todos los gastos que origine el replanteo, tanto de personal como de materiales, útiles, etc., serán por exclusiva cuenta del contratista.

I.5.2. INICIACIÓN DE LOS TRABAJOS: Firmado el contrato, la Administración entregará la orden de iniciación de los trabajos en el plazo o en la oportunidad que se fije en las especificaciones particulares. El contratista deberá iniciar la obra dentro del término que al efecto se establezca.

I.5.3. PLAZO: El plazo para el cumplimiento del contrato se computará a partir de la fecha de iniciación de los trabajos o de la del acta de replanteo, según se determine en las Especificaciones Particulares.



I.5.4. ENTREGA DEL TERRENO: A solicitud del contratista, se entregará la tenencia precaria del terreno o lugar donde habrá de llevarse a cabo la obra, labrándose el acta correspondiente.

I.5.5. PRÓRROGAS: El contratista realizará y terminará totalmente los trabajos del contrato dentro del plazo estipulado en las especificaciones particulares correspondientes.

I.5.6. INTENSIFICACIÓN DE LOS TRABAJOS: Si una vez iniciadas las obras, el contratista no la siguiere con la claridad necesaria conforme al plan de trabajos aprobado, la Administración podrá ordenarle su intensificación hasta lograr la normalización de los trabajos dentro de las previsiones establecidas en el plan respectivo.

I.5.6. FUNCIONES DE LA INSPECCIÓN: La Administración supervisará todos los trabajos, ejerciendo la vigilancia por intermedio del personal permanente o eventual que se designe a tal efecto y que constituirá la inspección de las obras.

I.5.7. ATRIBUCIONES DE LA INSPECCIÓN: La inspección tendrá en cualquier momento, libre acceso a los obradores, depósitos y oficinas del contratista en la obra, a los efectos de supervisar los trabajos efectuados y en ejecución, los materiales, maquinarias y demás equipos afectados al desarrollo de la obra.

I.5.8. TRABAJOS RECHAZADOS: La inspección rechazará todos los trabajos en cuya ejecución no hayan empleado los materiales especificados y aprobados, o cuya mano de obra sea defectuosa o que no tenga forma ni dimensiones o cantidades determinadas en las especificaciones y en los planos del proyecto.

I.5.9. ELEMENTOS PARA LA INSPECCIÓN: El contratista deberá suministrar por su cuenta el local o locales con su mobiliario para instalar las oficinas de la inspección de acuerdo con las estipulaciones que se designe en las especificaciones particulares.

I.5.10. LIBROS: Los libros que deberán obligatoriamente llevarse por obra, provistos por el contratista serán:

1. Libro de actas y Ordenes de Servicios:

- a. Sólo será usado por la Inspección y el personal debidamente habilitado para ello, en cuyo caso se dejará constancia previa en el mismo.
- b. Deberá permanecer en obra, en la oficina destinada a la Inspección.



- c. En las órdenes de servicio se consignará el término dentro del cual debe ser cumplida.
2. Libro de pedidos y reclamaciones del contratista: Este libro será llevado por el contratista y en él extenderá sus pedidos, cualquiera fuera su naturaleza, quedando el original en su poder, el duplicado se entregará a la inspección.
3. Libro de mediciones: Este libro será llevado por la Inspección y se detallarán en él todas las mediciones que se practiquen en la obra, tanto los trabajos que queden a la vista, como los que deban quedar ocultos, a medida que se vayan ejecutando.
4. Libro diario: En el mismo se harán constar diariamente los siguientes datos:
 - a. Identificación de la obra.
 - b. Día y fecha.
 - c. Estado del tiempo.
 - d. Movimiento de equipo de trabajo.
 - e. Lugares y sitios donde se trabaja.
 - f. Clase de trabajo que se ejecuta.
 - g. Entrada de material.
 - h. Cualquier otro acontecimiento que se considere de interés.
5. Libro de movimiento de materiales: Este libro será llevado por la Inspección y se consignará en él con todo detalle, el movimiento total de materiales que hubiere en la obra. Este detalle comprenderá:
 - a. Identificación de la obra.
 - b. Fecha de entrada y salida de cualquier material de la obra.
 - c. Tipo de material.
 - d. Cantidad de material.

I.5.11. RESPONSABILIDAD DEL CONTRATISTA: El representante técnico tendrá la responsabilidad técnica de los trabajos de acuerdo con la importancia de estos y representará al contratista solamente ante la Inspección. Deberá hallarse permanentemente en la obra si así lo exigieran las Especificaciones Particulares.

Toda modificación de obra, análisis de precios y en general toda presentación de carácter técnico, deberá ser estudiada por la Inspección y firmada por el representante técnico del contratista.



I.5.12. OBRADOR: El contratista tendrá en la obra los cobertizos, depósitos y demás construcciones provisionales que se requieran para la realización de los trabajos. Estos locales se dispondrán de manera que no molesten la marcha de las obras.

I.5.13. DAÑOS A PERSONAS Y PROPIEDADES: El contratista tomará, todas las disposiciones y precauciones necesarias para evitar daños a la obra que ejecute, a personas que dependan de él, a terceros y a las propiedades del Estado o de terceros.

I.5.14. ABASTECIMIENTO DE MATERIALES: El contratista tendrá siempre en obra la cantidad de materiales que se necesitan para la buena marcha de los trabajos. No podrá utilizarlos en otras obras sin autorización de la Inspección.

I.5.15. PROTECCIÓN, SEÑALAMIENTO, SERVICIOS: Es obligación del contratista indicar con señales reglamentarias y por la noche con luces y medios idóneos todo obstáculo en la zona de la obra donde exista peligro.

I.5.16. LIMPIEZA DE OBRA: El contratista, durante la ejecución de las obras deberá mantener limpio y despejado de residuos el sitio de los trabajos. Igual exigencia se tendrá al término de éstos. En las Especificaciones Particulares se determinará los requisitos de esta índole con relación a la naturaleza de las obras y penalidades aplicables al contratista en caso de infracción.

I.6. De la medición, certificación y pago

I.6.1. Los Pliegos de bases y Condiciones determinarán la forma como debe ser medida y certificada la obra y/o provisión.

I.6.2. La Administración efectuará dentro de los primeros quince días corridos de cada mes, la medición de los trabajos ejecutados en el anterior, debiendo ser citado el representante técnico del contratista por Orden de Servicio.

I.6.3. NORMAS DE MEDICIÓN: Para la medición, liquidación de trabajos, ampliaciones de obra, etc., Regirán las normas establecidas en la documentación convenido, en los casos no previstos en dichas normas.

I.6.4. CERTIFICACIÓN DE LOS MATERIALES DE ACOPIO: Todos los materiales incluidos en los certificados de acopio son de propiedad de la Administración, constituyéndose al contratista en depositario de estos, con todas las obligaciones y responsabilidades que fijan



para el caso los Códigos Civil y Comercial de la Nación y Penal, quedando bajo su responsabilidad todo cuando concierne a su cuidado y buena conservación.

I.7. De la recepción y conservación

I.7.1. Las obras podrán recibirse parcial o totalmente, provisional o definitivamente, conforme a lo establecido en el contrato.

I.7.2. Trascurrido el plazo fijado por la Administración si el contratista no diera cumplimiento a las observaciones formuladas, se procederá a recibir la obra de oficio.

I.7.3. La recepción definitiva se realizará al finalizar el plazo de garantía fijado en el Pliego, el que regirá a partir de la fecha del acta de recepción provisional.

I.7.4. En el caso que resultare un saldo negativo, el contratista está obligado a abonar el importe respectivo dentro del mismo plazo establecido.

I.7.5. CONSERVACIÓN: Durante el lapso de garantía, el contratista será responsable de la conservación y reparación de las obras, salvo los desperfectos resultantes del uso indebido de las mismas. Con la recepción Provisional de la obra se devolverá la garantía de contrato, y con la recepción definitiva.

I.8. Reconocimiento de las variaciones de costos

I.8.1. Los precios contratados serán invariables pero la Administración tomará a su cargo o beneficio las variaciones de precios que se produzcan, respecto de los siguientes elementos:

1. Mano de Obra y Cargas Sociales.
2. Materiales de uso y consumo.
3. Transporte.
4. Energía, combustibles y lubricantes.
5. Amortización de equipos.
6. Reparaciones y repuestos.
7. Gastos financieros.
8. Gastos indirectos de obra.
9. Gastos generales.



CAPITULO II – Pliego de condiciones Particulares

II.1. Definiciones

Adjudicación: Es el acto mediante el cual el Comitente acepta la oferta menor, poniendo fin al procedimiento licitatorio, mediante la comunicación al adjudicatario.

Adjudicatario: Es el Oferente a quien el Comitente le ha adjudicado el Contrato para la Construcción de las instalaciones.

Obra: CONSTRUCCIÓN DE UNA LINEA DE MEDIA TENSIÓN EN 33 KV y UNA SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA, consistente en la ingeniería básica y de detalle, la provisión total de elementos y materiales, transporte, construcción de obras civiles y montaje, ensayos y todo aquello que resulte necesario, según requerimientos técnicos que constan en estos Documentos.

Comitente: DPEC (Dirección Provincial de Energía de Corrientes)

Contratista: Adjudicatario que, habiendo cumplido satisfactoriamente todos los requisitos del Pliego, ha firmado el Contrato con la Comitente.

Inspección o Inspector: Es el funcionario designado por el Comitente para controlar el desarrollo del Contrato hasta la completa ejecución de este, para las etapas de Diseño, Provisión, Construcción, Transporte, Montaje, Ensayos y Puesta en de la obra.

Oferta: Es la declaración del Oferente, contenida en los Sobres que comprenden la presentación de Antecedentes para la calificación y presentación de la Oferta Económica.

Emplazamiento: El lugar de ubicación de la Obra, determinados por el Comitente para fines relacionados con el Contrato.

Certificación: Acción que realiza el Comitente mediante la cual valoriza la obra ejecutada por el Contratista, y verifica los montos facturados por el Contratista.

II.2. Alcance

La presente licitación tiene como objeto contratar la ejecución de la obra de referencia con su respectivo proyecto ejecutivo, ingeniería de detalle, provisión de materiales, ensayos y puesta en servicio de esta. Los detalles de los trabajos a realizar se encuentran en la descripción de la memoria descriptiva.



II.3. Forma de cotizar

Los precios cotizados deberán expresarse en Pesos Argentinos (\$ ARG). De ser necesario se redeterminarán precios durante el desarrollo del contrato.

II.4. Documentación de la propuesta - requisitos formales

La presentación de la propuesta se hará en la fecha indicada, debiendo efectuarse en sobre o caja cerrada, la cual contendrá dos sobres en su interior.

SOBRE N° 1: contendrá la siguiente Documentación:

- a) El Índice General de la Propuesta.
- b) El comprobante de haber sido invitado a participar.
- c) Los instrumentos que acreditan la conformación de la empresa.
- d) Toda la documentación presentada firmado y sellado en todas sus hojas por los Representantes Técnico.
- e) Documentación técnica:
 1. Memoria técnica descriptiva.
 2. Anteproyecto de la obra propuesta, de acuerdo con las condiciones establecidas en el presente pliego.
 3. Planillas de datos garantizados de los materiales ofrecidos.
 4. Folletos, catálogos y/o manuales.
 5. Protocolos de Ensayos de Tipo de los Elementos Ofrecidos.
 6. Cómputo de materiales de la Oferta.
- f) Plan de trabajos básicos a realizar confeccionado de acuerdo con el plazo establecido para la ejecución de la obra.
- g) Lista del personal que actuará en la obra y de los equipos y herramientas que se ocuparán.

SOBRE N° 2: En este sobre se incluirá la documentación referente a los aspectos económicos de la oferta:

- a) La planilla de la propuesta debidamente firmada.
- b) Análisis de precios de los ítems de la Oferta con una planilla de precios unitarios de cada uno de los ítems que la componen.
- c) Cómputo de materiales de la Oferta.



- d) Diagrama del plan de trabajos básicos a realizar confeccionados de acuerdo con el plazo establecido para la ejecución de la obra.

Toda la documentación deberá presentarse debidamente foliada, firmada y sellada por el Proponente y su Representante Técnico.

II.5. Capacidad económica de los oferentes

Para determinar que el Proponente cuya oferta ha sido considerada la más conveniente tiene la capacidad TÉCNICA, ECONÓMICA Y EJECUTIVA para cumplir con el contrato, se deberán presentar Balances de los últimos dos ejercicios anuales, certificados por Consejo Profesional de Ciencias Económicas.

II.6. Criterios de evaluación

En la siguiente tabla se observan los criterios de evaluación:

Criterio	Incidencia		
	Parcia	Total	
EXPERIENCIA			
a.	Experiencia en diseño, construcción y puesta en servicio de obras similares.	20%	35%
b.	Obras realizadas para DPEC en los últimos 5 años	15%	
FORMACION Y NIVEL PROFESIONAL			
c.	Formación y nivel profesional del personal participante en los cuadros principales.	15%	15%
SOLVENCIA ECONOMICA Y FINANCIERA			
d.	Capacidad económica para cumplir con el contrato.	20%	20%
OFERTA TECNICA			
e.	Metodología, Memoria Desc., Datos garantizados, Computo de Materiales, etc.	10%	30%
f.	Plan de Trabajos	10%	
g.	Anteproyecto ofertado	10%	
TOTAL		100%	100%



Tabla N° 2.II.6.1: Criterios de evaluación

Fuente: DPEC

II.7. Adjudicación de la obra

Verificados todos los pasos de la Apertura y Evaluación de las Ofertas, se procederá a la adjudicación de la obra con notificación al Proponente favorecido.

II.8. Plazos

Plan de Trabajos: Dentro de los 5 (cinco) días contados a partir de la firma del contrato, el contratista presentará el Plan de Trabajos definitivo, para ser sometido a la consideración de la DPEC.

El plan de trabajos Indicará las tareas relevantes del proyecto o hitos de este y condicionantes que pudiesen existir en cada una de ellas.

Replanteo e Iniciación de Obras: Dentro de los 10 (diez) días corridos una vez aprobado el plan de trabajo definitivo. Desde este punto se considera el inicio de obra, debiendo respetar los plazos establecidos.

Iniciación de los Trabajos: La obra deberá iniciarse dentro del plazo de 5 (cinco) días contados a partir de la fecha del Primer Replanteo.

Plazo de ejecución total de los trabajos: el plazo de ejecución para la presente obra se fija en trescientos sesenta y cinco (365) días corridos a contar desde la fecha del Primer Replanteo.

El período de ejecución se dará por terminado en la fecha del Acta de Recepción Provisoria total.

II.9. Modificación del plazo de Obra

El plazo establecido para la finalización de los trabajos podrá ser ampliado siguiendo los procedimientos establecidos en la reglamentación correspondiente, únicamente en los casos en que fundadas causas de fuerza mayor, impidieran el desarrollo de los trabajos.

Se considerarán casos de fuerza mayor: suspensión de los trabajos por huelgas no imputables al contratista, demoras en la entrega de los permisos de paso, fenómenos atmosféricos extraordinarios (vientos, lluvias, etc.), dificultades en la obtención de los materiales o mano de obra.



II.10. Plan de Trabajos

El contratista deberá presentar el Plan de Trabajos definitivo para la obra en forma de diagrama de barras (Gantt), debiendo usar barras separadas para cada ítem, consignando en % (por ciento) lo previsto realizar en cada período mensual.

Actividades previstas y cronograma detallado en un diagrama de barras indicando el camino crítico. En este sentido deberá elaborar un cronograma en el cual se detallen cada una de las tareas, duración y asignación de recursos.

II.11. Proyecto ejecutivo

El Contratista deberá tener aprobado por la empresa prestadora de servicio eléctrico, el PROYECTO EJECUTIVO de la obra, detallando las características técnicas de los materiales propuestos, su montaje, y toda la información necesaria para alcanzar el nivel de un completo proyecto para ejecución.

El proyecto será puesto a consideración del sector correspondiente en la DPEC, donde se analizará la documentación.

En caso de resultar observado o rechazado el proyecto, el Contratista deberá realizar las correcciones indicadas y presentar nuevamente las partes modificadas para su aprobación.

II.12. Representante técnico del contratista

El Contratista deberá contar en obra, con un profesional matriculado en el Consejo Profesional de la Ingeniería, de la Provincia de Corrientes que ostente algunos de los siguientes títulos: Ingeniero Electricista, Ingeniero Mecánico Electricista, Ingeniero Electromecánico, Ingeniero Electricista Electrónico, en calidad de Representante Técnico.

El Contratista, o en su caso el Representante deberá residir en la Obra o en las proximidades de esta durante su ejecución, debiendo estar presente en obra en forma permanente, ya que es responsable de su dirección.

En su ausencia quedará siempre en la obra un técnico capacitado para reemplazarlo en las funciones que le competen, de forma que no se resienta la marcha de la obra.

El Representante deberá actuar en las mediciones mensuales y finales y firmar el acta de mediciones correspondientes. Toda modificación de obra, deberá ser firmada por el Representante además del Contratista.



II.13. Inspección de Obra

El Comitente designará un Inspector para que lo represente ante el Contratista y tendrá las funciones de dirección, supervisión y coordinación de todos los trabajos necesarios para la ejecución de la Obra a fin de asegurar el estricto cumplimiento de los Documentos Contractuales.

El Inspector conocerá todo cuanto se relacione con la ejecución de la Obra y decidirá cualquier cuestión que surja con el Contratista sobre la calidad y aceptabilidad de los materiales usados o por usarse en la misma, con el trabajo ejecutado y la forma de llevarlo a cabo, con las fechas en que deben terminarse cada una de las distintas partes.

El Contratista no podrá oponerse por ningún motivo a que el Inspector ejerza, el derecho que tiene de comprobar el trabajo ejecutado y de verificar si los equipos y materiales empleados cumplen los requisitos estipulados.

II.14. Comunicación entre las partes

Todas las comunicaciones de cualquier naturaleza entre el Comitente y el Contratista, para que tengan validez deberán cursarse por escrito, en idioma castellano y usando el Sistema Métrico Legal Argentino.

La comunicación del Comitente al Contratista será por Órdenes de Servicio, y viceversa, por mediante Pedido de Empresa.

Los libros que deberán llevarse obligatoriamente y que deberán ser provistos por el Contratista son:

- a) Libro de ACTAS.
- b) Libro de ORDENES DE SERVICIO.
- c) Libro de PEDIDOS DE EMPRESA.
- d) Libro de ACTAS PARA SERVICIO DE SEGURIDAD E HIGIENE.

II.15. Inspección y ensayo de materiales

- a) Todos los materiales a emplearse en las obras serán sometidos al control y aprobación de la inspección. Todos aquellos que por su naturaleza, requieran ensayos que deban efectuarse fuera de las obras, serán realizados en presencia del personal de Inspección.



- b) Los ensayos que se efectuarán serán los indicados en las Especificaciones Técnicas y su costo estará a cargo del Contratista.
- c) Los laboratorios donde se realicen los ensayos podrán ser oficiales o privados situados en el país o en el exterior.

La aprobación de dichos protocolos autorizará al Contratista a instalar los elementos objeto del ensayo.

II.16. Ensayo de la obra

Previo al pedido de Recepción Provisoria el Contratista deberá realizar en presencia de la Inspección, todos los ensayos planificados y otros que la inspección solicite.

1. La prueba de tensión consistirá en poner en tensión todas las Instalaciones construidas, efectuando el correspondiente ensayo ante el Ente prestatario del servicio con el objeto de someter a prueba, al voltaje que corresponda, a toda la obra.
2. El Comitente además se reserva el derecho de realizar las pruebas o ensayos que considere conveniente a su exclusiva cuenta y cargo.
3. Si como resultado de ello o de la simple utilización el material y/o elemento resultase deficiente, será rechazado y ordenada su reposición y/o acondicionamiento.

II.17. Planos conforme a obra e inventario

El Contratista presentará antes del acto de Recepción Provisoria total de la Obra, los juegos completos de planos, confeccionados en papel blanco en formato A3, A4 u otro a convenir con la Inspección de Obra. También deberá entregar los planos y tipos constructivos conforme a obra en AUTOCAD.

Planos y sus copias serán presentados debidamente firmados por la Empresa Contratista. Estos planos serán revisados y luego de aprobados se podrá otorgar la recepción provisoria.

II.18. Recepción de obra

Con la finalización de los trabajos, de las pruebas y puesta en servicio de la totalidad de las instalaciones, se procederá a la recepción provisoria de la obra, labrándose el Acta correspondiente.

La recepción definitiva de la obra se realizará recién después de haber transcurrido el plazo de Garantía fijado en los 365 días corridos desde la firma del Acta de recepción provisoria, y



siempre que las instalaciones cumplan los requisitos establecidos para el normal cumplimiento del objetivo de las obras.

II.19. Higiene y Seguridad en Obra

La contratista deberá cumplir fielmente lo establecido en la legislación vigente referente a Higiene y Seguridad en el Trabajo (Ley N° 19587 “Seguridad e Higiene en el Trabajo”, Ley N° 24557 “Riesgos del Trabajo”, Dec. N° 911/96 “Higiene y Seguridad para la Industria de la Construcción, Reglamentaciones complementarias según las características de la obra), Ordenanzas Municipales, Disposiciones de Entidades tales como Vialidad Provincial, Vialidad Nacional y otras, que hagan a la seguridad del personal de la empresa como de terceros.

Por lo tanto, el contratista deberá contar con:

- a) Contar con el Servicio de Higiene y Seguridad en el Trabajo.
- b) Tener asegurado al personal contra riesgos del trabajo en una Aseguradora de Riesgos del Trabajo (A.R.T.).

II.20. Pago de salarios

El Contratista abonará a los obreros los salarios oficiales vigentes, de acuerdo al convenio de la rama laboral de la Construcción que corresponda, debiendo entenderse que los mismos se liquidarán por jornada legal de trabajo.

II.21. Limpieza de Obra

El Contratista deberá mantener la obra durante su ejecución y luego de terminada la misma, hasta la recepción definitiva, libre de residuos, en condiciones de limpieza y nivelación razonables (tapado de pozos) en toda la superficie afectada por la Obra.

II.22. Señalización

Es obligación del Contratista señalar las zonas de tránsito vehicular y/o peatonal, donde exista peligro ocasionado por él mismo.

Se utilizarán letreros y banderas reglamentarias, y por la noche luces de peligro para las inscripciones y obstáculos; en las excavaciones se protegerá adecuadamente a personas o animales.



II.23. Carteles de Obra

En la Obra, y en los lugares que indique la Inspección, el Contratista deberá colocar carteles de obra, según los modelos indicados, Cuando resulte necesario, se cumplimentará toda disposición sobre Cartelería de señalización que exijan otras reparticiones como Vialidad Nacional, Vialidad Provincial, etc.



5. PRESUPUESTO

UTN Facultad Regional Reconquista						
PROYECTO: LINEA DE MEDIA TENSION EN 33 kV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA 33/13,2 KV 5 MVA					FECHA:	2/2/2022
PRESUPUESTO						
ITEM	DESCRIPCION	UNID.	CANT.	PRECIO U.	INCIDENCIA	PRECIO TOTAL ITEM
1	LINEA DE MEDIA TENSION EN 33 KV					
1.1	Provisión y montaje de conductores					
1.1.1	Cond. Subt. Unip. 95 mm2 c/pantalla 35 mm2	m	440	\$ 525,42	4,47%	\$ 231.185,09
1.1.2	Hilo de guardia OPGW SM 14,4 24 FO	m	7000	\$ 41,55	5,62%	\$ 290.842,10
1.1.3	Conductor Al/Al 95 mm2 (tres fases)	m	21000	\$ 53,90	21,88%	\$ 1.131.900,00
1.2	Provisión y montaje de aisladores					
1.2.1	Aislador Orgánico de silicona a rótula 33kV	unidad	39	\$ 451,00	0,34%	\$ 17.588,91
1.2.2	Aislador tipo Line Post 33kV	unidad	171	\$ 388,62	1,28%	\$ 66.454,82
1.3	Provisión y montaje Morsetería una terna					
1.3.1	Conjunto suspensión	Conj.	171	\$ 465,26	1,54%	\$ 79.558,63
1.3.2	Cadena de retención	Conj.	78	\$ 1.009,79	1,52%	\$ 78.763,37
1.3.3	Accesorios Suspensión cable de guardia OPGW	Conj.	57	\$ 1.041,06	1,15%	\$ 59.340,37
1.3.4	Accesorios de retención cable de guardia OPGW	Conj.	13	\$ 1.241,27	0,31%	\$ 16.136,48
1.3.5	Manguito empalme cable Al/Al 95 mm2	unidad	12	\$ 761,05	0,18%	\$ 9.132,64
1.3.6	Caja de empalme para fibra optica	Conj.	1	\$ 939,70	0,02%	\$ 939,70
1.3.7	Conjunto acometida subteraneo 33kV	Conj.	6	\$ 9.390,66	1,09%	\$ 56.343,95
1.4	Provisión y montaje de elementos de protección y maniobra					
1.4.1	Seccionador a cuchilla unipolar 33kV - 400A	unidad	6	\$ 1.769,08	0,21%	\$ 10.614,47
1.4.2	Descargador de tensión de 30 kV - 10kA con desligador	unidad	6	\$ 1.719,02	0,20%	\$ 10.314,12
1.5	Provisión y armado conjunto de puesta a tierra					
1.5.1	Conjunto de puesta a tierra para estructuras de H°A°	Conj.	83	\$ 1.055,95	1,69%	\$ 87.644,01
1.5.2	Conjunto de puesta a tierra para alambrados	Conj.	15	\$ 146,96	0,04%	\$ 2.204,44
1.6	Provisión y ejecución de hormigón para bases					
1.6.1	Bases de hormigón simple	m3	230,00	\$ 1.359,30	6,04%	\$ 312.638,23
1.7	Provisión y montaje de postaciones para LMT - H°A°					
1.7.1	Soporte suspensión H°A° 14,5/R1800	Conj.	57	\$ 4.391,25	4,84%	\$ 250.301,06
1.7.3	Soporte retención terminal H°A° 2x15,5/R2700	Conj.	2	\$ 22.437,69	0,87%	\$ 44.875,37
1.7.4	Soporte retención angular 10° H°A° 2x15,5/R2700	Conj.	9	\$ 22.437,69	3,90%	\$ 201.939,17
1.7.5	Soporte retención angular 90° H°A° 2x15,5/R2700	Conj.	2	\$ 23.574,66	0,91%	\$ 47.149,32
2	SUBESTACION TRANSFORMADORA 33/13,2 kV - 5 MVA					
2.1	Postación					
2.1.1	Pedestal con columna de H°A° para TI	Conj.	2	\$ 5.861,68	0,23%	\$ 11.723,36
2.1.2	Pedestal con columna de H°A° para seccionador	Conj.	8	\$ 9.811,27	1,52%	\$ 78.490,14
2.1.3	Estructura para conformación de barra de 33 kV y base de horm	Conj.	2	\$ 19.020,96	0,74%	\$ 38.041,91



2.1.4	Estructura para conformación de barra de 13,2 kV y base de ho	Conj.	2	\$	19.020,96	0,74%	\$	38.041,91
2.2	Aisladores							
2.2.1	Aislador polimerico de retención de 13,2 kV y accesorios	Conj.	6	\$	2.069,60	0,24%	\$	12.417,61
2.2.2	Aislador polimerico de retención de 33 kV y accesorios	Conj.	6	\$	2.074,57	0,24%	\$	12.447,42
2.3	Puesta a tierra							
2.3.1	Puesta a tierra de cerco perimetral	Conj.	1	\$	2.793,39	0,05%	\$	2.793,39
2.3.2	Conjunto de PAT para descargadores	Conj.	9	\$	3.876,12	0,67%	\$	34.885,10
2.3.3	Conjunto de PAT p/SET (Malla y conexiones de elementos ext	Glb.	1	\$	46.801,29	0,90%	\$	46.801,29
2.4	Conductores							
2.4.1	Conductor de Al/Al 95mm2 para antena de 33kV	m	45	\$	39,11	0,03%	\$	1.759,90
2.4.2	Conductor de Al/Al 95mm2 para antena de 13,2kV	m	45	\$	39,11	0,03%	\$	1.759,90
2.4.3	Cable subterráneo unipolar 1x95mm2 de Cu - XLPE - 33 kV - C	m	120	\$	587,95	1,36%	\$	70.554,32
2.4.4	Cable subterráneo unipolar 1x70mm2 de Cu - XLPE - 13,2 kV -	m	120	\$	583,34	1,35%	\$	70.000,59
2.5	Accesorios para redes subterráneas							
2.5.1	Conj. Term.Termocontraible ext. p/cable aisl XLPE 95 mm2 -	Conj.	1	\$	504,66	0,01%	\$	504,66
2.5.2	Conj. Term.Termocontraible ext. p/cable aisl XLPE 70 mm2 -	Conj.	2	\$	289,98	0,01%	\$	579,96
2.6	Elementos de protección y maniobra							
2.6.1	Seccionador fusible unipolar 33kV-100A	Conj.	6	\$	4.521,60	0,52%	\$	27.129,59
2.6.2	Seccionador tripolar a cuchillas 33kV comando manual indep. c	Conj.	1	\$	11.736,25	0,23%	\$	11.736,25
2.6.3	Seccionador tripolar a cuernos 33kV polos paralelos comando n	Conj.	2	\$	10.544,10	0,41%	\$	21.088,20
2.6.4	Seccionador tripolar a cuernos 13,2kV - Polos paralelos comand	Conj.	3	\$	10.142,56	0,59%	\$	30.427,67
2.6.5	Seccionador fusible unipolar 13,2kV-100A	Conj.	3	\$	4.483,37	0,26%	\$	13.450,10
2.6.6	Seccionador tripolar a cuchillas 13,2kV - Polos paralelos comar	Conj.	2	\$	11.217,74	0,43%	\$	22.435,48
2.6.7	Descargador 12kV - 10kA con desligador	pieza	12	\$	1.092,36	0,25%	\$	13.108,36
2.6.8	Descargador 30kV - 10kA con desligador	pieza	9	\$	1.140,92	0,20%	\$	10.268,26
2.6.9	Interruptor 33kV - 630 A - 12,5 kA - Intemperie	Conj.	2	\$	19.017,65	0,74%	\$	38.035,29
2.6.10	Interruptor 13,2kV - 630A -12,5kA - Intemperie	Conj.	3	\$	15.260,32	0,88%	\$	45.780,96
2.6.11	Transformador de medición corriente 33kV - 200 - 400/5-5 A	pieza	3	\$	5.016,46	0,29%	\$	15.049,38
2.6.12	Transformador de medición corriente 33kV - 100 - 200/5-5 A	pieza	3	\$	5.016,46	0,29%	\$	15.049,38
2.6.13	Transformador de medición corriente 13,2kV - 200 - 400/5-5 A	pieza	6	\$	4.501,46	0,52%	\$	27.008,76
2.6.14	Transformador de medición corriente 13,2kV - 250 - 500/5-5 A	pieza	3	\$	4.501,46	0,26%	\$	13.504,38
2.6.15	Transformador de corriente toroidal 200/5 A para proteccion d	Conj.	1	\$	4.990,57	0,10%	\$	4.990,57
2.6.16	Transformador de corriente toroidal 200/5 A para proteccion d	Conj.	1	\$	4.990,57	0,10%	\$	4.990,57
2.6.17	Gabinete de protección 33 kV	equipo	1	\$	14.927,18	0,29%	\$	14.927,18
2.6.18	Gabinete de protección 13,2 kV	equipo	1	\$	14.927,18	0,29%	\$	14.927,18
2.6.19	Gabinete de protección Trafo	equipo	1	\$	13.059,11	0,25%	\$	13.059,11
2.6.21	Transformador de tensión 33/√3:0,11/√3-0,11/√3 KV	pieza	3	\$	5.170,96	0,30%	\$	15.512,88
2.6.22	Transformador de tensión 13,2/√3:0,11/√3-0,11/√3 KV	pieza	3	\$	4.655,96	0,27%	\$	13.967,88
2.6.23	Banco de batería y cargador para alimentar servicios auxiliares	Conj.	1	\$	40.811,43	0,79%	\$	40.811,43
2.7	Transformadores							
2.7.1	Transformador de potencia 5 MVA 33/13,2 kV	Conj.	1	\$	153.579,44	2,97%	\$	153.579,44



2.7.2	Transformador trifasico SSAA - 33/0,4-0,231 kV - 25kVA	Conj.	1	\$ 19.182,72	0,37%	\$ 19.182,72
2.8	S.E.T					
2.8.1	Cerco perimetral con portón	Glb.	1	\$ 48.395,26	0,94%	\$ 48.395,26
2.8.2	Base de apoyo de transformador y Fustes de columnas	Glb.	1	\$ 9.213,42	0,18%	\$ 9.213,42
2.8.3	Accesorios de conexión	Glb.	1	\$ 46.445,34	0,90%	\$ 46.445,34
2.8.4	Caja de comando de playa	Glb.	1	\$ 2.922,99	0,06%	\$ 2.922,99
2.8.5	Iluminación de la playa con Alumbrado publico LED 150W	Glb.	1	\$ 16.552,47	0,32%	\$ 16.552,47
2.8.6	Edificio - Sala de comando	Glb.	1	\$ 768.146,24	14,85%	\$ 768.146,24
2.8.7	Tablero SACA	equipo	1	\$ 5.761,27	0,11%	\$ 5.761,27
2.8.8	Tabero SACC	equipo	1	\$ 5.332,74	0,10%	\$ 5.332,74
2.8.9	Gabinete de comunicaciones	equipo	1	\$ 6.497,04	0,13%	\$ 6.497,04
2.9	Varios					
2.9.1	Ensayos en fabrica y obra - puesta en servicio	Glb.	1	\$ 91.445,71	1,77%	\$ 91.445,71
2.9.2	Desmonte y limpieza general de la obra	Glb.	1	\$ 25.614,44	0,50%	\$ 25.614,44
2.9.3	Nivelación, alteo, acarreo de suelos seleccionados	Glb.	1	\$ 97.351,51	1,88%	\$ 97.351,51
2.9.4	Alcantarilla de acceso, recubrimiento superficial con piedra part	Glb.	1	\$ 20.709,26	0,40%	\$ 20.709,26
2.9.5	Proyecto ejecutivo	Glb.	1	\$ 2.800,00	0,05%	\$ 2.800,00

SUB TOTAL COSTO - COSTO (1)		\$ 5.173.876,38
GASTOS GENERALES E INDIRECTOS S(1)	10%	\$ 517.387,64
SUB TOTAL (2)		\$ 5.691.264,02
IMPUESTOS S(2)	21%	\$ 1.195.165,44
PRECIO TOTAL (IVA INCLUIDO)		\$ 5.691.264,02

Tabla N° 5.1: Presupuesto de obra

Fuente: Elaboración propia

Para la confección del presupuesto de materiales y mano de obra se dividió el presupuesto en dos grandes Ítems:

1. Línea de media tensión en 33 kV
2. Subestación transformadora 33/13,2 kV – 5 MVA

Dentro de cada uno de ellos se enumeran los ítems correspondientes a la línea de media tensión y a la estación transformadora, que a su vez se analizaron individualmente discriminando los materiales y mano de obra según la unidad del ítem.

Sobre el total de la suma de todos los ítems se considera un 10% de gastos generales y costos indirectos que surgen en el transcurso de la ejecución de obra.

El presupuesto en su totalidad se cotiza en dólares americanos.



6. ANEXOS



ANEXO I: Calculo eléctrico

1.1. Calculo de Potencia instalada

1.1.1. Relevamiento de transformadores

Trafo N°	Potencia [kVA]	Trafo N°	Potencia [kVA]
1	315	17	5
2	315	18	5
3	250	19	5
4	100	20	5
5	100	21	100
6	315	22	100
7	250	23	250
8	100	24	5
9	250	25	10
10	100	26	10
11	5	27	5
12	10	28	100
13	5	29	250
14	315	30	250
15	315	31	250
16	5	32	250

Tabla N° AI - 1.1.1.1: Relevamiento de potencia de transformadores

Fuente: Elaboración Propia

1.1.2. Calculo de centro de cargas

Trafo N°	Potencia [kVA]	X [m]	Y [m]
1	315	1223,83	275,45
2	315	1223,83	1005,51
3	250	1223,83	1551,22
4	100	1223,83	2214,39
5	100	1136,14	2582,52
6	315	1471,98	936,5
7	250	1315,34	668,92
8	100	966,92	668,13
9	250	1596,4	320,6
10	100	858,97	320,6
11	5	788,29	614,07



12	10	788,29	985,42
13	5	788,29	1309
14	315	917,7	1747,68
15	315	909,2	2314,4
16	5	915,57	2800,34
17	5	815,98	3156,5
18	5	1129,87	3063,02
19	5	1129,87	3267,56
20	5	1129,87	3524,81
21	100	1129,87	3615,93
22	100	826,98	3819,28
23	250	1223,83	-124,62
24	5	788,3	-360,7
25	10	788,23	-275,3
26	10	1125,33	-275,3
27	5	451,28	320,59
28	100	1489,92	2809,04
29	250	411,6	-111,6
30	250	493,63	-224,55
31	250	0	0
32	250	76,09	255,7

	[kVA.m]	[m]
Coordenada X	4225308,2	971,34
Coordenada Y	4257785,75	978,80

Tabla N° AI - 1.1.2.1: Centro de cargas

Fuente: Elaboración Propia

1.1.3. Selección económica de conductor de energía

Descripcion	Simbolo	Valor	Unidad
Tension nominal	Un	33	[kV]
Potencia	Sn	10	[MVA]
Corriente	I	174,95	[A]

Tabla N° AI - 1.1.3.1: Datos para cálculo de sección económica

Fuente: Elaboración propia

Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio U.	Total
Costo conductor 95/15 mm ²	1	[m]	\$ 3,30	\$ 3,30
Mano de Obra	0,022	[Hs]	\$ 50,00	\$ 1,10



Gruas	0,022	[Hs]	\$ 2.000,00	\$ 44,00
Herramientas menores	0,022	[Hs]	\$ 250,00	\$ 5,50
Total (\$/m)			\$ 53,90	

Tabla N° AI - 1.1.3.2: Costo instalación de conductor

Fuente: Elaboración propia

Descripcion	Simbolo	Valor	Unidad
Resistividad del aluminio	ρ	0,026	[$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$]
Tiempo equivalente	T	2500	[hs]
Tasa	i	0,1	-
Factor amortizacion (a)	a	0,12	-
años proyeccion	n	20	[años]
Precio instalacion	Po	0,00057	[USD/mm ³]
Precio energia	Ce	0,02714	[USD/kWh]
Seccion economica	S	284,66	[mm²]

Tabla N° AI - 1.1.3.3: Sección económica de conductor

Fuente: Elaboración propia

TABLA III — COEFICIENTES DE CAPITALIZACION

$$A = (1 + i)^n$$

Tasa de interés anual (%)	n (años)						
	4	5	10	15	20	25	30
0	1	1	1	1	1	1	1
4	1,17	1,22	1,48	1,80	2,19	2,67	3,24
5	1,22	1,28	1,63	2,08	2,65	3,39	4,32
6	1,26	1,34	1,79	2,40	3,21	4,29	5,74
7	1,31	1,40	1,97	2,76	3,87	5,25	7,01
8	1,36	1,47	2,10	3,17	4,66	6,85	10,06
10	1,46	1,61	2,59	4,18	6,73	10,83	17,43

Tabla N° AI - 1.1.3.4: Coeficiente A

Fuente: Transmisión de energía eléctrica – Ing. Santos



Tasa de interés r (%)	n (años)													
	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
	Coeficientes de capitalización B													
	B_{10}	B_{17}	B_{18}	B_{19}	B_{20}	B_{21}	B_{22}	B_{23}	B_{24}	B_{25}	B_{26}	B_{27}	B_{28}	B_{29}
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
4	1,78	1,85	1,92	2,00	2,08	2,16	2,25	2,34	2,43	2,53	2,63	2,74	2,85	2,96
5	2,05	2,15	2,26	2,37	2,49	2,61	2,75	2,88	3,03	3,18	3,34	3,50	3,65	3,81
6	2,43	2,58	2,73	2,89	3,06	3,24	3,44	3,64	3,86	4,10	4,34	4,60	4,88	5,17
7	2,76	2,95	3,16	3,38	3,62	3,87	4,14	4,43	4,74	5,08	5,43	5,81	6,22	6,65
8	3,18	3,43	3,70	4,00	4,32	4,67	5,04	5,44	5,88	6,35	6,85	7,40	7,99	8,61
10	4,17	4,50	5,05	5,56	6,10	6,71	7,38	8,12	8,93	9,82	10,81	11,89	13,08	14,33
Fórmula aplicada	$(1+i)^{10}$	$(1+i)^{10}$	$(1+i)^{17}$	$(1+i)^{18}$	$(1+i)^{19}$	$(1+i)^{20}$	$(1+i)^{21}$	$(1+i)^{22}$	$(1+i)^{23}$	$(1+i)^{24}$	$(1+i)^{25}$	$(1+i)^{26}$	$(1+i)^{27}$	$(1+i)^{28}$

Tabla N° AI - 1.1.3.5: Coeficiente B

Fuente: Transmisión de energía eléctrica – Ing. Santos

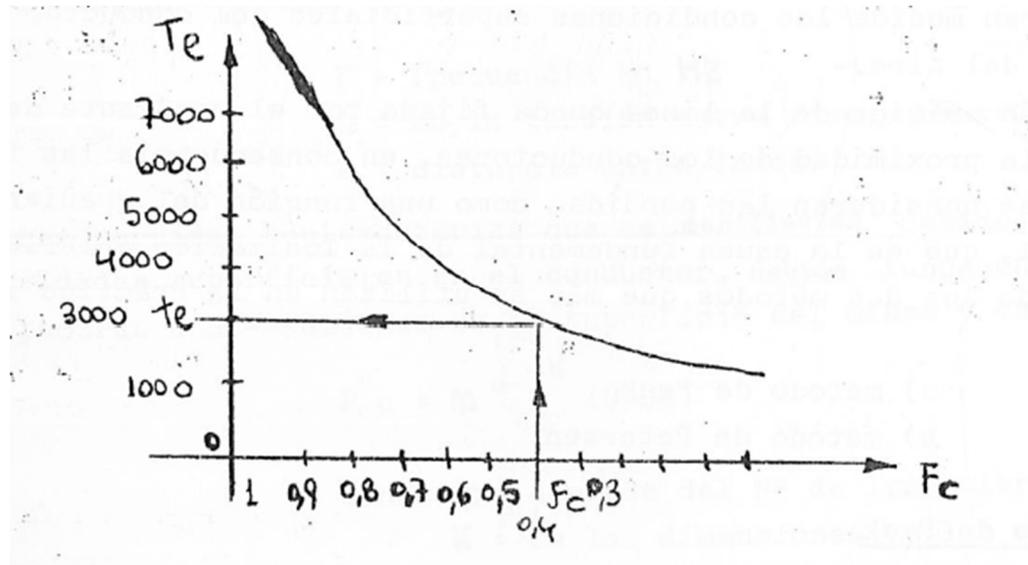


Grafico N° AI - 1.1.3.1: Coeficiente B

Fuente: Transmisión de energía eléctrica – Ing. Santos

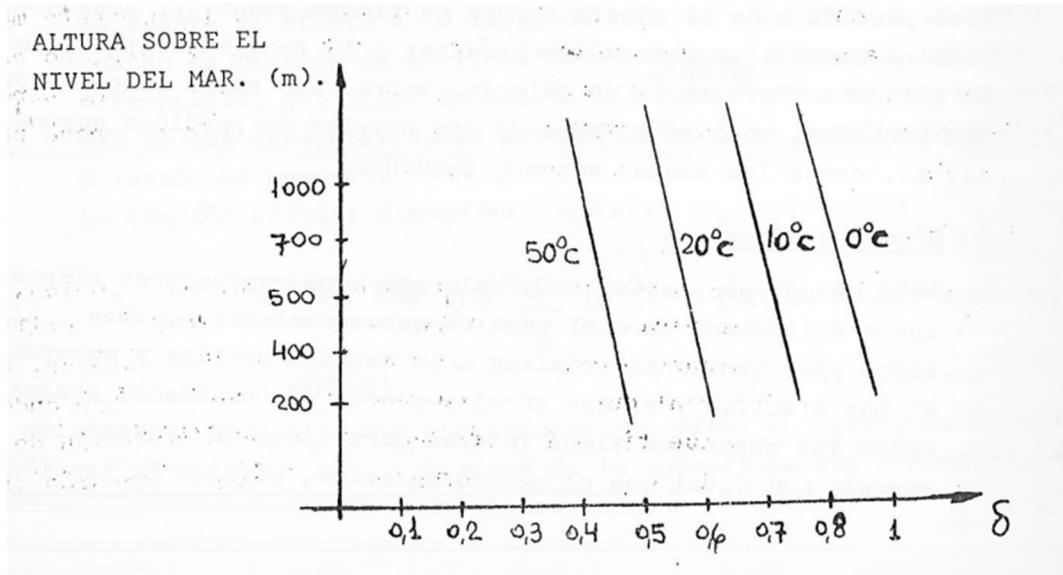


Grafico N° AI - 1.1.3.2: Densidad relativa del aire

Fuente: Transmisión de energía eléctrica – Ing. Santos

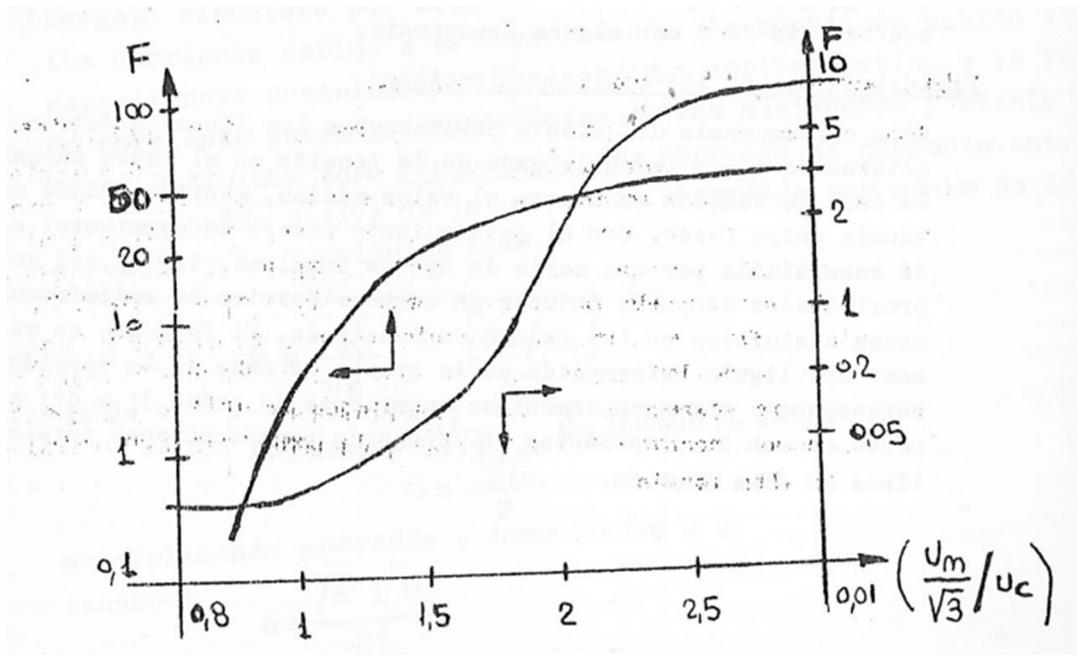


Grafico N° AI - 1.1.3.3: Función de Petersen

Fuente: Transmisión de energía eléctrica – Ing. Santos



1.4. Calculo de malla PAT de la SET

a. Datos del terreno

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Ancho del terreno	a	30	[m]
Largo del terreno	b	36	[m]
Resistividad del suelo	ρ	20	[Ω .m]
Resistividad superficial	ρ_s	2500	[Ω .m]
Espesor de capa superficial	hs	0,1	[m]

Tabla N° AI – 1.4.1: Datos del terreno

Fuente: Elaboración propia

b. Datos de la red

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Tiempo de despeje de falla	ts	0,5	[seg.]
Potencia de falla	Sc	200	[MVA]
Corriente de cortocircuito	Ics	1515,15	[A]
Tensión de servicio	Un	33	[kV]
Frecuencia	f	50	[Hz]

Tabla N° AI – 1.4.2: Datos de la red

Fuente: Elaboración propia

Geometría de la red PAT

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Distancia entre conductores	D	3	[m]
Profundidad de empotramiento	hc	0,8	[m]
Cantidad de cond. a lo largo	N _L	11	-
Cantidad de cond. a lo ancho	N _A	13	-
Largo total de conductor	Lc	798	[m]

Tabla N° AI – 1.4.3: Geometría de la red PAT

Fuente: Elaboración propia



Cálculo de malla

Sección del conductor de tierra

Para la selección del conductor de tierra se tuvo en cuenta la corriente de falla y el tiempo de duración de la misma. El conductor seleccionado para el diseño de la malla PAT será de 70 (setenta) mm² de sección de cobre con una conformación de 19 (diecinueve) hebras.

Cálculo de resistencia a tierra de la SET

La expresión más sencilla para el cálculo de la resistencia de la malla con un alto nivel de precisión está dada por la fórmula de Sverak:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L_c} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1+hc\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad \text{Ec. AI-1.4.1}$$

Donde:

ρ : resistividad del suelo.

L_c : Longitud total de conductor horizontal enterrado

A : área total abarcada por la malla de tierra.

hc : profundidad de entierro de la malla

Valores límites de diseño

Empíricamente se ha determinado que la máxima corriente que puede soportar el ser humano está vinculada con el tiempo de exposición al choque eléctrico y el peso de la persona.

Por lo tanto, la máxima corriente que puede circular por el cuerpo humano es la siguiente:

$$I_b = \frac{k}{\sqrt{ts}} \quad \text{Ec. AI-1.4.2}$$

Siendo:

$k = 0,116$ para una persona de 50kg de peso (lo más usual a los efectos del cálculo).

$k = 0,157$ para una persona de 70kg de peso.



Cálculo de tensiones de paso y de contacto

Hipótesis de cálculo para tensiones admisibles de paso y de contacto:

1. Se supone el pie como un disco conductor sobre un suelo homogéneo de resistividad ρ .
2. A efectos de un cálculo conservador, la resistencia del terreno entre el pie y la malla de tierra se considera despreciable.

Por lo tanto, la tensión de paso y la tensión de contacto admisible se calculan con las siguientes ecuaciones:

$$E_{paso70} = Ib(Rb + 6 Cs \rho s) \quad Ec. AI-1.4.3$$

$$E_{toque70} = Ib(Rb + 1,5 Cs \rho s) \quad Ec. AI-1.4.4$$

Siendo Cs un factor de reducción de la capacidad normal:

$$Cs = 1 - \frac{0,09\left(1 - \frac{\rho}{\rho s}\right)}{2hs + 0,09} \quad Ec. AI-1.4.5$$

Tensión de Malla (Em)

Se obtienen a partir de un factor geométrico "Km", y un factor correctivo "Ki", la resistividad del suelo "ρ", y la corriente promedio por unidad de longitud efectiva del conductor del sistema de aterrizaje (Ig/Lm).

$$Em = \frac{\rho Km Ki Ig}{Lm} \quad Ec. AI-1.4.6$$

El factor geométrico "Km" se determina de la siguiente manera:

$$Km = \frac{1}{2\pi} \left[Ln \left(\frac{D^2}{16 c d} + \frac{(D+2 hc)^2}{8D d} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{Kii}{Kh} Ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \quad Ec. AI-1.4.7$$

Siendo:

D: máxima separación entre conductores horizontales de la malla (considerar los dos sentidos).

hc: profundidad de entierro de los conductores de la malla.

d: diámetro de los conductores de la malla.



Kii: su valor es:

- 1 (uno) en caso de que la malla tenga jabalinas a lo largo del perímetro, en las esquinas y en el interior de la misma.
- en caso de mallas con pocas jabalinas en el perímetro o sin jabalinas en las esquinas

$$\frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} \quad \text{Ec. AI-1.4.8}$$

Kh: se calcula como

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{h}{ho}} \quad \text{Ec. AI-1.4.9}$$

n: factor geométrico, calculado como $n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$ siendo:

$$n_a = \frac{2Lc}{Lp} \quad n_b = \sqrt{\frac{Lp}{4\sqrt{A}}}$$

Lp: perímetro de la malla.

donde "nc" y "nd" son iguales a 1 (uno) para mallas cuadradas o rectangulares.

Cálculo de factor correctivo "Ki":

$$Ki = 0,644 + 0,148n \quad \text{Ec. AI-1.4.10}$$

Cálculo de Lm:

Para mallas sin jabalinas, o con pocas jabalinas, pero no localizadas en el perímetro o en las esquinas:

$$Lm = Lc + Lr \quad \text{Ec. AI-1.4.11}$$

Con "Lc", calculado según las secciones anteriores y "Lr" siendo la sumatoria de las longitudes de todas las jabalinas de la malla.

Si existen jabalinas a lo largo del perímetro de la malla y/o en las esquinas:



$$Lm = Lc + \left[1,55 + 1,22 \left(\frac{Lr}{\sqrt{Lx^2 + Ly^2}} \right) \right] Lr \quad Ec. AI - 1.4.12$$

Tensión de paso (Es)

$$ES = \frac{\rho Ks Ki Ig}{Ls} \quad Ec. AI - 1.4.13$$

Los parámetros a calcular son los siguientes:

$$Ks = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right] Ec. AI - 1.4.14$$

$$Ls = 0,75 Lc + 0,85 Lr \quad Ec. AI - 1.4.15$$

Elevación del potencial de Tierra (GPR)

El valor del aumento de potencial a tierra depende de los valores de corriente máxima de malla "Ig" y de la resistencia a tierra "Rg".

$$GPR = Ig Rg \quad Ec. AI - 1.4.16$$

Si el valor de GPR es menor que el valor de tensión de contacto admisible, el diseño es aceptable desde el punto de vista de la seguridad de personas.

RESUMEN		
Resistencia de la malla PAT (Rg):	0,284	[Ω]
Tensión de paso admisible:	2527,18	[V]
Tensión de contacto admisible:	798,32	[V]
Voltaje de malla (Em):	54,94	[V]
Voltaje de paso de malla (Es):	46,58	[V]
Elevación de potencial de tierra (GPR):	430,10	[V]

Tabla N° AI - 1.4.4: Resumen de valores de malla PAT

Fuente: Elaboración propia



VERIFICACION

Elev. Potencial de tierra < tensión de contacto adm.	VERIFICA
Voltaje de malla < Tensión de contacto adm.	VERIFICA
Voltaje de paso de malla < Voltaje de paso adm.	VERIFICA

Tabla N° AI – 1.4.5: Verificación de valores de malla PAT

Fuente: Elaboración propia

1.5. Selección de TIs

A continuación, se presenta un resumen con los transformadores de medición de corriente seleccionados:

RESUMEN SELECCIÓN TI						
Tensión [kV]	Ubicación	Corriente Nom. [A]	Corriente CC [kA]	Relación	Clase	Pot. [VA]
33	Protección Cuba	87,48	3,09	100/1	10P10	15
13,2	Protección Cuba	218,69	2,43	300/1	10P10	15
33	Alimentadores	174,8	3,09	200/5	0,5	30
13,2	Distribuidores	145,8	2,43	200/5	0,5	30
33	Campo Trafo	87,48	3,09	100/5	0,5	30
13,2	Campo Trafo	218,69	2,43	250/5	0,5	30

Tabla N° AI – 1.5.1: Resumen de selección TIs

Fuente: Elaboración propia

1.6. Selección de TV

Los transformadores de medición de tensión se colocarán en las antenas tanto de 33 como 13,2 [kV]. A continuación, se detallan características de los equipos de medición:



RESUMEN SELECCIÓN TV							
Nivel Tensión [kV]	Ubicación	Tipo	Relación	Clase	Pot. [VA]	Marca propuesta	Modelo propuesto
33	Antena 33 [kV]	Doble núcleo	$33/\sqrt{3} / 0,11/\sqrt{3} - 0,11/\sqrt{3}$ [kV]	0,5	100	Arteche	URN-36
13,2	Antena 13,2 [kV]	Doble núcleo	$13,2/\sqrt{3} / 0,11/\sqrt{3} - 0,11/\sqrt{3}$ [kV]	0,5	100	Arteche	URN-17

Tabla N° AI – 1.6.1: Resumen de selección TVs

Fuente: Elaboración propia

En la sección de catálogos se observan las especificaciones técnicas del equipo.

1.7. Protección atmosférica de SET

Descripcion	Simbolo	Valor	Unidad
Altura de la columna	h	12,00	[m]
Valor de altura maxima de equipo de SET	y1	3,64	[m]
Distancia del poste al equipo mas alto	x1	6,00	[m]
Radio 1	R1	24,00	[m]
Radio 2	R2	14,42	[m]

Tabla N° AI – 1.7.1: Calculo de blindaje p/SET

Fuente: Elaboración propia

Mediante la ecuación N° 3.5.10.3 se verifica que el equipo más alejado de la columna que soporta el hilo de guardia quede dentro de la carpa de protección.

$$2(12[m]) - \sqrt{24[m]^2 - [\sqrt{3}(12[m]) - (6[m])]^2} = 5,09 [m]$$

Se verifica que:

$$5,09 > y1$$



Por lo tanto, el equipo queda dentro de la carpa de protección. Se observa con mayor detalle en el plano N°19 el esquema de protección.

1.8. Descargadores de sobretensión

In 10 KA Modelo	Tensión Nominal Ur kVef.	Tensión Operación Permanente Uc kVef.	Tensiones residuales máximas frente a impulsos de corriente:					Tensiones resistidas envoltura aislante	
			Maniobra	Atmosféricos			1/10 us		
				30/60 us 500 Ac. kVc	8/20 us			5.0 kAc kVc	
			2.5 kAc kVc		5.0 kAc kVc	10 kAc kVc	50 Hz Bajo lluvia kVef		Impulso En seco kVc
DZ 10/3	3	2.55	7.95	9.80	10.6	12.0	12.2	30	55
DZ 10/6	6	5.10	15.8	19.4	21.1	23.8	24.3	50	90
DZ 10/9	9	7.65	23.8	29.2	31.7	35.8	36.5	50	90
DZ 10/10	10	8.50	26.4	32.4	35.2	39.8	40.5	65	120
DZ 10/12	12	10.2	31.7	38.9	42.3	47.8	48.6	65	120
DZ 10/15	15	12.7	39.7	48.7	52.9	59.8	60.8	65	120
DZ 10/18	18	15.3	47.6	58.4	63.5	71.8	73.0	80	145
DZ 10/21	21	17.8	55.5	68.1	74.0	83.6	85.1	80	145
DZ 10/24	24	20.4	63.5	77.8	84.6	95.6	97.3	90	170
DZ 10/27	27	22.9	71.4	87.6	95.2	107	109	90	170
DZ 10/30	30	25.5	79.5	97.5	106	120	122	100	190
DZ 10/36	36	30.6	95.3	117	127	144	146	100	190

Tabla N° AI – 1.8.1: Descargadores de sobretensión 10 kA

Fuente: Manual DOSEN



ANEXO II: Calculo mecánico

2.1. Calculo mecánico de conductores

2.1.1. Estado Básico de conductores de fase

Vano de cálculo:		90	[m]				
Estados		Numerador	Denominador	Vano Critico	Relac. γ/σ		E. Basico
					i	j	
1	2	8,00415	0	INFINITO	0,000251335	0,000251	2
1	3	5,8212	-3,98827E-05	IMAGINARIO	0,000251335	0,000433	3
1	4	13,7659	-0,00016746	IMAGINARIO	0,000251335	0,000765	4
2	3	-2,18295	-3,98827E-05	233,9535967	0,000251335	0,000433	2
2	4	5,76175	-0,00016746	IMAGINARIO	0,000251335	0,000765	4
3	4	7,9447	-0,000127577	IMAGINARIO	0,000432988	0,000765	4

Tabla N° AII - 2.1.1.1: Determinación de estado básico de conductor de energía

Fuente: Elaboración propia

El estado básico del conductor de energía es el número 4.

Estados		Numerador	Denominador	Vano Critico	Relac. γ/σ		E. Basico
					i	j	
1	2	11,70125	0	INFINITO	0,000350101	0,00035	2
1	3	8,51	-9,00947E-05	IMAGINARIO	0,000350101	0,000489	3
1	4	15,7825	-0,000780681	IMAGINARIO	0,000350101	0,001066	4
2	3	-3,19125	-9,00947E-05	188,2048887	0,000350101	0,000489	2
2	4	4,08125	-0,000780681	IMAGINARIO	0,000350101	0,001066	4
3	4	7,2725	-0,000690586	IMAGINARIO	0,000489337	0,001066	4

Tabla N° AII - 2.1.1.2: Determinación de estado básico de conductor de protección

Fuente: Elaboración propia

El estado básico del conductor de protección es el número 4.

2.1.2. Tensiones máximas y cargas específicas por estado conductor de fase

Conductor de fase					
Estado	Temperatura [°C]	Vel. Viento [m/s]	σ_{max} [Kg/mm ²]	γ [Kg/m.mm ²]	γ/σ
1	50	0	14	0,003518687	0,000251
2	-5	0	14	0,003518687	0,000251



3	10	27,78	14	0,006061836	0,000433
4	20	0	4,6	0,003518687	0,000765

Tabla N° AII – 2.1.2.1: Tensiones máximas y cargas específicas por estado conductor de fase
 Fuente: Elaboración propia

2.1.3. Ecuaciones de cambio de estado de conductor de energía

Estado	Temperatura	γ [Kg/m.mm2]	A	B	σ_{max} [Kg/mm2]	Tiro [Kg]	Flecha [m]
1	50	0,003518687	-1,2865	32,1755	2,80	307,65	1,27
2	-5	0,003518687	6,7177	32,1755	7,59	832,69	0,47
3	10	0,006061836	4,5347	95,4933	6,68	732,44	0,92
4	20	0,003518687	3,0794	32,1755	4,60	504,62	0,77

Tabla N° AII – 2.1.3.1: Cambio de estado cond. de energía
 Fuente: Elaboración propia

2.1.4. Tensiones máximas y cargas específicas por estado de conductor de guardia

Conductor hilo de guardia OPGW					
Estado	Temperatura [°C]	Vel. Viento [m/s]	σ_{max} [Kg/mm2]	γ [Kg/m.mm2]	γ/σ
1	50	0	4,34	0,00490142	0,001129
2	-5	0	11,75	0,00490142	0,000417
3	10	27,78	8,38	0,006850716	0,000817
4	20	0	7,12	0,00490142	0,000688

Tabla N°AII – 2.1.4.1: Tensiones máximas y cargas específicas conductor de protección
 Fuente: Elaboración propia

2.1.5. Ecuaciones de cambio de estado de conductor de protección

Estado	Temperatura	γ [Kg/m.mm2]	A	B	σ_{max} [Kg/mm2]	Tiro [Kg]	Flecha [m]
1	50	0,00490142	-1,0397	149,9994	4,99	519,57	0,99
2	-5	0,00490142	10,6616	149,9994	11,75	1406,27	0,42
3	10	0,006850716	7,4703	293,0336	10,26	1227,66	0,68
4	20	0,00490142	5,3428	149,9994	7,81	934,27	0,64

Tabla N° AII – 2.1.5.1: Cambio de estado conductor de protección
 Fuente: Elaboración propia



2.2. Diseño de cabezal

2.2.1. Suspensión simple SS

- a. Partiendo de la altura mínima del conductor al suelo y el valor de la flecha máxima se calcula la distancia del conductor inferior al suelo.

Distancias mínimas			
Flecha máxima	fmax	1,27	[m]
Distancia mínima al suelo	Hs	8	[m]
$H_{min} = 8[m] + f_{max}$	Hmin	9,27	[m]
Distancia entre conductores	dmc	1,29	[m]

Tabla N° AII - 2.2.1.1: Distancia minima del conductor inferior

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, conociendo la distancia mínima al nivel del suelo, se calcula la altura de los conductores medio y superior, respetando la distancia entre conductores de fase.

Altura de conductores de fase			
Altura del conductor inferior de energía	H3	9,27	[m]
Altura del conductor medio de energía	H2	10,56	[m]
Altura del conductor superior de energía	H1	11,85	[m]

Tabla N° AII - 2.2.1.2: Altura de conductores de energía

Fuente: Elaboración propia

- b. Distancia vertical entre conductor superior y conductor de protección

Mediante la fórmula N° 3.4.3.4.1 se calcula la altura del conductor superior, y la diferencia entre la altura de este y el conductor de superior de fase, definen la distancia entre ambos.

Altura de conductor de protección			
Altura de conductor de protección	Hcp	13,11	[m]
La distancia vertical cond. fase sup. y cond. prot.	Ly	1,25	[m]

Tabla N° AII - 2.2.1.3: Altura de conductor de protección

Fuente: Elaboración propia

Se adopta una columna de 14,5 metros. En la siguiente tabla se observan los datos:



Datos de la columna		
Longitud del poste	14,5	[m]
Diametro en la cima del poste	0,205	[m]
Diametro en la base del poste	0,4225	[m]
Conicidad del poste	0,015	[m/m]

Tabla N° AII - 2.2.1.4: Datos de la columna adoptada

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, la altura de los conductores quedaría de la siguiente manera:

Altura de conductores			
Altura del conductor de protección	Hcp	13,15	[m]
Altura mensula Cond. Prot.	hmcp	0,1	[m]
Altura superior del poste	Hc	13,05	[m]
Altura del conductor superior de energía	H1	11,80	[m]
Altura del conductor medio de energía	H2	10,51	[m]
Altura del conductor inferior de energía	H3	9,22	[m]
Empotramiento	Hemp	1,45	[m]

Tabla N° AII - 2.2.1.5: Altura de conductores

Fuente: Elaboración propia

En el Plano N°7 se observa con mayor detalle las dimensiones de la estructura.

La distancia horizontal entre el conductor y el eje de la columna se refleja en la siguiente tabla:

Datos de la mensula y aislador Line Post			
Diametro del poste a la altura de la mensula		0,245	[m]
Longitud soporte Aislador Line Post	Lm	0,260	[m]
Longitud Aislador Line Post	L _{lp}	0,256	[m]
Longitud Aislador Line Post a 15°	L _{lp15°}	0,250	[m]
Longitud minima (adoptada)	Lmens	0,510	[m]
Longitud horizontal de mensula+aisl.	Lx	0,633	[m]

Tabla N° AII - 2.2.1.6: Altura de conductores

Fuente: Elaboración propia



Con los valores de la distancia vertical y horizontal del primer conductor de energía al conductor de protección se verifica que el primero quede dentro de los límites de la carpa de protección de 30°.

Verificación			
Distancia horizontal	Lx	0,633	[m]
Distancia vertical	Ly	1,25	[m]
Angulo	α	26,77	[°]

Tabla N° AII - 2.2.1.7: Verificación de ángulo de protección

Fuente: Elaboración propia

2.2.2. Retención angular RA90

a. Dimensiones de cruceta para RA90

Datos del cabezal de la estructura		
Longitud estimada del puente de conexión	2,20	[m]
Flecha del puente de conexión	0,50	[m]
Peso del puente de conexión	2,55	[Kg]
Longitud de cadena de Aisladores	0,78	[m]
Diámetro de aisladores	0,10	[m]
Factor de superposición de conductores	1,30	-
Número de morcetos conexión	2,00	-
Peso de cada morceto	0,30	[Kg]
Angulo de desvío	90,00	[°]

Tabla N° AII - 2.2.2.1: Datos para cálculo del cabezal

Fuente: Elaboración propia

Inclinación de cadena de aisladores:

$$\beta = 0,75 \times \text{ArcTg} \left(\frac{Fv_{pc}}{P_{pc}} \right) \quad \text{Ec. II - 2.2.2.1}$$

Fuerza del viento sobre Puente de conexión:

$$Fv_{pc} = K \times \frac{v^2}{16} \times d \times l_{pc} \times Ks \quad \text{Ec. II - 2.2.2.2}$$

Siendo:



- 0,75: factor que tiene en cuenta la rigidez del cable
- F_{vpc} : fuerza del viento sobre el puente de conexión
- P_{pc} : peso del puente de conexión
- d : diámetro del conductor del puente
- l_{pc} : longitud del puente de conexión
- K_s : factor de superposición del conductor

Angulo de inclinación de puente de conexión			
Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Fuerza del viento en puente conex. (Vmax)	$F_{vpc}(V_{max})$	2,06	[Kg]
Angulo inclinación del puente (Vmax)	$\beta(V_{max})$	42,62	[°]

Tabla N° AII - 2.2.2.2: Fuerza del viento máximo sobre puente de conexión

Fuente: Elaboración propia

Longitud mínima de la ménsula

La longitud mínima de la ménsula interior al quiebre será:

$$Lm_{int} = f_{pc} \operatorname{sen}\beta + \frac{U_n}{150} + \frac{D_p}{2} - L_c \operatorname{sen}\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad \text{Ec. II.2.2.2.3}$$

La longitud mínima de la ménsula exterior al quiebre será:

$$Lm_{ext} = f_{pc} \operatorname{sen}\beta + \frac{U_n}{150} + \frac{D_p}{2} + L_c \operatorname{sen}\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad \text{Ec. II.2.2.2.4}$$

Donde:

- D_p : Diámetro del poste a la altura de la mensula inferior

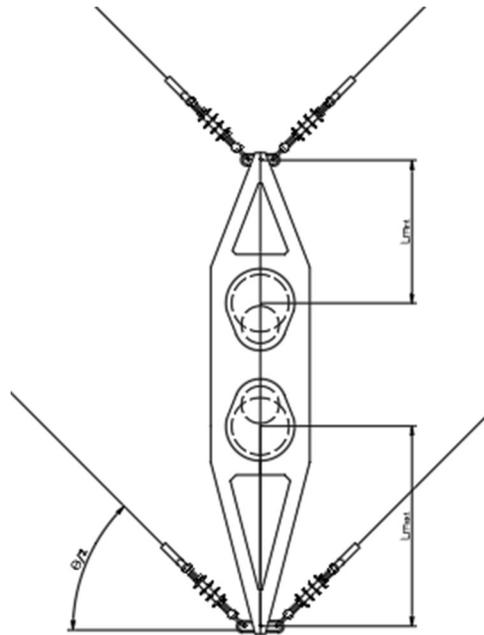


Figura N° AII - 2.2.2.1: Esquema de cruceta RA90

Fuente: Elaboración propia

Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Longitud mínima de la mensula Int.	$L_{m_{int}}$	0,20	[m]
Longitud mínima de la mensula Ext.	$L_{m_{ext}}$	1,31	[m]
Longitud de la mensula (adoptada)	$L_{m_{int}}$	1,00	[m]
Longitud de la mensula (adoptada)	$L_{m_{ext}}$	1,40	[m]

Tabla N° AII - 2.2.2.3: Longitud de ménsulas interior y exterior RA90

Fuente: Elaboración propia

La distancia mínima entre el conductor de fase y el conductor de protección, teniendo en cuenta el ángulo del quiebre en este punto se calcula como sigue:

$$h_{cp} = \frac{L_m \times \cos\left(\frac{\theta}{2}\right)}{\tan \alpha} \quad \text{Ec. II.2.2.2.5}$$

Siendo:

- L_m : Longitud de la ménsula exterior del conductor de fase.



- Θ : Angulo de desvío de la linea.

Distancia entre cable de protección y cable de fase			
Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Longitud de la ménsula externa	$L_{m_{ext}}$	1,40	[m]
Angulo de protección	α	30,00	[°]
Distancia vertical con. Fase - Protección	hcp	1,71	[m]
Distancia adoptada	hcp	1,75	[m]

Tabla N° AII - 2.2.2.4: Distancia del cable de protección y cond. de fase superior

Fuente: Elaboración propia

Verificación de ángulo de protección

Se debe verificar que:

$$\alpha = \text{ArcTg} \left(\frac{L_m \times \cos\left(\frac{\theta}{2}\right)}{hc} \right) < 30^\circ \quad \text{Ec. II.2.2.2.6}$$

Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Longitud de la ménsula de cond. Fase	L_m	1,40	[m]
Altura de cable protección – cruceta superior	hcp	1,75	[m]
Angulo	α	29,50	[°]

Tabla N° AII - 2.2.2.5: Verificación de ángulo de protección

Fuente: Elaboración propia

b. Partiendo de la altura mínima del conductor al suelo (Tabla N° AII - 2.2.1.1), se calcula la altura de la cruceta inferior, y respetando la distancia entre conductores se determina la altura de los demás conductores de fase.

Distancias mínimas			
Flecha maxima	fmax	1,27	[m]
Distancia minima al suelo	Hs	8	[m]
$H_{min} = 8[m] + f_{max}$	Hmin	9,27	[m]
Distancia entre conductores	dmc	1,29	[m]
Altura del conductor inferior de energia	H3	9,27	[m]
Altura del conductor medio de energia	H2	10,56	[m]



Altura del conductor superior de energía	H1	11,85	[m]
Altura al cable de protección	Hcp	13,60	[m]

Tabla N° AII - 2.2.2.6: Distancias mínimas de crucetas

Fuente: Elaboración propia

El poste adoptado tiene las siguientes características:

Datos del poste adoptado		
Longitud del poste	15,5	[m]
Diametro en la cima del poste	0,31	[m]
Diametro en la base del poste	0,54	[m]

Tabla N° AII - 2.2.2.7: Dimensiones de la columna adoptada

Fuente: Elaboración propia

En la siguiente tabla se refleja la altura de las crucetas y los vínculos correspondientes a la estructura:

Altura de conductores			
Altura mensula Cond. Prot.	Hcp	13,95	[m]
Cruceta conductor superior de energía	H1	12,20	[m]
Cruceta conductor medio de energía	H2	10,91	[m]
Cruceta conductor inferior de energía	H3	9,62	[m]
Altura de vínculo superior	Hv1	6,62	[m]
Altura de vínculo inferior	Hv2	3,62	[m]
Empotramiento	Hemp	1,55	[m]

Tabla N° AII - 2.2.2.8: Altura de crucetas y vínculos

Fuente: Elaboración propia

En el plano N° 5 se observan con más detalle las distancias calculadas anteriormente.



2.2.3. Retención angular RA10

a. Se calcula las dimensiones de la cruceta de la estructura. Se tienen los siguientes datos:

Datos del cabezal de la estructura		
Longitud estimada del puente de conexión	2,20	[m]
Flecha del puente de conexión	0,50	[m]
Peso del puente de conexión	2,55	[Kg]
Longitud de cadena de Aisladores	0,78	[m]
Diametro de aisladores	0,10	[m]
Factor de superposición de conductores	1,30	-
Número de morcetos conexión	2,00	-
Peso de cada morceto	0,30	[Kg]
Angulo de desvío	10,00	[°]

Tabla N° AII - 2.2.3.1: Datos de estructura RA10

Fuente: Elaboración propia

Con las ecuaciones II - 2.2.2.1 y II - 2.2.2.2 se calcula el ángulo y fuerza del viento sobre puente de conexión:

Angulo de inclinación de puente de conexión			
Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Fuerza del viento en puente conex. (Vmax)	Fvpc(Vmax)	3,49	[Kg]
Angulo inclinación del puente (Vmax)	$\beta(Vmax)$	51,64	[°]

Tabla N° AII - 2.2.3.2: Fuerza del viento máximo sobre puente de conexión

Fuente: Elaboración propia

Mediante las formulas II.2.2.2.3 y II.2.2.2.4 se calcula las dimensiones de la ménsula interior y exterior.

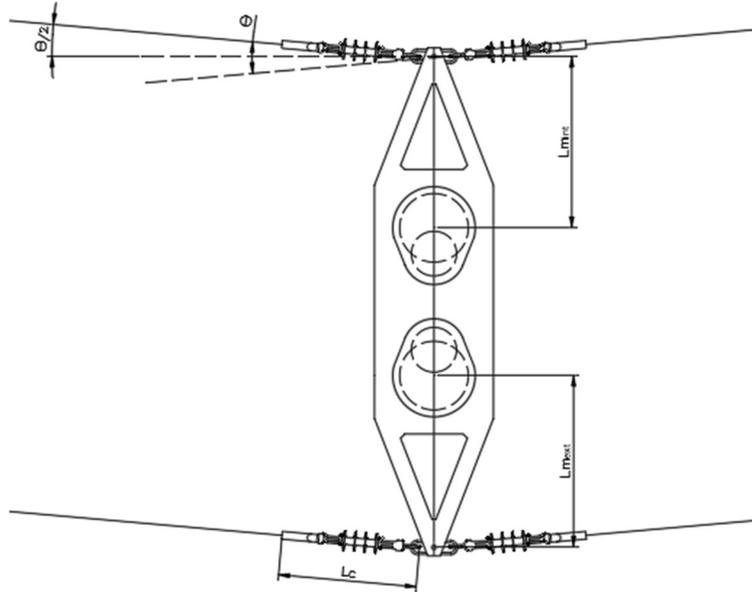


Figura N° AII - 2.2.3.1: Esquema de cruceta RA10

Fuente: Elaboración propia

Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Longitud mínima de la ménsula Int.	$L_{m_{int}}$	0,74	[m]
Longitud mínima de la ménsula Ext.	$L_{m_{ext}}$	0,88	[m]
Longitud de la ménsula (adoptada)	$L_{m_{int}}$	1,00	[m]
Longitud de la ménsula (adoptada)	$L_{m_{ext}}$	1,00	[m]

Tabla N° AII - 2.2.3.3: Longitud de ménsulas interiores y exteriores

Fuente: Elaboración propia

Con la ecuación II.2.2.2.5 se calcula la altura del conductor de energía superior al conductor de protección y luego se verifica el ángulo de protección mediante la fórmula II.2.2.2.6.

Distancia entre cable de protección y cable de fase			
Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Longitud de la mensula externa	$L_{m_{ext}}$	1,00	[m]
Angulo de protección	α	30,00	[°]
Distancia vertical con. Fase - Protección	hcp	1,725	[m]
Distancia adoptada	hcp	1,75	[m]



Tabla N° AII - 2.2.3.4: Distancia del conductor de energía superior al conductor de protección

Fuente: Elaboración propia

Verificación de ángulo de protección

Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Longitud de la ménsula de cond. Fase	Lm	1,00	[m]
Altura de cable protección – cruceta superior	hcp	1,75	[m]
Angulo	α	29,65	[°]

Tabla N° AII - 2.2.3.5: Verificación de ángulo de protección

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, se verifica que la distancia adoptada deja al conductor dentro del ángulo de protección.

b. Se calcula la altura de las crucetas partiendo de la altura mínima de la flecha máxima del conductor al nivel del suelo.

Distancias mínimas			
Flecha maxima	fmax	1,27	[m]
Distancia minima al suelo	Hs	8	[m]
$H_{min} = 8[m] + f_{max}$	Hmin	9,27	[m]
Distancia entre conductores	dmc	1,29	[m]
Altura del conductor inferior de energia	H3	9,27	[m]
Altura del conductor medio de energia	H2	10,56	[m]
Altura del conductor superior de energia	H1	11,85	[m]
Altura al cable de protección	Hcp	13,60	[m]

Tabla N° AII - 2.2.3.6: Distancias mínimas entre crucetas

Fuente: Elaboración propia

Con estos valores se procede a seleccionar la columna, la cual tendrá las siguientes dimensiones:

Datos del poste adoptado		
Longitud del poste	15,5	[m]
Diametro en la cima del poste	0,205	[m]
Diametro en la base del poste	0,4225	[m]
Conicidad del poste	0,014032	[m/m]



Tabla N° AII - 2.2.3.7: Datos de la columna seleccionada

Fuente: Elaboración propia

Se calcula de esta manera las distancias reales de las crucetas y vínculos:

Altura de conductores			
Altura mensula Cond. Prot.	Hcp	13,95	[m]
Cruceta conductor superior de energia	H1	12,20	[m]
Cruceta conductor medio de energia	H2	10,91	[m]
Cruceta conductor inferior de energia	H3	9,62	[m]
Altura de vinculo superior	Hv1	6,62	[m]
Altura de vinculo inferior	Hv2	3,62	[m]
Empotramiento	Hemp	1,55	[m]

Tabla N° AII - 2.2.3.8: Altura de crucetas y vínculos

Fuente: Elaboración propia

En el plano N° 6 se observan con más detalle las distancias calculadas anteriormente.

2.2.4. Retención terminal RT

Los datos para el cálculo del cabezal son los siguientes:

Datos del cabezal de la estructura		
Longitud estimada del puente de conexión	2,20	[m]
Flecha del puente de conexión	0,50	[m]
Peso del puente de conexión	2,55	[Kg]
Longitud de cadena de Aisladores	0,78	[m]
Diametro de aisladores	0,10	[m]
Factor de superposición de conductores	1,30	-
Número de morcetos conexión	2,00	-

Tabla N° AII - 2.2.4.1: Datos del cabezal de la estructura

Fuente: Elaboración propia

Con las ecuaciones II - 2.2.2.1 y II - 2.2.2.2 se calcula el ángulo y fuerza del viento sobre puente de conexión:



Angulo de inclinación de puente de conexión			
Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Fuerza del viento en puente conex. (Vmax)	Fvpc(Vmax)	3,49	[Kg]
Angulo inclinación del puente (Vmax)	$\beta(Vmax)$	51,64	[°]

Tabla N° AII - 2.2.4.2: Fuerza del viento máximo sobre puente de conexión

Fuente: Elaboración propia

Mediante las formulas II.2.2.2.3 y II.2.2.2.4 se calcula las dimensiones de la cruceta.

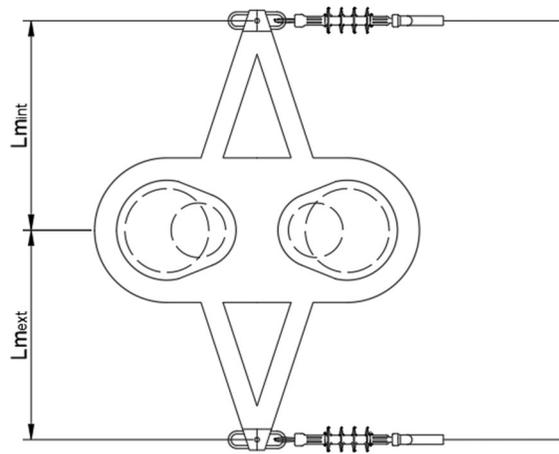


Figura N° AII - 2.2.4.1: Esquema de cruceta RT

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, la cruceta para la estructura RT tendrá las siguientes dimensiones:

Descripción	Símbolo	Valor	Unidad
Longitud mínima de la mensula Int.	Lm_{int}	0,81	[m]
Longitud mínima de la mensula Ext.	Lm_{ext}	0,81	[m]
Longitud de la mensula (adoptada)	Lm_{int}	1,00	[m]
Longitud de la mensula (adoptada)	Lm_{ext}	1,00	[m]

Tabla N° AII - 2.2.4.3: Dimensiones de la cruceta de la estructura RT

Fuente: Elaboración propia

Con la ecuación II.2.2.2.5 se calcula la altura del conductor de energía superior al conductor de protección y luego se verifica el ángulo de protección mediante la fórmula II.2.2.2.6.



Distancia entre cable de protección y cable de fase			
Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Longitud de la mensula externa	$L_{m_{ext}}$	1,00	[m]
Angulo de protección	α	30,00	[°]
Distancia vertical con. Fase - Protección	hcp	1,732	[m]
Distancia adoptada	hcp	1,75	[m]

Tabla N° AII - 2.2.4.4: Distancia entre cable de protección y cable de fase

Fuente: Elaboración propia

Verificación de ángulo de protección

Descripción	Simbolo	Valor	Unidad
Longitud de la ménsula de cond. Fase	Lm	1,00	[m]
Altura de cable protección – cruceta superior	hcp	1,75	[m]
Angulo	α	29,65	[°]

Tabla N° AII - 2.2.4.5: Verificación de ángulo de protección

Fuente: Elaboración propia

Por lo tanto, se verifica que la distancia adoptada deja al conductor dentro del ángulo de protección.

b. Se calcula la altura de las crucetas partiendo de la altura mínima de la flecha máxima del conductor al nivel del suelo.

Distancias mínimas			
Flecha maxima	fmax	1,27	[m]
Distancia mínima al suelo	Hs	8	[m]
$H_{min} = 8[m] + f_{max}$	Hmin	9,27	[m]
Distancia entre conductores	dmc	1,29	[m]
Altura del conductor inferior de energia	H3	9,27	[m]
Altura del conductor medio de energia	H2	10,56	[m]
Altura del conductor superior de energia	H1	11,85	[m]
Altura al cable de protección	Hcp	13,60	[m]

Tabla N° AII - 2.2.4.6: Distancias mínimas entre crucetas

Fuente: Elaboración propia



Con estos valores se procede a seleccionar la columna, la cual tendrá las siguientes dimensiones:

Datos del poste adoptado		
Longitud del poste	15,5	[m]
Diametro en la cima del poste	0,205	[m]
Diametro en la base del poste	0,4225	[m]
Conicidad del poste	0,014032	[m/m]

Tabla N° AII - 2.2.4.7: Datos de la columna seleccionada

Fuente: Elaboración propia

Se calcula de esta manera las distancias reales de las crucetas y vínculos:

Altura de conductores			
Altura mensula Cond. Prot.	Hcp	13,95	[m]
Cruceta conductor superior de energia	H1	12,20	[m]
Cruceta conductor medio de energia	H2	10,91	[m]
Cruceta conductor inferior de energia	H3	9,62	[m]
Altura de vinculo superior	Hv1	6,62	[m]
Altura de vinculo inferior	Hv2	3,62	[m]
Empotramiento	Hemp	1,55	[m]

Tabla N° AII - 2.2.4.8: Altura de crucetas y vínculos

Fuente: Elaboración propia

En el plano N° 4 se observan con más detalle las distancias calculadas anteriormente.



2.3. Calculo mecánico de estructuras

		Estructura:	SUSPENSION		
ITEM	Descripcion	Simb.	x	y	Ecuación
1	FUERZA DEL VIENTO				
1.1.1	Fza. Max. Viento s/aisladores	Fv-a-max	9,83	9,83	3.4.3.5.12
1.1.2	Fza. Max. Viento s/cond. Energia	Fv-ce-max	219,05	0,00	3.4.3.5.3/4
1.1.3	Fza. Max. Viento s/cond. Protecc.	Fv-cp-max	51,56	0,00	3.4.3.5.6/7
1.1.4	Fza. Max. Viento s/estructura	Fv-est-max	55,67	55,67	3.4.3.5.8
1.2.1	Fza. Viento s/aisladores	Fv-a	0,39	0,39	3.4.3.5.12
1.2.2	Fza. Viento s/cond. Energia	Fv-ce	8,66	0,00	3.4.3.5.3/4
1.2.3	Fza. Viento s/cond. Protecc.	Fv-cp	2,06	0,00	3.4.3.5.6/7
1.2.4	Fza. Viento s/estructura	Fv-est	2,23	2,23	3.4.3.5.8
2	TIRO DE CONDUCTORES				
2.1	Tiro de todos los conductores	Tc	0,00	0,00	3.4.3.5.13/14
2.2	Tiro flexo-torsor 50% Cond. Energ.	T _{F-T}	378,13		3.4.3.5.17

Tabla N° AII - 2.3.1: Resumen de esfuerzos sobre estructura de suspensión

Fuente: Elaboración propia

		Estructura:	RA10		
ITEM	Descripcion	Simb.	x	y	Ecuación
1	FUERZA DEL VIENTO				
1.1.1	Fza. Max. Viento s/aisladores	Fv-a-max	9,50	9,50	3.4.3.5.12
1.1.2	Fza. Max. Viento s/cond. Energia	Fv-ce-max	207,76	18,18	3.4.3.5.3/4
1.1.3	Fza. Max. Viento s/cond. Protecc.	Fv-cp-max	56,04	4,90	3.4.3.5.6/7
1.1.4	Fza. Max. Viento s/estructura	Fv-est-max	129,32	302,76	3.4.3.5.8
1.2.1	Fza. Viento s/aisladores	Fv-a	0,38	0,38	3.4.3.5.12
1.2.2	Fza. Viento s/cond. Energia	Fv-ce	8,31	0,73	3.4.3.5.3/4
1.2.3	Fza. Viento s/cond. Protecc.	Fv-cp	2,24	0,20	3.4.3.5.6/7
1.2.4	Fza. Viento s/estructura	Fv-est	5,17	12,11	3.4.3.5.8
2	TIRO DE CONDUCTORES				
2.1	Tiro de todos los conductores	Tc	1128,97	0,00	3.4.3.5.24/25
2.2	Tiro flexo-torsor 50% Cond. Energ.	T _{F-T}	31,76	363,07	3.4.3.5.32/33
2.3	Tiro unilateral	Tul	458,03	5235,33	3.4.3.5.27/28

Tabla N° AII - 2.3.2: Resumen de esfuerzos sobre estructura RA10

Fuente: Elaboración propia



		Estructura:	RA90		
ITEM	Descripcion	Simb.	x	y	Ecuación
1	FUERZA DEL VIENTO				
1.1.1	Fza. Max. Viento s/aisladores	Fv-a-max	9,50	9,50	3.4.3.5.12
1.1.2	Fza. Max. Viento s/cond. Energia	Fv-ce-max	147,47	147,47	3.4.3.5.3/4
1.1.3	Fza. Max. Viento s/cond. Protecc.	Fv-cp-max	39,77	39,77	3.4.3.5.6/7
1.1.4	Fza. Max. Viento s/estructura	Fv-est-max	139,92	342,05	3.4.3.5.8
1.2.1	Fza. Viento s/aisladores	Fv-a	0,38	0,38	3.4.3.5.12
1.2.2	Fza. Viento s/cond. Energia	Fv-ce	5,90	5,90	3.4.3.5.3/4
1.2.3	Fza. Viento s/cond. Protecc.	Fv-cp	1,59	1,59	3.4.3.5.6/7
1.2.4	Fza. Viento s/estructura	Fv-est	5,60	13,68	3.4.3.5.8
2	TIRO DE CONDUCTORES				
2.1	Tiro de todos los conductores	Tc	9159,46	0,00	3.4.3.5.24/25
2.2	Tiro flexo-torsor 50% Cond. Energ.	T _{F-T}	257,79	257,79	3.4.3.5.32/33
2.3	Tiro unilateral	Tul	3757,31	3757,31	3.4.3.5.27/28

Tabla N° AII - 2.3.3: Resumen de esfuerzos sobre estructura RA90

Fuente: Elaboración propia

		Estructura:	RT		
ITEM	Descripcion	Simb.	x	y	Ecuación
1	FUERZA DEL VIENTO				
1.1.1	Fza. Max. Viento s/aisladores	Fv-a-max	9,50	9,50	3.4.3.5.12
1.1.2	Fza. Max. Viento s/cond. Energia	Fv-ce-max	104,28	0,00	3.4.3.5.3/4
1.1.3	Fza. Max. Viento s/cond. Protecc.	Fv-cp-max	28,13	0,00	3.4.3.5.6/7
1.1.4	Fza. Max. Viento s/estructura	Fv-est-max	390,72	285,50	3.4.3.5.8
1.2.1	Fza. Viento s/aisladores	Fv-a	0,38	0,38	3.4.3.5.12
1.2.2	Fza. Viento s/cond. Energia	Fv-ce	4,17	0,00	3.4.3.5.3/4
1.2.3	Fza. Viento s/cond. Protecc.	Fv-cp	1,13	0,00	3.4.3.5.6/7
1.2.4	Fza. Viento s/estructura	Fv-est	6,23	9,81	3.4.3.5.8
2	TIRO DE CONDUCTORES				
2.1	Tiro de todos los conductores	Tc	0,00	5255,32	3.4.3.5.24/25
2.2	Tiro flexo-torsor 50% Cond. Energ.	T _{F-T}	0,00	364,30	3.4.3.5.32/33
2.3	Tiro unilateral	Tul	0,00	5313,65	3.4.3.5.27/28

Tabla N° AII - 2.3.4: Resumen de esfuerzos sobre estructura RT

Fuente: Elaboración propia



ESTRUCTURA:		SS			
Carga de rotura del poste [Kg]:		1100			
Cantidad de postes:		1			
HIPOTESIS		Esfuerzo resultante [Kg]	Cs requerido	Cs resultante	Verificacion
FN1	Cargas Normales 1.a	336,12	3	3,27	Verifica
FN2	Cargas Normales 1.b	65,51	3	16,79	Verifica
FN3	Cargas Normales 1.c	238,34	3	4,62	Verifica
FN4	Cargas Normales 1.d	N/C	3	-	-
FN5	Cargas Normales 1.e	13,35	3	82,43	Verifica
FE1	Cargas extraordinarias 2.a	378,13	2	2,91	Verifica
FE2	Cargas extraordinarias 2.b	N/C	2	-	-

Tabla N° AII - 2.3.5: Resumen de hipótesis estructura suspensión simple

Fuente: Elaboración propia

ESTRUCTURA:		RA10			
Carga de rotura del poste [Kg]:		2300			
Cantidad de postes:		2			
HIPOTESIS		Esfuerzo resultante [Kg]	Cs requerido	Cs resultante	Verificacion
FN1	Cargas Normales 1.a	765,79	3	3,00	Verifica
FN2	Cargas Normales 1.b	572,54	3	4,02	Verifica
FN3	Cargas Normales 1.c	566,04	3	4,06	Verifica
FN4	Cargas Normales 1.d	564,49	3	4,07	Verifica
FN5	Cargas Normales 1.e	561,82	3	4,09	Verifica
FN6	Cargas Normales 1.f	464,94	3	4,95	Verifica
FE1	Cargas extraordinarias 2.a	48,08	2	47,83	Verifica
FE2	Cargas extraordinarias 2.b	N/C	2	-	-

Tabla N° AII - 2.3.6: Resumen de hipótesis estructura retención angular RA10

Fuente: Elaboración propia



ESTRUCTURA:		RA90			
Carga de rotura del poste [Kg]:		3900			
Cantidad de postes:		2			
HIPOTESIS		Esfuerzo resultante [Kg]	Cs requerido	Cs resultante	Verificacion
FN1	Cargas Normales 1.a	1187,02	3	3,29	Verifica
FN2	Cargas Normales 1.b	1146,62	3	3,40	Verifica
FN3	Cargas Normales 1.c	1176,20	3	3,32	Verifica
FN4	Cargas Normales 1.d	1144,98	3	3,41	Verifica
FN5	Cargas Normales 1.e	1301,83	3	3,00	Verifica
FN6	Cargas Normales 1.f	1291,39	3	3,02	Verifica
FE1	Cargas extraordinarias 2.a	132,86	2	29,35	Verifica
FE2	Cargas extraordinarias 2.b	N/C	2	-	-

Tabla N° AII - 2.3.7: Resumen de hipótesis estructura retención angular RA90

Fuente: Elaboración propia

ESTRUCTURA:		RT			
Carga de rotura del poste [Kg]:		2250			
Cantidad de postes:		2			
HIPOTESIS		Esfuerzo resultante [Kg]	Cs requerido	Cs resultante	Verificacion
FN1	Cargas Normales 1.a	708,84	3	3,17	Verifica
FE1	Cargas extraordinarias 2.a	709,74	2	3,17	Verifica
FE2	Cargas extraordinarias 2.b	N/C	2	-	-

Tabla N° AII - 2.3.8: Resumen de hipótesis estructura retención terminal RT

Fuente: Elaboración propia

2.4. Calculo de fundaciones

Lado a [m]	Lado b [m]	t [m]	Ms	Mb	Ms/Mb	S.Mv	Ms+Mb
0,85	0,85	1,65	7.258,65	1.643,45	4,42	5.350,57	8.902,10
Ms+Mb >= S.Mv							
Se verifica							

Tabla N° AII - 2.4.1: Resumen dimensiones de base para estructura de suspensión

Fuente: Elaboración propia



Lado a [m]	Lado b [m]	t [m]	Ms	Mb	Ms/Mb	S.Mv	Ms+Mb
1,76	1,76	1,75	18.097,36	12.683,52	1,43	11.576,23	30.780,87
							Ms+Mb>=S.Mv
							Se verifica

Tabla N° AII - 2.4.2: Resumen dimensiones de base para estructura RA10

Fuente: Elaboración propia

Lado a [m]	Lado b [m]	t [m]	Ms	Mb	Ms/Mb	S.Mv	Ms+Mb
1,88	1,88	1,75	19.262,28	15.036,10	1,28	19.679,34	34.298,38
							Ms+Mb>=S.Mv
							Se verifica

Tabla N° AII - 2.4.3: Resumen dimensiones de base para estructura RA90

Fuente: Elaboración propia

Lado a [m]	Lado b [m]	t [m]	Ms	Mb	Ms/Mb	S.Mv	Ms+Mb
1,66	1,66	1,75	17.035,07	10.773,53	1,58	10.728,95	27.808,60
							Ms+Mb>=S.Mv
							Se verifica

Tabla N° AII - 2.4.4: Resumen dimensiones de base para estructura RT

Fuente: Elaboración propia



2.5. Arbol de cargas

Suspensión Line Post

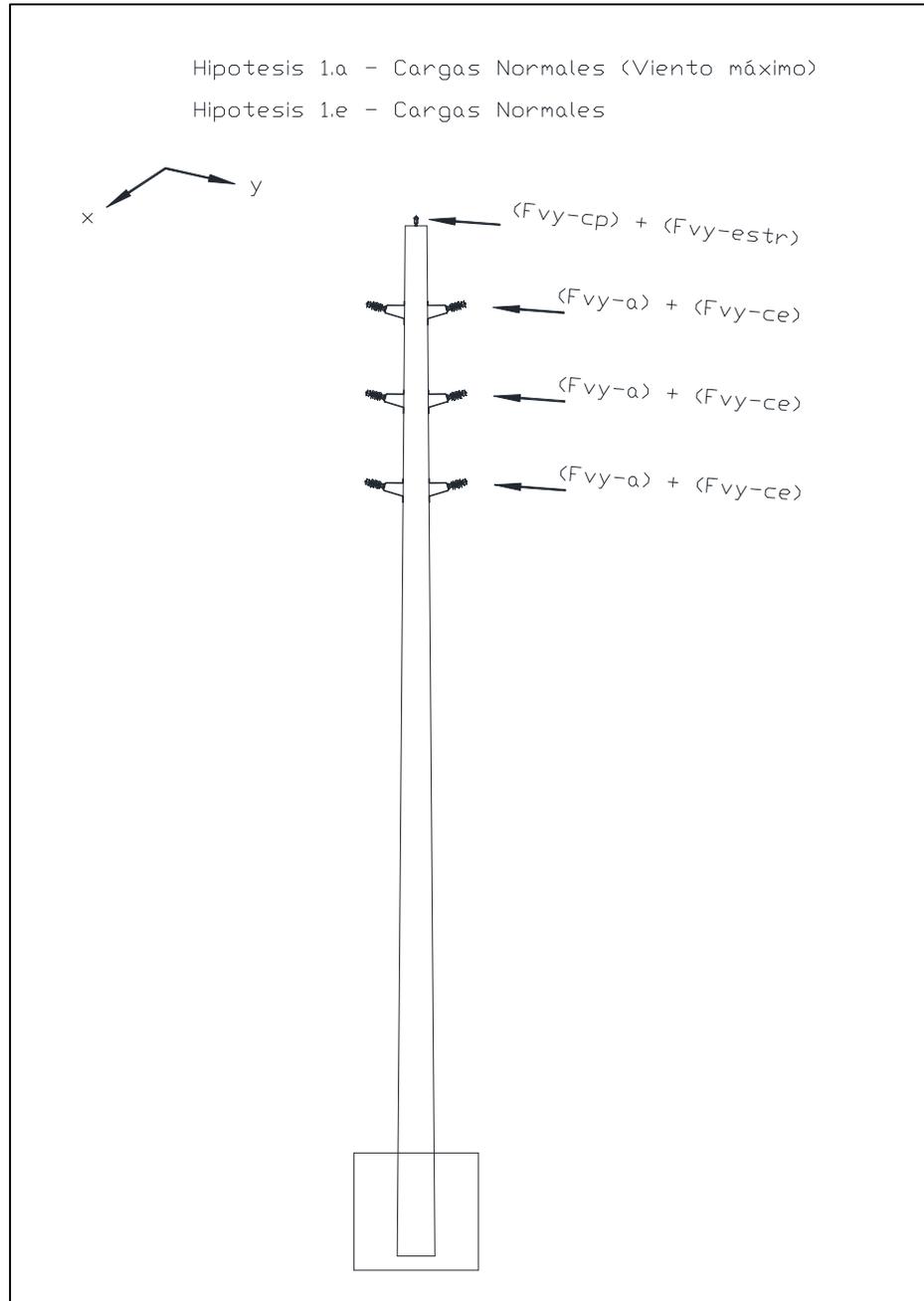


Grafico N° AII – 2.5.1: *Árbol de cargas SS (Hip. 1.a y 1.e)*

Fuente: Elaboración propia

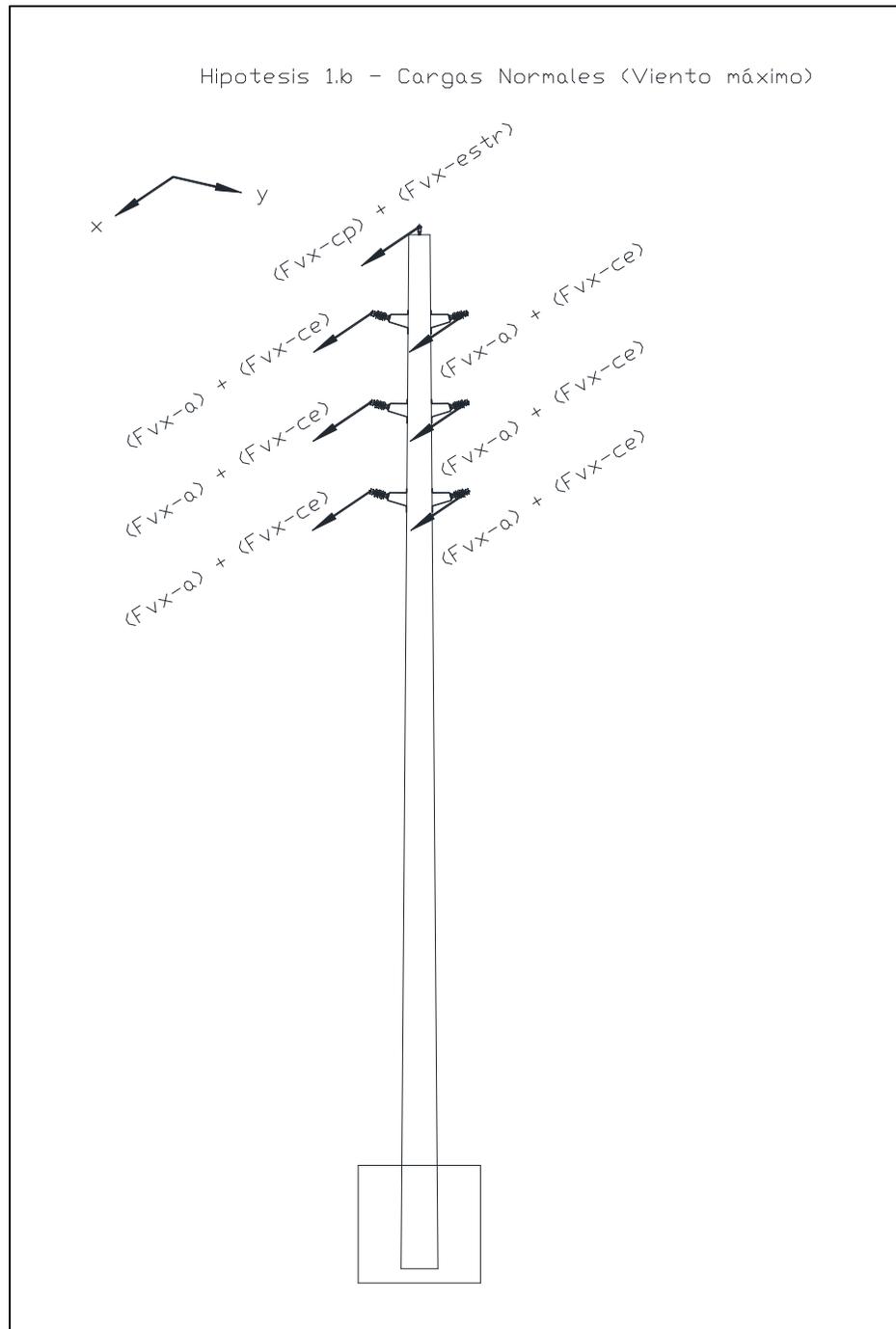


Grafico N° AII – 2.5.2: Árbol de cargas SS (Hip. 1.b)

Fuente: Elaboración propia

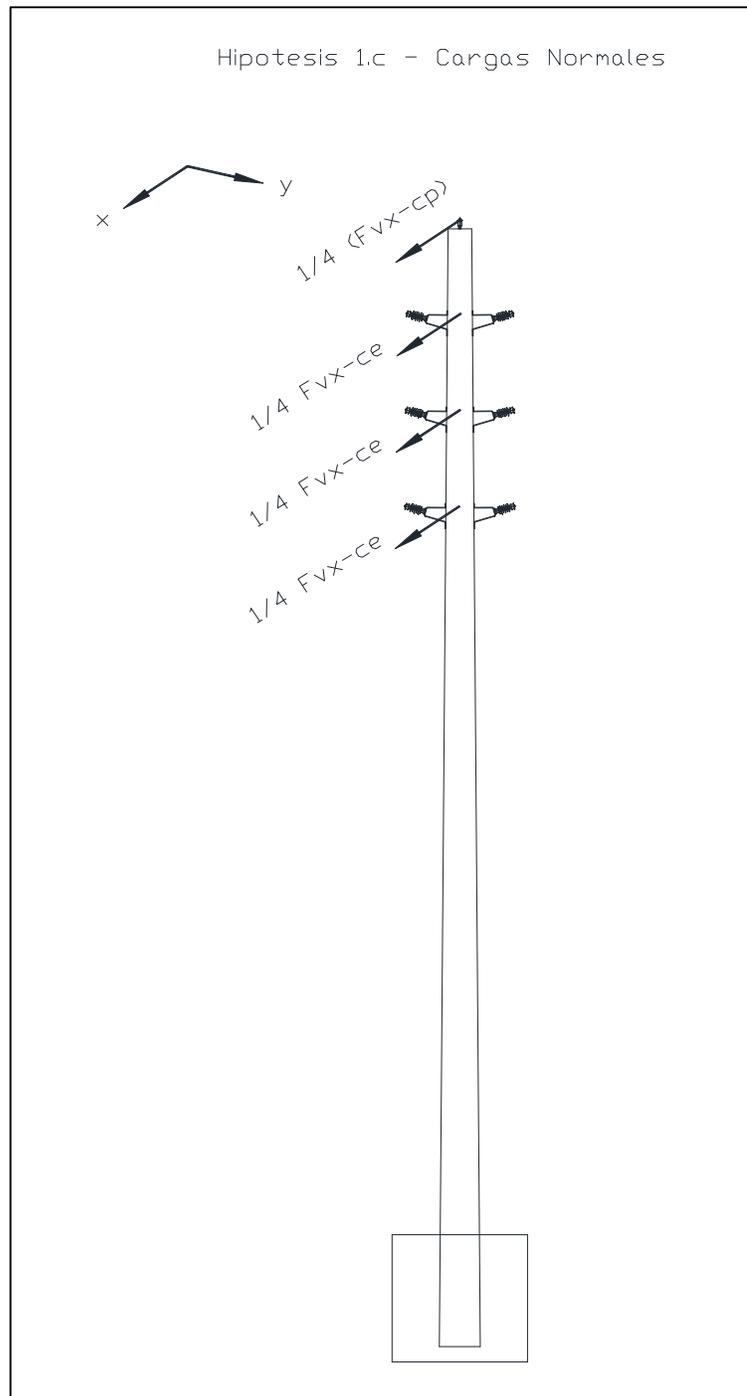


Grafico N° AII – 2.5.3: Árbol de cargas SS (Hip. 1.c)

Fuente: Elaboración propia

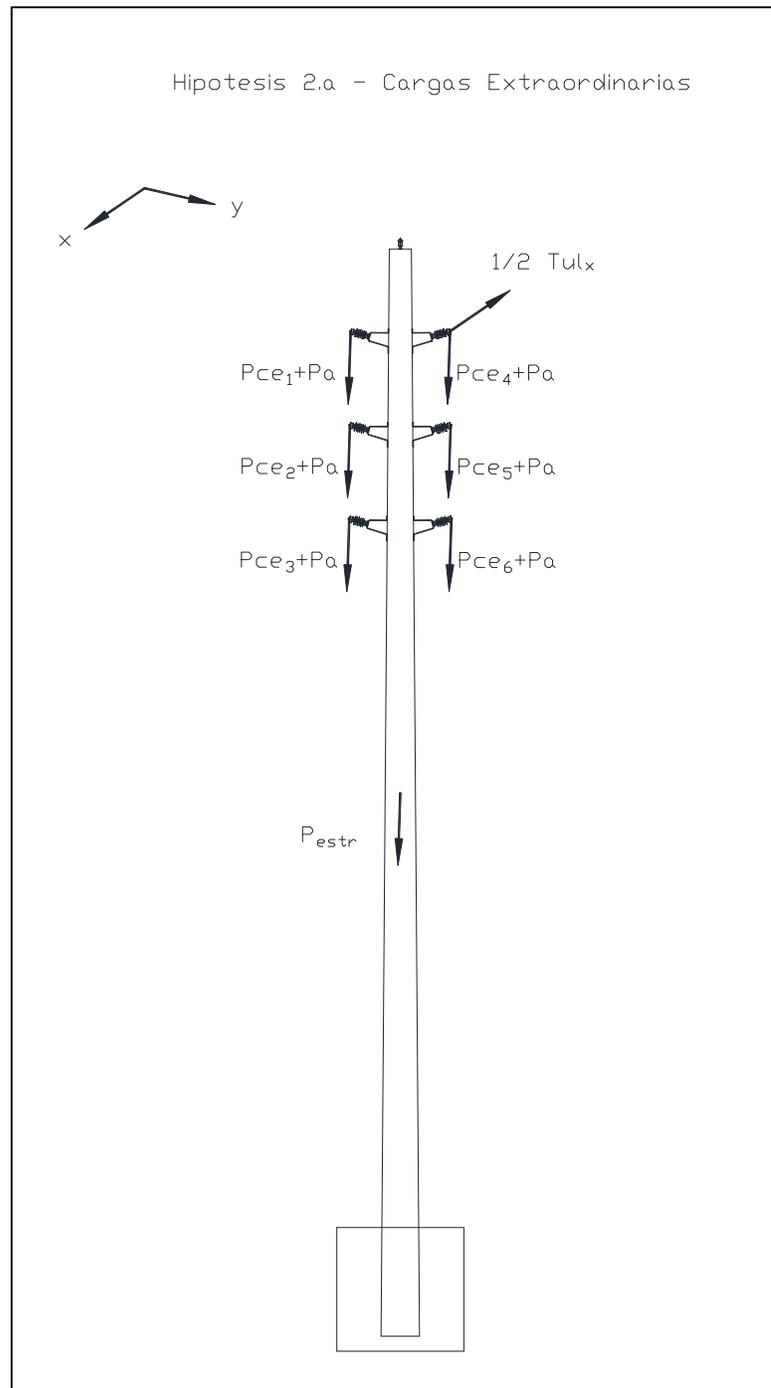


Grafico N° AII – 2.5.4: Árbol de cargas SS (Hip. 2.a)

Fuente: Elaboración propia



Retención angular RA10/RA90

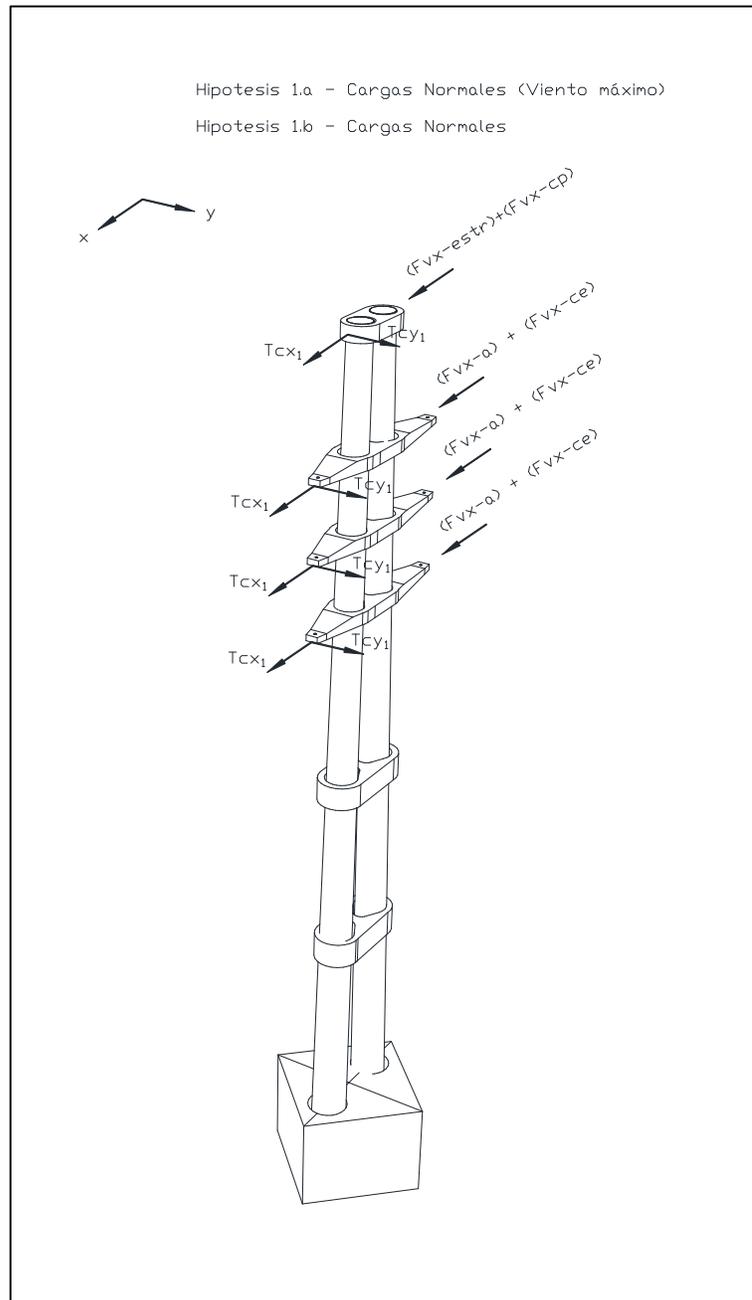


Grafico N° AII – 2.5.5: Árbol de cargas RA10/RA90 (Hip. 1.a y 1.b)

Fuente: Elaboración propia

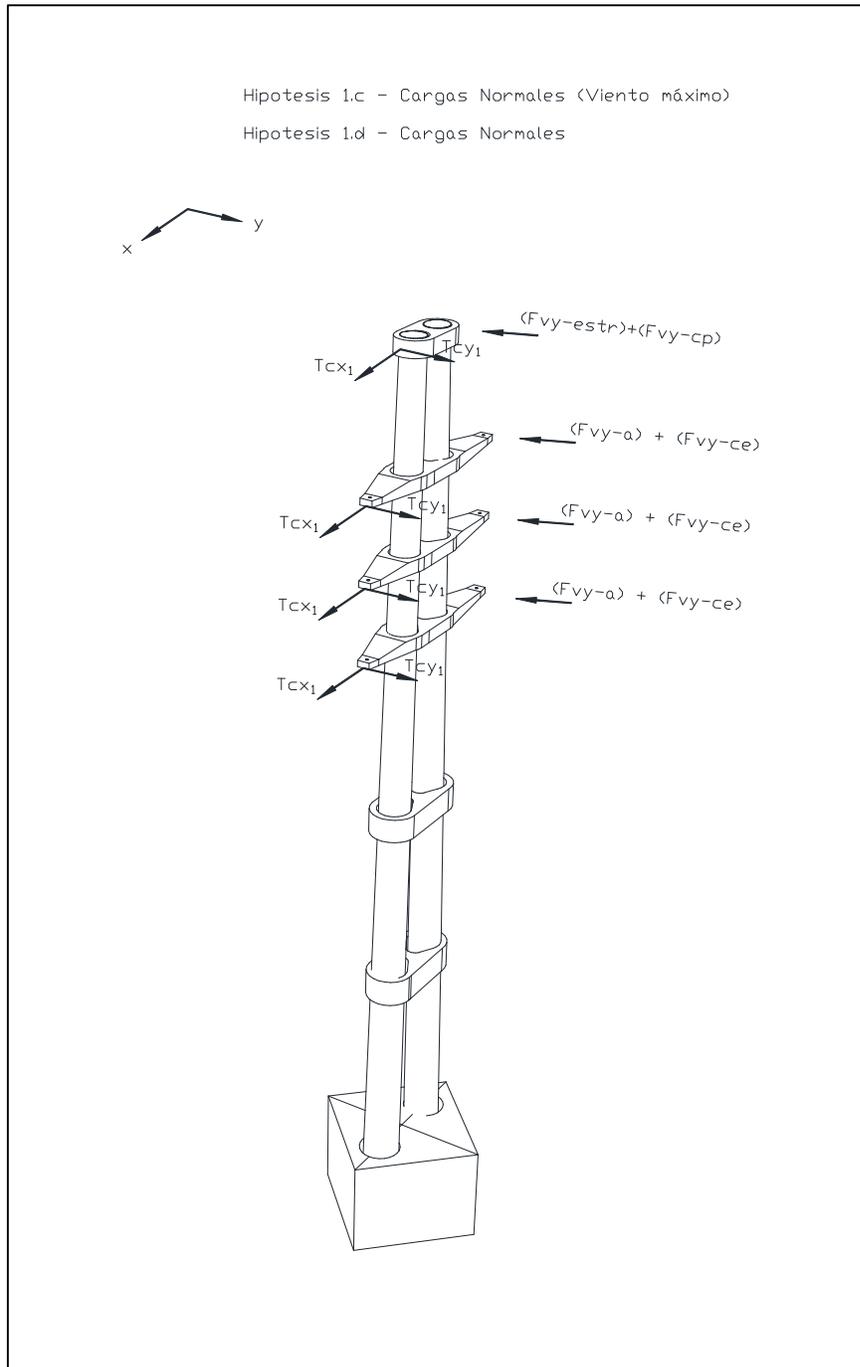


Grafico N° AII – 2.5.6: Árbol de cargas RA10/RA90 (Hip. 1.c y 1.d)

Fuente: Elaboración propia

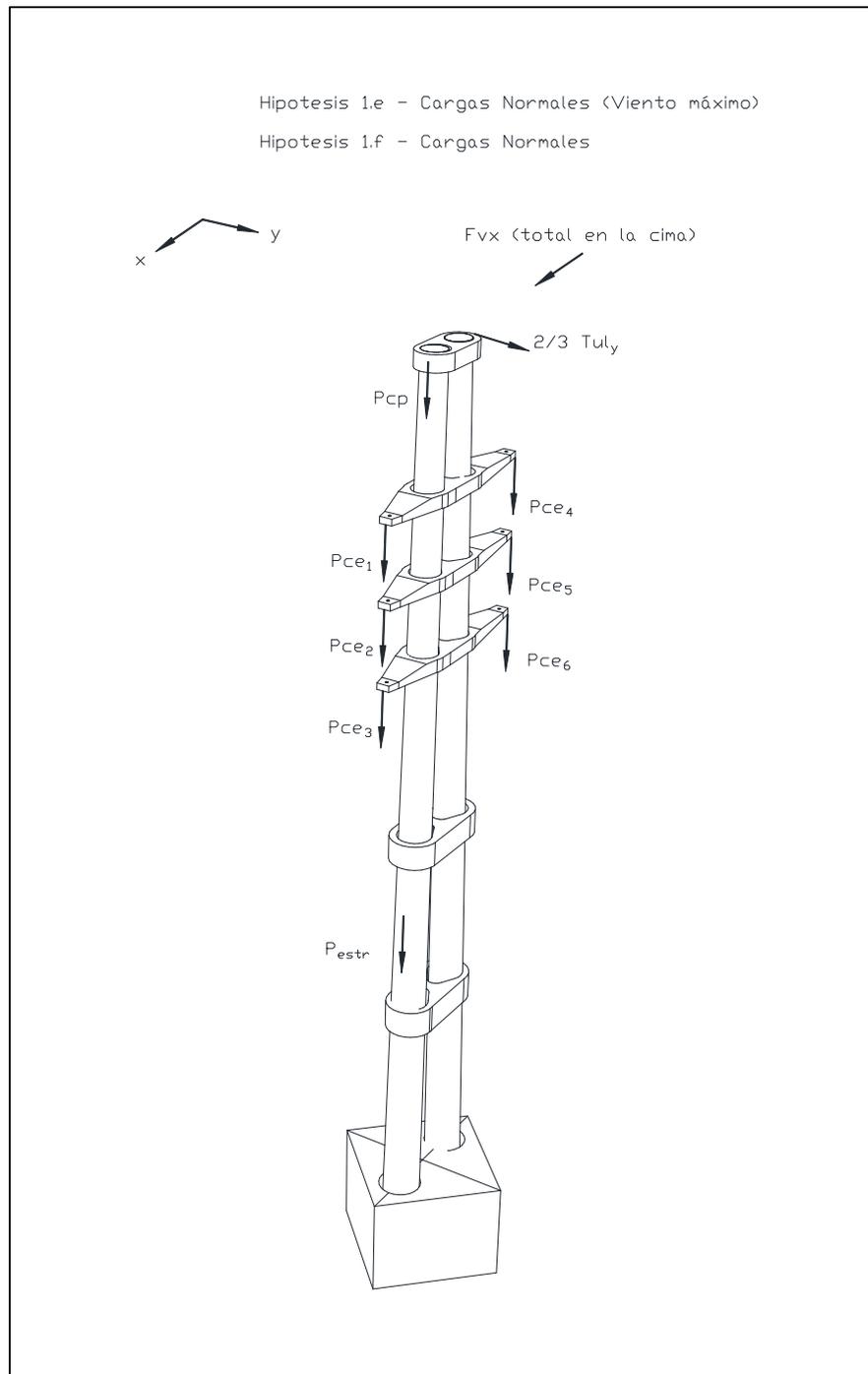


Grafico N° AII – 2.5.7: Árbol de cargas RA10/RA90 (Hip. 1.e y 1.f)

Fuente: Elaboración propia

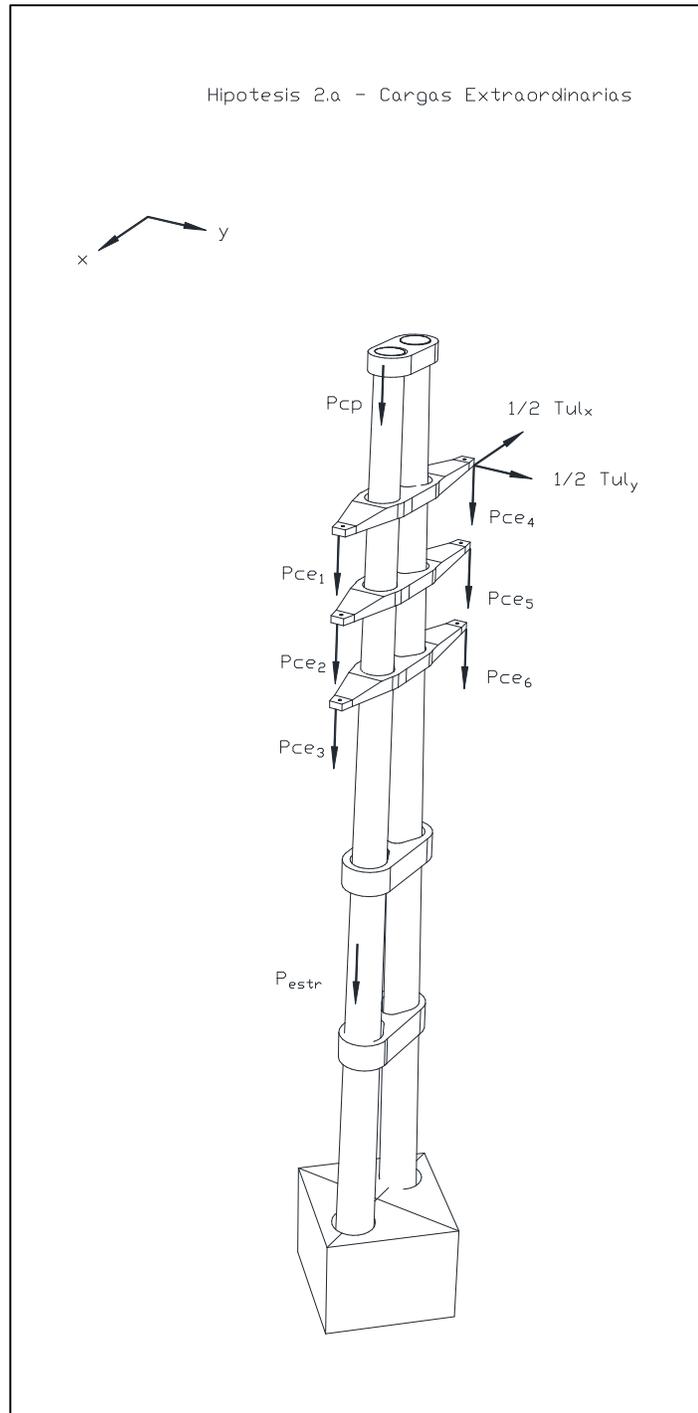


Grafico N° AII – 2.5.8: Árbol de cargas RA10/RA90 (Hip. 2.a)

Fuente: Elaboración propia



Retención terminal (RT)

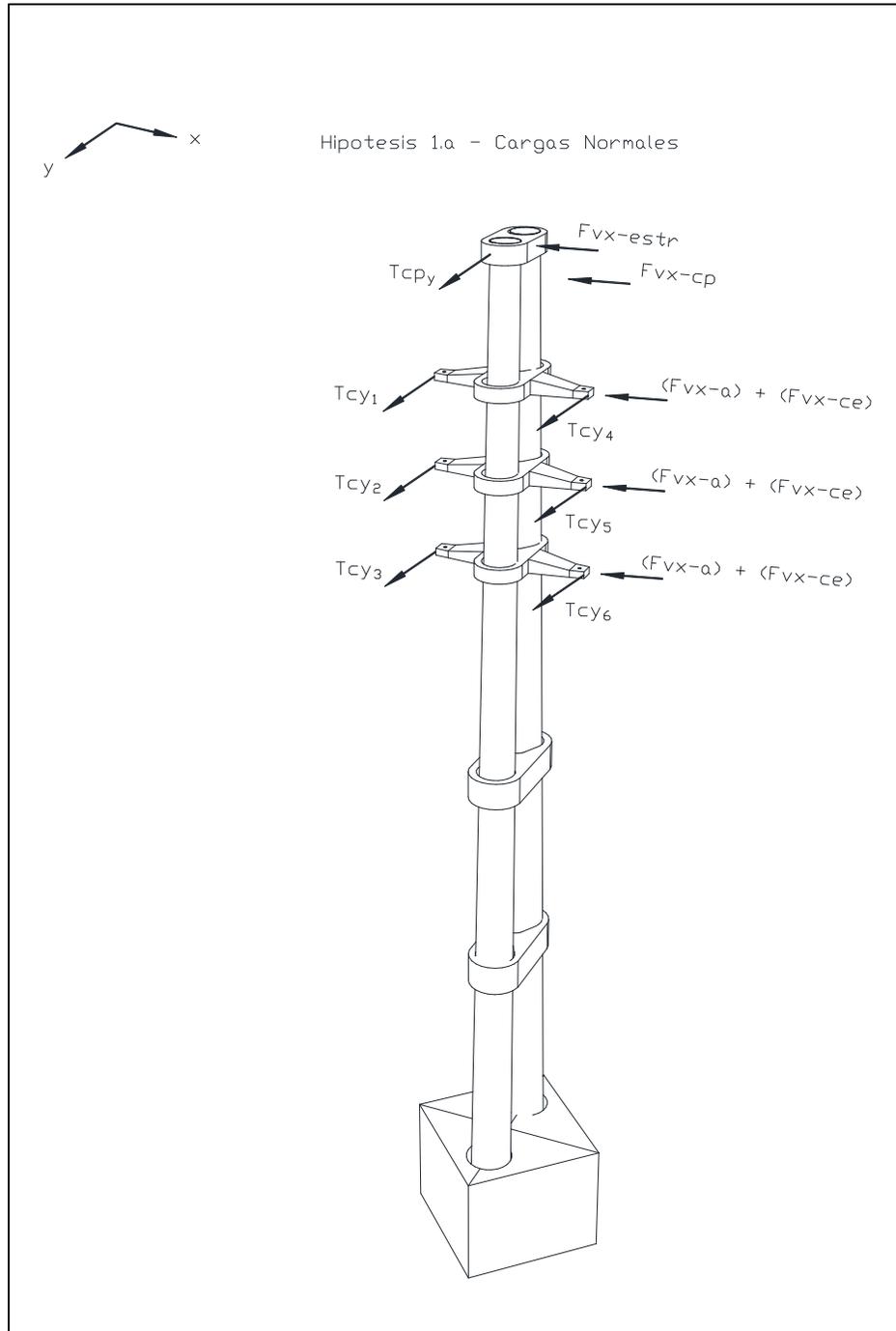


Grafico N° AII – 2.5.9: Árbol de cargas RT (Hip. 1.a)

Fuente: Elaboración propia

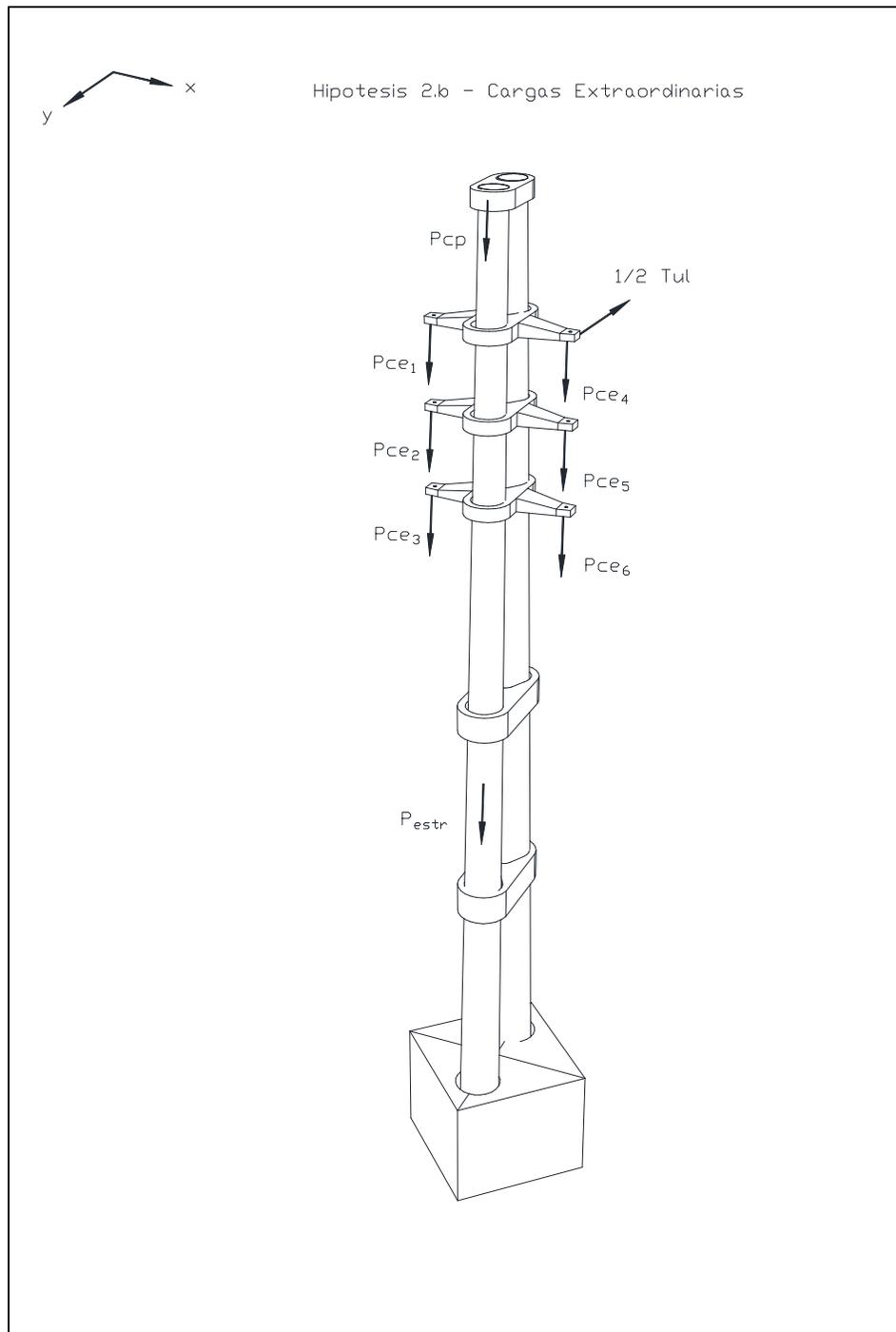


Grafico N° AII – 2.5.10: Árbol de cargas RT (Hip. 2.b)

Fuente: Elaboración propia



ANEXO III: Catálogos

3.1. Línea de Media Tensión 33 kV

3.1.1. Estructuras

Tabla de dimensiones y pesos Cecarri

CECARRI S.R.L.

Fábrica de columnas de Hormigón Armado Pretensado Vibrado
 Fábrica de Accesorios de hormigón Armado Vibrado
 Fábrica de Columnas de Acero para iluminación – Postes olímpicos de Hormigón Armado
 Pre moldeados a pedido – Postes de eucaliptus para líneas aéreas

Tabla de dimensiones y peso de las Columnas de Hormigón

LARGO	ROTURA	CIMA	BASE	PESO
14.5	900	21	42.75	2219
14.5	1000	20.5	42.45	2064.3
14.5	1100	20.5	42.25	2054
14.5	1200	25	46.72	2618
14.5	1350	25	46.75	2403.8
14.5	1650	25.7	47.45	2732
14.5	1800	25	46.75	2763
14.5	2100	29.5	51.25	3447
14.5	2400	29.5	51.25	3489
14.5	2700	29.5	51.25	3481
14.5	3000	29.5	51.25	3545
14.5	3150	30.2	51.95	3609.5
14.5	3300	30.2	51.95	3657
14.5	3750	30.2	51.95	4049
15.5	1200	25	48.25	2932
15.5	1350	25	48.25	2958
15.5	1500	25	48.25	3142.5
15.5	1800	25	48.25	3061
15.5	1800	25	48.25	3519
15.5	1950	28.7	51.95	3369.5
15.5	2100	29.5	52.75	3809.5
15.5	2250	25	48.25	3144.5
15.5	2300	29.5	52.75	3590
15.5	2400	29.5	52.75	3846.5
15.5	2700	29.5	52.75	3892.5
15.5	2850	29.5	52.75	3967.5
15.5	3000	29.5	52.75	3934.5
15.5	3600	30.5	53.75	4169
15.5	3900	34	57.25	4547.5
15.5	4200	39.4	62.75	5005.5
15.5	5000	39.5	62.75	5198.5
15.5	5600	39.5	62.75	5309.5

Catálogo N° 3.1.1.1: Tabla de pesos y rotura de columnas de hormigón armado

Fuente: Cekarri S.R.L.



4.1.2. Cables

Conductor de fase para LMT 33 [kV]

Imalum

I.M.S.A.



Cables desnudos de aluminio con alma de acero

Usos: Transmisión aérea de energía eléctrica en media y alta tensión hasta 500 kV.

Normas: IEC 61089, IRAM 2187, NBR 7270.
Rango de fabricación: 16/2.5 a 680/85 mm².

RESISTENCIA MECÁNICA NORMAL									
Sección nominal	Formación		Diámetro exterior	Peso aproximado	Resistencia óhmica			Carga rotura máxima	Corriente ¹ máxima admisible
	Acero	Aluminio o aleación			Aluminio acero	Aleación acero	Resist. normal		
mm ²	Nº x Ø Alam.	Nº x Ø Alam.	mm	kg/km	Ωhm/km	Ωhm/km	Alum, acero kN	Aleac, acero kN	A
16/2,5	1 x 1,80	6 x 1,80	5,40	62	1,8800	2,1900	5,80	7,60	90
25/4	1 x 2,25	6 x 2,25	6,75	97	1,2000	1,4000	9,00	11,80	125
35/6	1 x 2,70	6 x 2,70	8,10	139	0,8350	0,9700	12,30	16,80	145
50/8	1 x 3,20	6 x 3,20	9,60	196	0,5950	0,6910	16,80	23,50	170
70/12	7 x 1,44	26 x 1,85	11,72	286	0,4130	0,4680	26,30	34,40	290
95/15	7 x 1,67	26 x 2,15	13,61	386	0,3060	0,3550	34,90	46,30	350
120/20	7 x 1,90	26 x 2,44	15,46	497	0,2370	0,2760	44,40	59,80	410
150/25	7 x 2,10	26 x 2,70	17,10	609	0,1940	0,2250	53,60	73,10	470
185/30	7 x 2,33	26 x 3,00	18,99	750	0,1570	0,1820	65,20	89,40	535
210/35	7 x 2,49	26 x 3,20	20,27	855	0,1380	0,1600	73,40	102,00	590
240/40	7 x 2,68	26 x 3,45	21,84	992	0,1190	0,1380	85,10	118,00	645
300/50	7 x 3,00	26 x 3,86	24,44	1243	0,0949	0,1100	105,00	148,00	740
340/30	7 x 2,33	48 x 3,00	24,99	1181	0,0851	0,0984	91,60	135,00	790
380/50	7 x 3,00	54 x 3,00	27,00	1458	0,0757	0,0880	121,00	171,00	840
435/55	7 x 3,20	54 x 3,20	28,80	1658	0,0666	0,0773	133,00	193,00	900
550/70	7 x 3,60	54 x 3,60	32,40	2099	0,0526	0,0611	160,00	245,00	1020
680/85	19 x 2,40	54 x 4,00	36,00	2572	0,0426	0,0495	206,00	300,00	1150

Catálogo N° 4.1.2.1: Cables de aleación de aluminio desnudo

Fuente: Catalogo de conductores I.M.S.A.



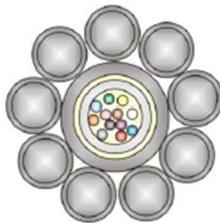
Cable de Guardia OPGW (24 fibras)



**Cable de Guardia con Fibra Óptica OPGW
 OPGW SM 14,4 24FO (OPGW 44F70s)**

Descripción

IEC 60794



- sin escala - Figura ilustrativa

- **Unidad básica:** Cable constituido de 24 fibras ópticas en tubo loose central
- **Protección contra humedad:** Tubo loose gealeado
- **Elemento tensor:** Aramida
- **Tubo de protección:** Tubo de Aluminio
- **Armadura:** Hilos de Alumoweld

Cable óptico de cobertura o guardia, utilizado preferencialmente en líneas de transmisión de energía eléctrica, construido para acomodar las fibras ópticas en su interior.

Características Principais

Descripción	Unidade	Espec.
Resistencia Mecánica Calculada (RTS)	kgf	10761
Tensión Máxima Permanente	kgf	1615
Tensión Máxima Admisible	kgf	4305
Módulo de Elasticidad	kgf/mm ²	13100
Coefficiente de Dilatación Lineal	10 ⁻⁶ /°C	14,0
Radio Mínimo de Curvatura	mm	216
Resistencia DC a 20°C, máxima	Ω/km	0,485
Capacidad térmica	kA ² s	81
T _{inicial} = 50°C / T _{final} = 180°C		
Clase de descarga Atmosférica (15% de la RTS)	C	150
Humedad Relativa Máxima	%	100
Temperatura de Operación	°C	-30 -> +70

Características Ópticas

Fibra	nm	Unidad	Valores típicos
SM G.652-D	1310 / 1550	dB/km	0,35 / 0,25

Otros valores de atenuación bajo demanda. Otras características de acuerdo con el catálogo de la fibra óptica correspondiente.

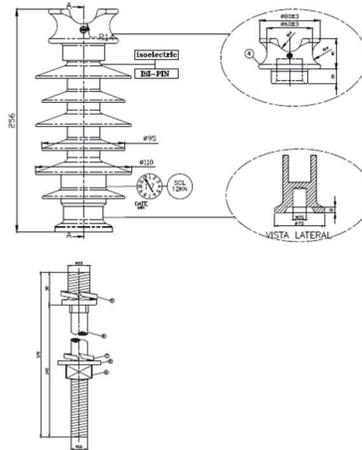
Catálogo N° 4.1.2.2: Cable de guardia con fibra óptica OPGW

Fuente: Catalogo de conductores Prysmian Group



4.1.3. Aisladores

Aislador Tipo Line Post 33 [kV]

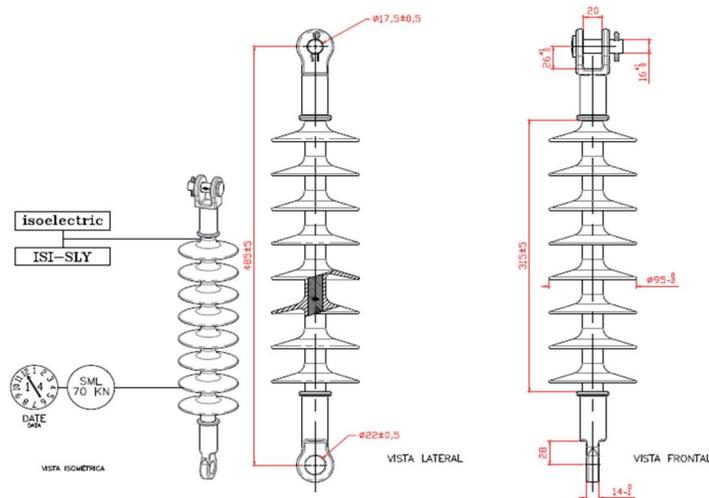


Código	Distancia de Arco	Distancia de Fuga	Carga Mecánica de Flexión	Tensión de Contorneo a Frecuencia Industrial	Tensión nominal
0301203600007	300 mm	900 mm	12 kN	En seco 150 kV Bajo lluvia 140 kV	35 kV

Catálogo N° 4.1.3.1: Aislador polimérico tipo Line Post 33 kV

Fuente: Catalogo Emprel S.R.L

Aisladores a Rotula 33[kV]



Código	Distancia de Arco	Distancia de Fuga	Fuerza de Tracción	Tensión de Contorneo a Frecuencia Industrial	Tensión nominal
0301135A870SB	360 mm	830 mm	70 kN	En seco 140 kV Bajo lluvia 170 kV	33 kV

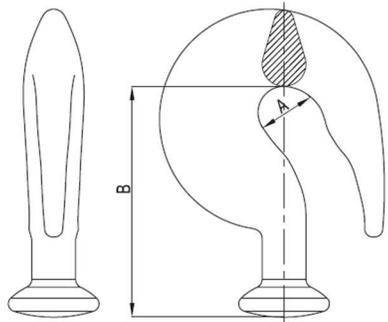


Catálogo N° 4.1.3.2: Aislador polimérico a rotula p/retención 33 kV

Fuente: Catalogo Emprel S.R.L

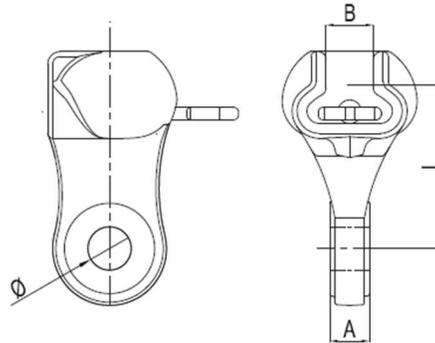
4.1.4. Herrajes

Gancho Badajo para Retención MN173



CÓDIGO	A	B	CRMT (daN)	Peso Kgrs
039002001	19	80	4000	0,58

Orbita con Oreja MN154



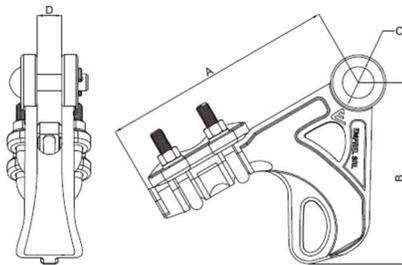
CÓDIGO	Ø	A	B	L	CRMT (daN)	Peso Kgrs
0315001540	18	16	20	67	> 8950	0,55
0315010200	18	16	20	120	> 8000	0,65

Catálogo N° 4.1.4.1: Gancho con badajo MN173

Catálogo N° 4.1.4.2: Orbita con ojal MN154

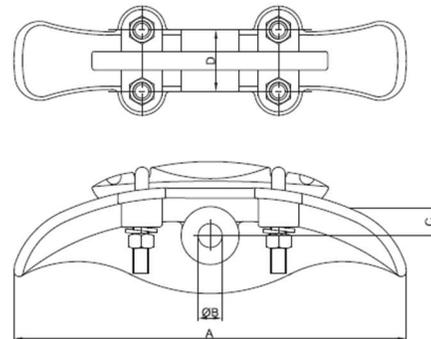
Fuente: Catalogo Emprel S.R.L.

Morsa de retención MR13



CÓDIGO	Rango Recomendado	Ø min.	Ø max.	A	B	C	D	CMRT (daN)	Peso (Kgr)
0338101035120	35 a 120 mm ²	7	15	180	135	1/2"	19	>4100	0,8

Morsa de Suspensión Hilo de Guardia



Código	Modelo	Rango (mm ²)	Ø Min.	Ø Min.	A	BØ	C	D	CRMT (daN)	Peso (Kg)
0338304006009	ESG 01	25 - 50	6	9	230	14	16	32	> 4800	1,8
0338304011012	ESG 02	70 - 95	10,5	12,6	230	17	16	30	> 5800	2,1

Catálogo N° 4.1.4.3: Morsa de retención MR13

Catálogo N° 4.1.4.4: Morsa de suspensión

Fuente: Catalogo Emprel S.R.L.



4.2. Subestación Transformadora 33/13,2 kV – 5 MVA

4.2.1. Transformador 5MVA



PLANILLA DE DATOS GARANTIZADOS

MODELO ST 50003313

1	FABRICANTE	MAYO TRANSFORMADORES SRL
2	TIPO	Subtransmisión
3	NORMA	IRAM 2476
4	MEDIO AISLANTE Y REFRIGERANTE	ONAN YPF 64
5	POTENCIA NOMINAL	5000 kVA
6	TENSION PRIMARIA NOMINAL	33000 V
7	TENSION SECUNDARIA EN VACIO	13860 V
8	REGULACION PRIMARIA EN %	+2,5/0/-2,5/-5/-7,5 %
9	INT. CORRIENTE en % In	< 0,5 %
10	CALENTAMIENTO ADM. Tamb 40 °C 1.- ARROLLAMIENTOS 2.- MEDIO AISLANTE	65 °C 60 °C
11	NIVEL DE RUIDO	< 65 dB
12	GRUPO DE CONEXION	Dyn11
13	TENSION de CORTOCIRCUITO a In	7 %
14	PERDIDAS GARANTIZADAS 1.- CORTOCIRCUITO A In y 75 °C 2.- VACIO	29000W 5250W
15	MASAS APROXIMADAS en kg 1.- NUCLEO 2.- ARROLLAMIENTO AT 3.- ARROLLAMIENTO BT 4.- NUCLEO CON BOBINADOS 5.- CUBA y ACCESORIOS 6.- MEDIO AISLANTE y REFRIG. 7.- TOTAL	4260 780 540 5580 2760 2860 11500
16	DIMENSIONES MAXIMAS 1.- ALTO 2.- LARGO 3.- ANCHO	2950 mm 3100 mm 2850 mm
17	TIPO CONSTRUCTIVO ARROLLAMIENTOS	MT – HELICOIDAL CONTINUO BT – HELICOIDAL CONTINUO
18	MATERIAL DE LOS ARROLLAMIENTOS	COBRE/COBRE

Catálogo N° 4.2.1.1: Transformador de potencia 33/13,2 kV – 5MVA

Fuente: Especificaciones técnicas Mayo Transformadores



4.2.2. Transformador SSAA – 25 kVA



Bv. Argentino 374 - Gálvez - Santa Fe - Argentina.
TE: ++54 3404-487200- FAX: ++54 3404-483330

CÓDIGO PLANILLA D.G.: STD-2
POTENCIA DEL TRANSFORMADOR: 25 kVA
RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN: 33 / 0,400 kV



	UNIDAD	VALOR GARANTIZADO	
Normas de Fabricación:		IRAM 2250 y Complementarias	
Potencia ONAN:	kVA	25	
Tipo:		Distribución	
Cantidad de Fases:		3	
Frecuencia:	Hz	50	
Tipo de Servicio:		PERMANENTE	
Tensión Primaria Nominal:	kV	33	
Regulación Primaria Para los Puntos de Conmutación:	% Un	± 2x2,5%	
Tensión Secundaria en Vacío:	kV	0,400	0,231
Tensión Secundaria a Plena Carga con Cos φ = 0,8 y 75°C:	kV	0,385	0,222
Medio Aislante y Refrigerante:		Aceite mineral p/transformador	
Grupo de Conexiones:		Dyn11	
Conexiones:	Primaria:	TRIANGULO	
	Secundaria:	ESTRELLA con Neutro Accesible	
Pérdidas en Cortocircuito a Corriente Nominal:	W	650	
	Temperatura de Referencia: °C	75	
Pérdidas en Vacío a Temperatura Ambiente:	W	190	
Niveles de Aislación (LI/AC):	kV	AT: 170/70 - BT: 20/3	
Corriente de Vacío según Norma IRAM 2106:	@ Un	% In	3,7
	@ 1,05 Un	% In	8,14
Nivel de Ruido según IRAM 2437:		dB	48
Tensión de Cortocircuito a Corriente Nominal:	% Un	4	
Componente Resistiva de la Tensión de Cortocircuito:	% Un	2,60	
	Temperatura de Referencia: °C	75	
Elevación Máxima de Temperatura del Aceite (*):	°C	60	
Elevación Media de Temperatura de los Arrollamientos (*):	°C	65	

Resistencia Mínima de Aislación a 20 °C:	Primario/Secundario:	Mohms	3000
	Primario/Masa:	Mohms	3000
	Secundario/Masa:	Mohms	3000
Tolerancia para los Valores Garantizados:			Según Normas IRAM 2099
Material Constructivo de los Arrollamientos:	Baja Tensión:		COBRE
	Alta Tensión:		COBRE
Tipo Constructivo de los Arrollamientos:	Baja Tensión:		CIRCULAR EN CAPAS
	Alta Tensión:		CIRCULAR EN CAPAS
Masas Aproximadas:	Núcleo:	kg	105
	Bobinas:	kg	35
	Extraíble:	kg	150
	Cuba y Accesorios:	kg	300
	Medio Aislante:	kg	200
	Total:	kg	650
Dimensiones Aproximadas:	Largo:	mm	1550
	Ancho:	mm	800
	Alto:	mm	1650
	Trocha:	mm	600

Catálogo N° 4.2.2.1: Transformador de potencia 33/0,4-0,231 kV – 25 kVA

Fuente: Especificaciones técnicas Tadeo Czerweny

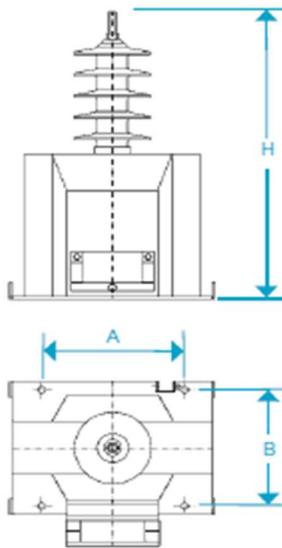


4.2.3. Transformadores de Medición

Transformador de medición de tensión (TV)



TRANSFORMADORES DE TENSIÓN INDUCTIVOS > Aislamiento seco y papel-aceite



> Fig. 5 - Modelo UR

Clases y potencias de precisión estándar:

- > Según Normas IEC:
 - 100 VA Clase 0,2 / 3P
 - 250 VA Clase 0,5 / 3P
- > Según Normas IEEE:
 - 0.3 WXYZ
 - 1.2 WXYZ, ZZ

Posibilidad de clase y potencias superiores.

Las siguientes tablas muestran la gama actual. Las características son orientativas; ARTECHE puede fabricar estos transformadores de acuerdo con cualquier norma nacional o internacional.

Transformadores de tensión										
Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo		Línea de fuga estándar (mm)	Potencia térmica (VA)	Dimensiones				Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)			Fig.	A (mm)	B (mm)	H (mm)	
Aislamiento de resina cicloalifática										
URJ-17	17,5	38	95	550	400	5	254	219	453	41
URL-17	17,5	38	95	545	450	5	254	219	453	33
URN-17	17,5	38	95	570	1500	5	254	219	500	55
URJ-24	24	50	125	910	400	5	254	219	575	43
URL-24	24	50	125	765	450	5	254	219	533	35
URN-24	24	50	125	800	600	5	254	219	570	57
URN-36	36	70	170	1340	600	5	254	219	708	60
URS-36	36	70	170	1260	1500	5	350	200	715	68

Catálogo N° 4.2.3.1: Transformadores de medición de tensión "TV"

Fuente: Catálogo Arteche



Transformador de medición de corriente (TI)



TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD > Aislamiento seco

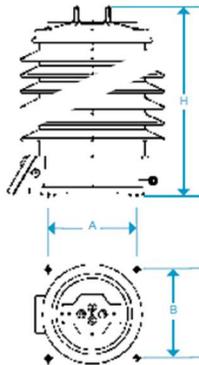


Fig. 2 - Modelos CX / CR

Los transformadores de intensidad con aislamiento seco ARTECHE se denominan mediante tres letras y dos cifras que coinciden con el nivel de tensión máxima de servicio.

Las dos primeras letras son de acuerdo con el tipo de transformador y la tercera con las variantes dentro de la línea. Los transformadores de intensidad se denominan mediante las letras CX (aislador porcelana o silicona), CR (aislamiento resina cicloalifática), CE (invertido, aislamiento resina cicloalifática) y CPE (aislamiento resina cicloalifática con transformador toroidal).

Relaciones de transformación: todo tipo de combinaciones posibles en un mismo aparato.

Arrollamientos secundarios para:

- > Protección: todo tipo de clases de protección posibles, núcleos lineales, de baja inducción, etc.
- > Medida: clases de precisión para cualquier necesidad de medida y facturación (incluyendo clase 0,1/0,15 de muy alta precisión y gama extendida en corriente).

Número de arrollamientos secundarios: según necesidades, hasta 4 secundarios son posibles en un solo aparato.

Las siguientes tablas muestran la gama actual. Las características son orientativas; ARTECHE puede fabricar estos transformadores de acuerdo con cualquier norma nacional o internacional.

Transformadores de intensidad

Modelo	Tensión máxima de servicio (kV)	Tensiones de ensayo		Línea de fuga estándar (mm)	Fig.	Dimensiones			Peso (kg)
		Frecuencia industrial (kV)	Impulso (kVp)			A (mm)	B (mm)	H (mm)	
Aislamiento de resina cicloalifática									
CRB-17	17,5	38	95	420	2	219	254	335	22
CRE-17	17,5	38	95	440	2	219	254	300	35
CRB-24	24	50	125	590	2	219	254	371	24
CRE-24	24	50	125	620	2	219	254	370	40
CRF-24	24	50	125	810	2	219	254	370	45
CRE-36	36	70	170	925	2	219	254	475	45

Catálogo N° 4.2.3.2: Transformadores de medición de intensidad "TI"

Fuente: Catálogo Arteche



4.2.4. Equipos de maniobra

Seccionador a cuernos 33 kV – 13,2 kV

Clásico seccionador a cuernos **modelo ACT**, apto para montaje en cruceta normalizada, con aisladores de porcelana o resina cicloalifática, en tensiones nominales de 13,2 y 34,5 kV - 600 A.

Los comandos que se ofrecen son del tipo **Estribo** para instalaciones normales o con Comando Manual y auxiliares (bobina, contactos, calefacción) para aquellos casos donde la señalización y el control sean requisitos indispensables.

Los contactos y mallas de conexión están fabricados en cobre electrolítico de máxima pureza y estañados. Todas sus partes ferrosas están protegidas por galvanización en caliente.

Opcionalmente, pueden suministrarse con cuchillas de **Puesta a Tierra** independientes o sincronizadas y contactos del tipo aireados a cuchilla.

Características Técnicas	
Tensión Nominal (kV)	15 a 33 kV
Corriente Nominal (A)	600
Montaje	Horizontal - Vertical
Accionamiento	Manual
Icc (1 seg)	10 kA
Icc (cresta)	25 kA



Seccionador modelo ACT 15 kV

Catálogo N° 4.2.4.1: Seccionador tripolar a cuernos 15 a 33 kV

Fuente: Catalogo Fammie Fami S.A.

Seccionador unipolar a cuchillas con PAT 33kV – 13,2 kV

Datos técnicos								
MODELO	TENSION KV	CORRIENTE NOMINAL A	CORRIENTE DE BREVE DURACION (1s) KA	CORRIENTE DINAMICA (cresta) KA	TENSIONES DE ENSAYO			
					FRECUENCIA INDUSTRIAL		IMPULSO	
					TIERRA A POLOS	ENTRE POLOS	TIERRA A POLOS	ENTRE POLOS
AC15-600	15	630	15	40	45	60	95	110
AC27-600	27	630	15	40	55	75	125	150
AC33-600	33	630	15	40	75	100	170	195

Catálogo N° 4.2.4.2: Seccionador unipolar a cuchillas 15 a 33 kV – 630A

Fuente: Catalogo Sicame Argentina



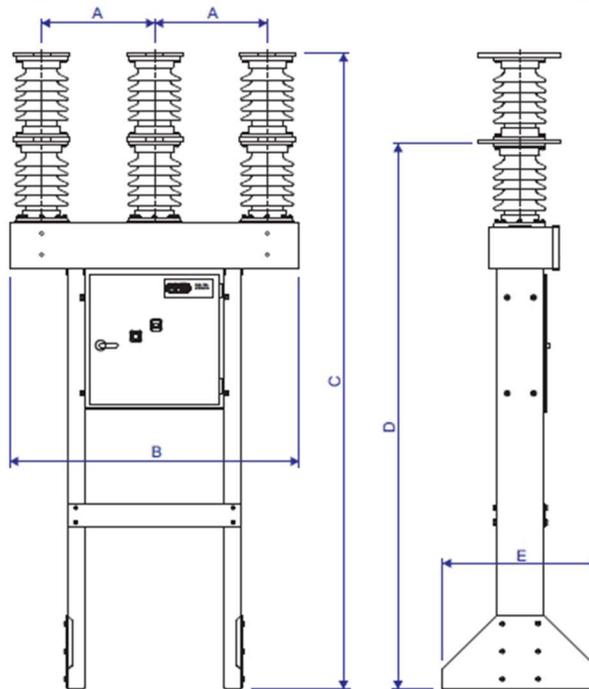
Interruptor en vacío

1. Características Eléctricas 1. Electrical Characteristics

Tensión Nominal Rated Voltage	Corriente Nominal Rated Current	Tensión de Aislamiento Rated Insulation Voltage	Poder de Interrupción Rated Breaking Capacity	Corriente Breve Duración Short Time Withstand Current ¹	Poder de Cierre (arcual) Making Capacity (peak value)	Tensión Soportada 50 Hz 1 min Withstand Voltage 50 Hz 1 min	Tensión de Impulso Impulse Withstand Voltage	Frecuencia Nominal Rated Frequency	Ciclo de Operación Operating Sequence	Tiempo de Cierre Closing Time	Tiempo de Apertura Opening Time	Tiempo de Arco Arcing Time
kV	A	kV	kA	kA (3seg)	kA	kV	kV	Hz	kV	mseg	mseg	mseg
12	630 / 3150	17,5	12,5 / 31,5	12,5 / 31,5	32 / 80	28	75	50 / 60	C-0,3 seg-CO-15 seg-CO C-0,3 seg-CO-3 min-CO	40	30	5 / 15
17,5						38	95					
24		50				125						
38		70				170						

NOTA: Los interruptores de 17,5 y 38 kV pueden suministrarse sobre pedido para un nivel de impulso de 110 y 200 kV pico respectivamente
 NOTE: 17,5 and 38 kV breakers can be provided on request suitable for 110 and 200 kV peak impulse level respectively

2. Dimensiones y Pesos 2. Dimensions and Weights



	DIMENSIONES (mm) DIMENSIONS (mm)					PESO (kg) WEIGHT (kg)
	A	B	C	D	E	
VEE 12 - 38 kV	600	1540	3495	3000	830	660
VEE 38 kV*	770	1880	3724	3134	830	744

* VEE 38kV nivel de polución IV (IEC 815) - VEE 38kV Pollution level IV (IEC 815)

Catálogo N° 4.2.4.2: Interruptores de vacío para intemperie 12 – 38 kV

Fuente: Catalogo EMA Electromecánica



4.2.5. Relés de protección

Protección de transformador

Product data sheet
Characteristics

59735

transformer - T87 - Sepam series 80



Protection type

Thermostat / buchholz ANSI code: 26/63 (option)
Neutral voltage displacement ANSI code: 59N
Breaker failure ANSI code: 50BF
Directional earth fault ANSI code: 67N/67NC
Directional phase overcurrent ANSI code: 67
Synchro-check ANSI code: 25 (option)
Overvoltage (L-L or L-N) ANSI code: 59
Temperature monitoring (16 RTDs) ANSI code: 38/49T (option)
Thermal overload for machines ANSI code: 49RMS
Restricted earth fault ANSI code: 64REF
Overfluxing (V/Hz) ANSI code: 24
Two-winding transformer differential ANSI code: 87T
Negative sequence/unbalance ANSI code: 46
Overfrequency ANSI code: 81H
Underfrequency ANSI code: 81L
Positive sequence undercurrent ANSI code: 27D
Remanent undervoltage ANSI code: 27R
Undervoltage (L-L or L-N) ANSI code: 27
Negative sequence overvoltage ANSI code: 47
Phase overcurrent ANSI code: 50/51
Earth fault/sensitive earth fault ANSI code: 50N/51N
Earth fault/sensitive earth fault ANSI code: 50G/51G
Directional active overpower ANSI code: 32P

Catálogo N° 4.2.5.1: Relé de protección de transformador Sepam T87

Fuente: Catálogo Schneider



Protección de línea en alimentadores y distribuidores

Sepam series 20



Protection	ANSI code	Earthing system				Comments
		TN-S	TN-C	TT	IT	
Phase overcurrent	50/51	■	■	■	■	Neutral conductor not protected
Earth fault/Sensitive earth fault	50N/51N	■	■	■	(1)	
Earth fault/Sensitive earth fault	50G/51G	■	■	■	(3)	
Negative sequence/unbalance	46	■	■	■	■	Threshold to be adapted to the phase unbalance
Thermal overload for cables/capacitor/transformer/motor/generic	49RMS	■	■	■	■	Neutral conductor not protected
Restricted earth fault	64REF	■	■	■	(3)	
Two-winding transformer differential	87T	■	■	■	■	
Directional phase overcurrent	67	■	■	■ (4)	■ (4)	
Directional earth fault	67N/67NC	■	■	■	■	Incompatible with LV diagrams (4-wire)
Directional active overpower	32P	■	■	(2)	(2)	
Directional reactive overpower	32Q	■	■	(2)	(2)	
Undervoltage (L-L or L-N)	27	■	■	■	■	
Remanent undervoltage	27R	■	■	■	■	
Oversvoltage (L-L or L-N)	59	■	■	■	■	
Neutral voltage displacement	59N	■	■	(4)	(4)	Residual voltage not available with 2 VTs
Negative sequence oversvoltage	47	■	■	■	■	
Overfrequency	81H	■	■	■	■	
Underfrequency	81L	■	■	■	■	
Rate of change of frequency	81R	■	■	■	■	
Synchro-check	25	■	■	■	■	

■ : Protection function suitable for low voltage (according to Sepam)

(1) Not recommended even on the second fault.

(2) 2-wattmeter method not suitable for unbalanced loads.

(3) Residual current too low in IT.

(4) 2 phase-to-phase VTs.

Catálogo N° 4.2.5.2: Relé de protección de Líneas Sepam S20

Fuente: Catálogo Schneider



ANEXO IV: Bibliografía

[1] Cálculo mecánico de líneas aéreas de media tensión:

- AEA 95301: Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión.
- ET N° GC-IE-T-N° 1 AyE: Líneas Aéreas de Transmisión Eléctrica (Agua y Energía).
- Cálculo de líneas Aéreas Ing. Hector Leopoldo Soibelzon
- F. Almeida “Proyectos Mecánicos de Líneas Aéreas de Transmisión”.
- IRAM 2212: Conductores eléctricos de aleación de aluminio. Para líneas aéreas de energía.

[2] Cálculo de Malla PAT:

- Mallas de Tierra en Alta Tensión: IEEE 80 - 2000

[3] Elementos para construcción de LAMT: Aisladores, Herrajes y Morsetería:

- IRAM 2408: Aisladores de material orgánico de montaje rígido a perno para líneas aéreas de media tensión. Guía para la realización de los ensayos y su evaluación.
- EMPREL S.R.L.
 - Página web: <https://emprel.com.ar/>
- Electro Córdoba S.A.
 - Página web: <http://electro.electrocordobasa.com.ar/>

[4] Morsetería Puesta a Tierra: Jabalinas, Grampas y terminales:

- IRAM 2249-1: Dispositivos de fijación para acoplamiento a rotula y alojamiento de rotula de unidades de cadenas de aisladores de suspensión. Medidas y requisitos generales.
- IRAM 2309: Materiales para puesta a tierra. Jabalina cilíndrica de acero - cobre y sus accesorios.
- LCT
 - Página web: <https://www.lct.com.ar/>
- Metal Ce S.R.L.
 - Página web: <http://www.metalce.com.ar/>



[5] Transformadores de Potencia:

- Tadeo Czerweny S.A.
 - o Página web: <https://www.tadeoczerweny.com.ar/>
- Grupo Mayo Transformadores
 - o Página web: <http://www.gcmayo.com/#>

[6] Transformadores de medición:

- Arteché
 - o Página web: <https://www.arteché.com/es/arteché-buenos-aires>

[7] Seccionadores:

- Fammie Fami S.A.
 - o Página web: <https://fami.com.ar/>

[8] Interruptores en vacío:

- IEC 62271-100: Interruptores automáticos de corriente alterna.
- EMA Electromecánica
 - o Página web: <https://ema.com.ar/sitio/es/inicio/>

[9] Conductores subterráneos Media tensión:

- IRAM 2178: Cables de energía aislados con dieléctrico sólido extruido para tensiones nominales de 1,1 kV a 33 kV.

[10] Protección contra descargas atmosféricas:

- IRAM 2184: Protección de estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas.

[11] Protecciones en Media Tensión:

- Cuaderno técnico de Schneider PT-071.

[12] Calculo de cortocircuito:

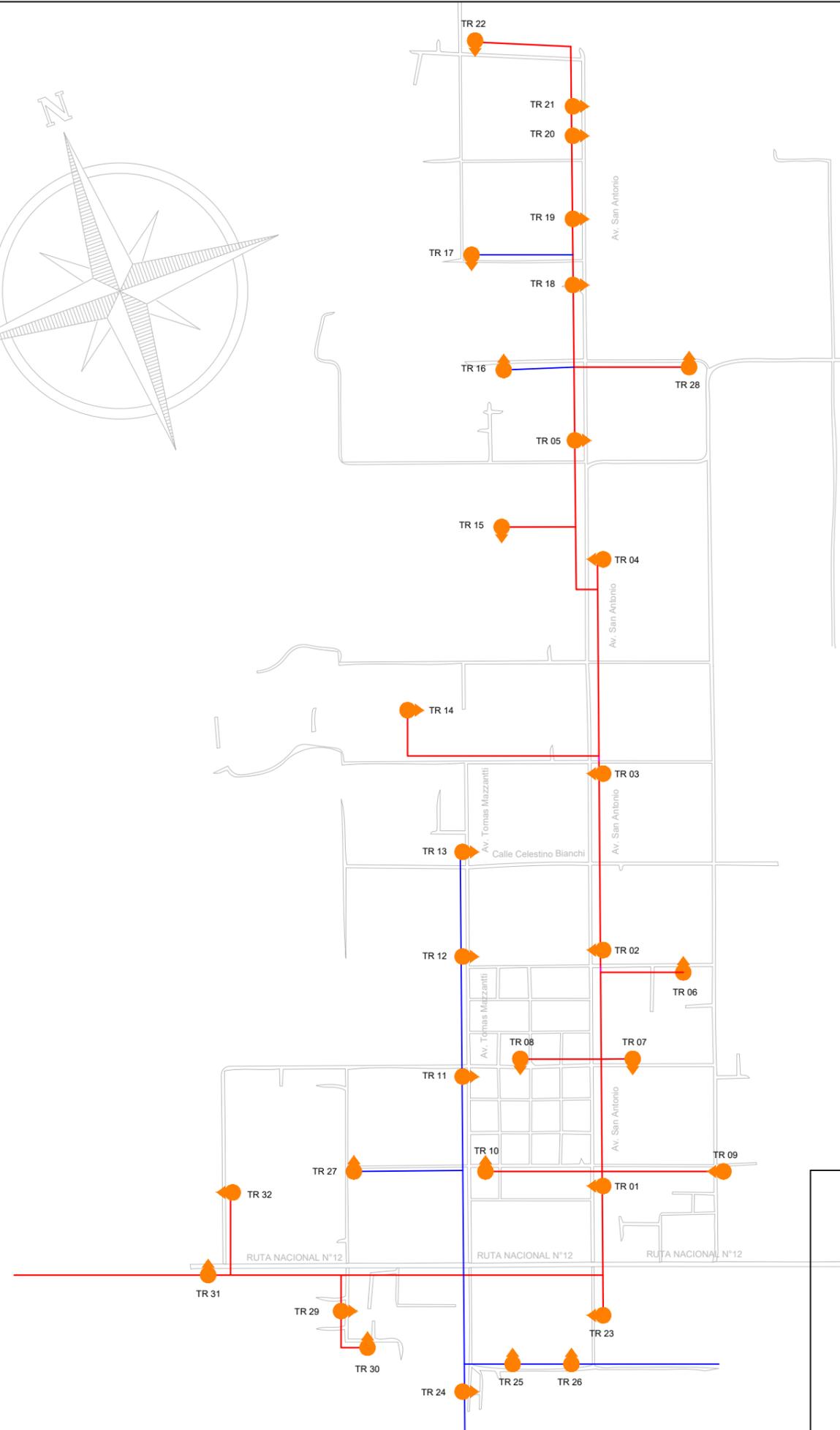
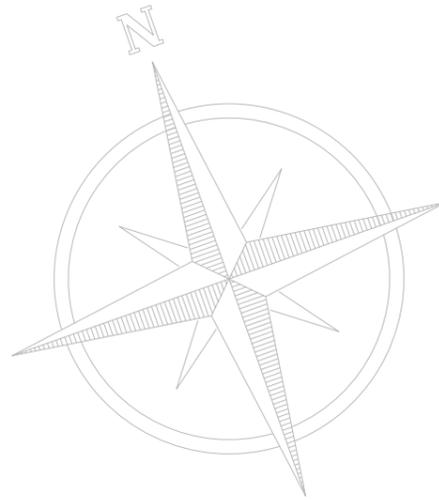


- Cuaderno técnico de Schneider N°158
- AEA 90909-0



ANEXO V: Planos

- 5.1. Plano N°1: Instalaciones existentes en Media Tensión 13,2 kV
- 5.2. Plano N°2: Centro de cargas
- 5.3. Plano N°3: Traza de LMT 33kV
- 5.4. Plano N°4: Estructura Retención Terminal “RT”
- 5.5. Plano N°5: Estructura Retención Angular 90° “RA90”
- 5.6. Plano N°6: Estructura Retención Angular 10° “RA10”
- 5.7. Plano N°7: Estructura Suspensión Simple “SS”
- 5.8. Plano N°8: Fundación Retención Terminal “RT”
- 5.9. Plano N°9: Fundación Retención Angular 90° “RA90”
- 5.10. Plano N°10: Fundación Retención Angular 10° “RA10”
- 5.11. Plano N°11: Fundación Suspensión Simple “SS”
- 5.12. Plano N°12: Unifilar SET 33/13,2 kV – 5 MVA
- 5.13. Plano N°13: Vista en planta SET 33/13,2 kV – 5 MVA
- 5.14. Plano N°14: Vista en corte SET 33/13,2 kV – 5 MVA
- 5.15. Plano N°15: Edificio de sala de comandos
- 5.16. Plano N°16: Distribuidores en 13,2 [kV]
- 5.17. Plano N°17: Protección contra descargas atmosféricas
- 5.18. Plano N°18: Acometida subterránea retención terminal



Trafo N°	Potencia [kVA]
1	315
2	315
3	250
4	100
5	100
6	315
7	250
8	100
9	250
10	100
11	5
12	10
13	5
14	315
15	315
16	5
17	5
18	5
19	5
20	5
21	100
22	100
23	250
24	5
25	10
26	10
27	5
28	100
29	250
30	250
31	250
32	250

REFERENCIAS



TRANSFORMADOR



LINEA TRIFASICA 13.2kV



LINEA MONOFASICA MONOFILAR 7.62kV

Fecha	15/01/21
Nombre	Aguilar R.
Dibujó	
Revisó	
Aprobó	Ing. Anton

ANALISIS DE DEMANDA Y
CONSTRUCCION DE LINEA DE
MEDIA TENSION EN 33KV Y
SUBESTACION
TRANSFORMADORA

U.T.N.
FACULTAD REGIONAL
RECONQUISTA

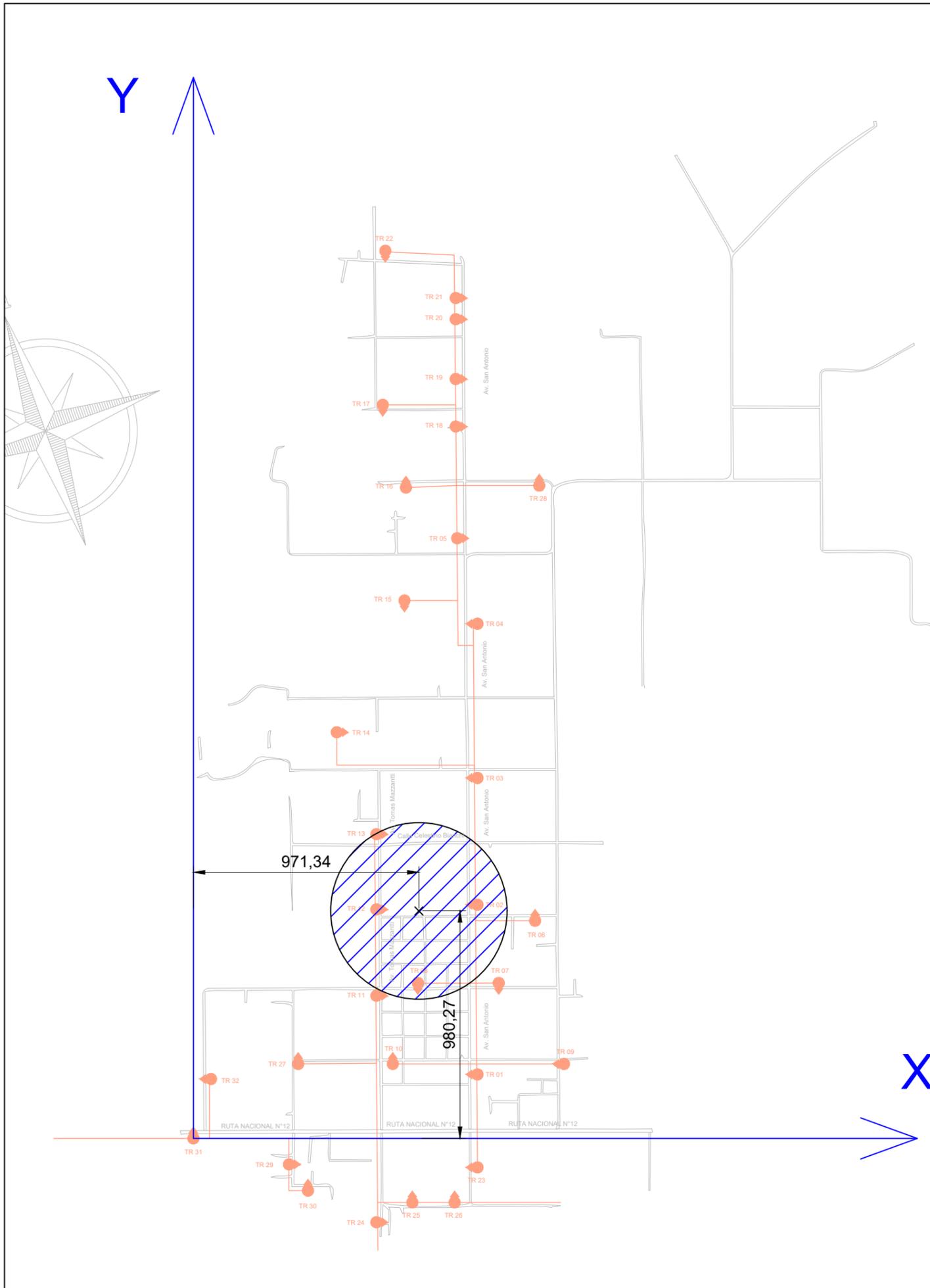


ESC: 1:16
Tolerancia:

**Instalaciones existentes en
Media Tensión 13,2 kV**

Plano N° 1

Pág.: 144

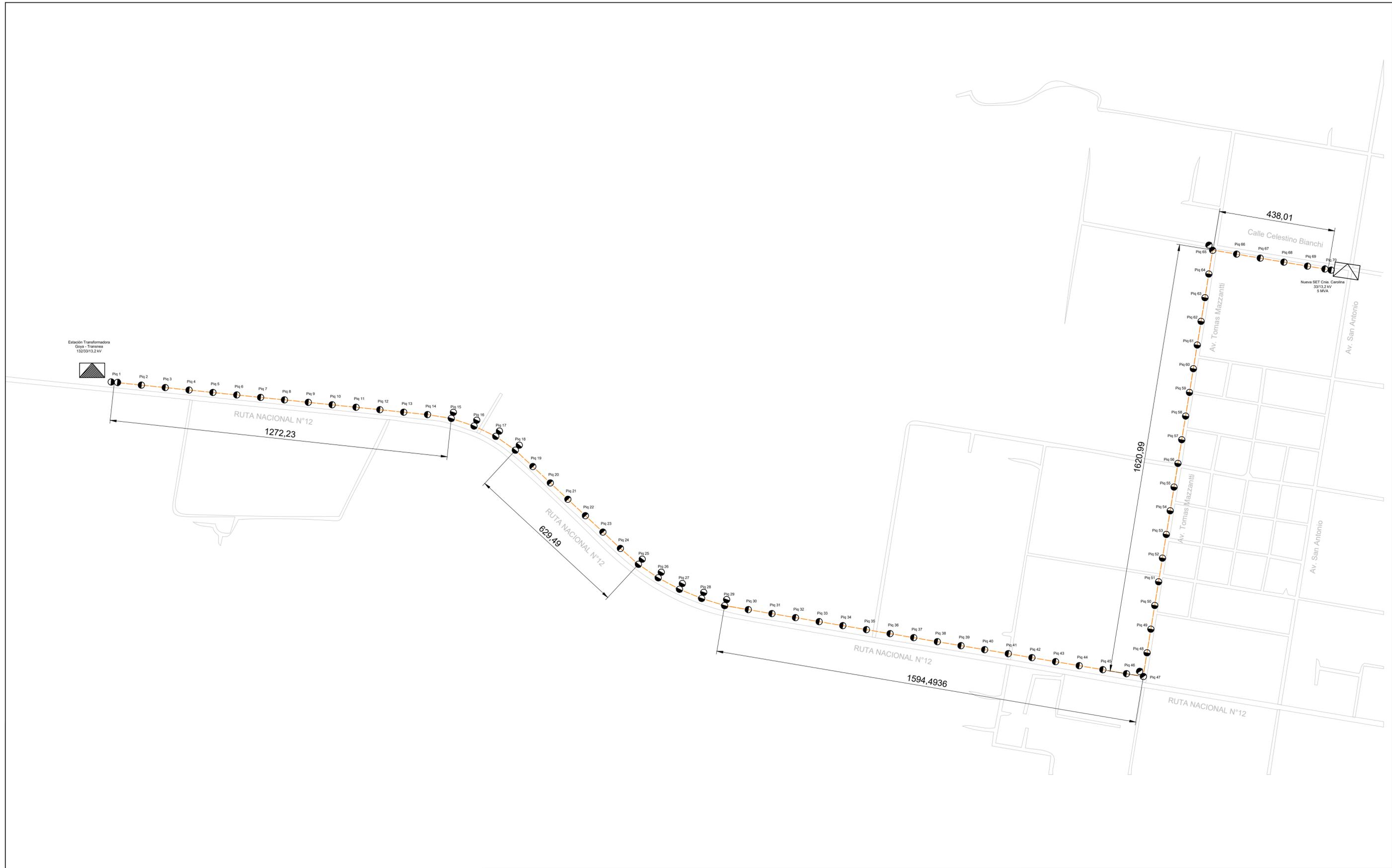


Trafo N°	Potencia [kVA]	X [m]	Y [m]
1	315	1223,83	275,45
2	315	1223,83	1005,51
3	250	1223,83	1551,22
4	100	1223,83	2214,39
5	100	1136,14	2582,52
6	315	1471,98	936,5
7	250	1315,34	668,92
8	100	966,92	668,13
9	250	1596,4	320,6
10	100	858,97	320,6
11	5	788,29	614,07
12	10	788,29	985,42
13	5	788,29	1309
14	315	917,7	1747,68
15	315	909,2	2314,4
16	5	915,57	2800,34
17	5	815,98	3156,5
18	5	1129,87	3063,02
19	5	1129,87	3267,56
20	5	1129,87	3524,81
21	100	1129,87	3615,93
22	100	826,98	3819,28
23	250	1223,83	-124,62
24	5	788,3	-360,7
25	10	788,23	-275,3
26	10	1125,33	-275,3
27	5	451,28	320,59
28	100	1489,92	2809,04
29	250	411,6	-111,6
30	250	493,63	-224,55
31	250	0	0
32	250	76,09	255,7

	[kVA.m]	[m]
Coordenada X	4225308,2	971,34
Coordenada Y	4257785,75	978,80

Potencia Total	4350	[kVA]
-----------------------	-------------	--------------

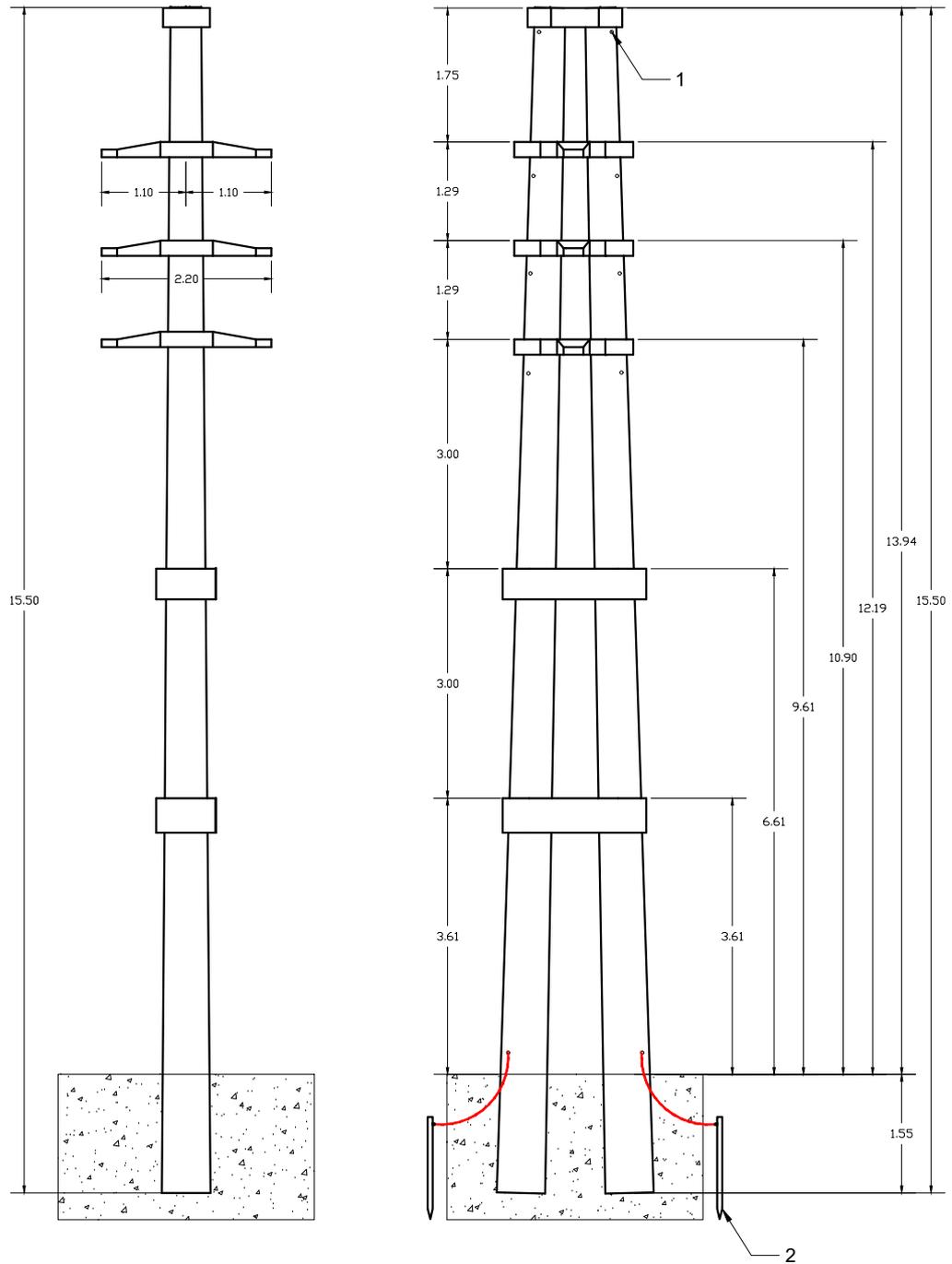
	Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA 
	Dibujó	Aguilar R.		
	Revisó			
	Aprobó	Ing. Anton		
ESC: 1:20	Centro de cargas			
Tolerancia:				Plano N° 2
				Pág.: 145



REFERENCIAS

-  Soporte suspensión 14,5/R1400
-  Soporte retención terminal 15,5 [m]
-  Soporte retención 10 A 90° 15,5 [m]
-  LINEA MEDIA TENSION 33kV

	Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBSTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA	
	Dibujó	Aguilar R.			
	Revisó				
	Aprobó	Ing. Anton			
ESC: 1:10		Traza LMT 33 kV			Plano N° 3
Tolerancia:					Pág.: 146

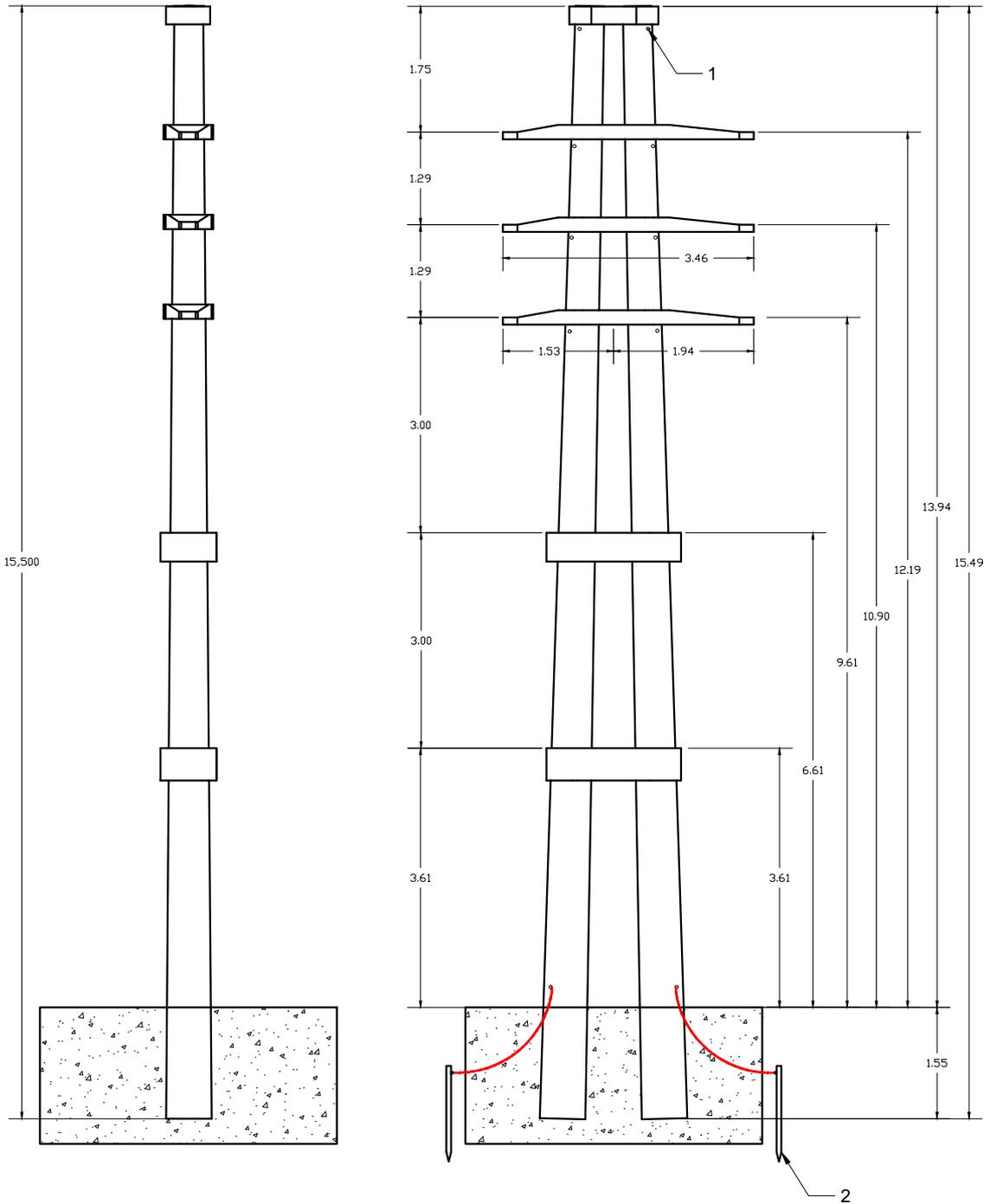


REFERENCIAS

Tensión: 33 kV	Aislador: Polimérico
Conductor: 95/15 Al/Ac	Tipo: Horquilla - Ojal
Cond. Guard.: OPGW	Estructura: H°A°

Nro.	Descripción	Cant.
1	Chapa NC3 + Bloquete p/PAT	10
2	Puesta a tierra	2

Dibujó	Fecha	Nombre	ANÁLISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA			
	15/01/21	Aguilar R.					
	Revisó						
Aprobó		Ing. Anton					
ESC: 11:1	Estructura Retención Terminal "RT"			Plano N° 4			
Tolerancia:						Pág.: 147	

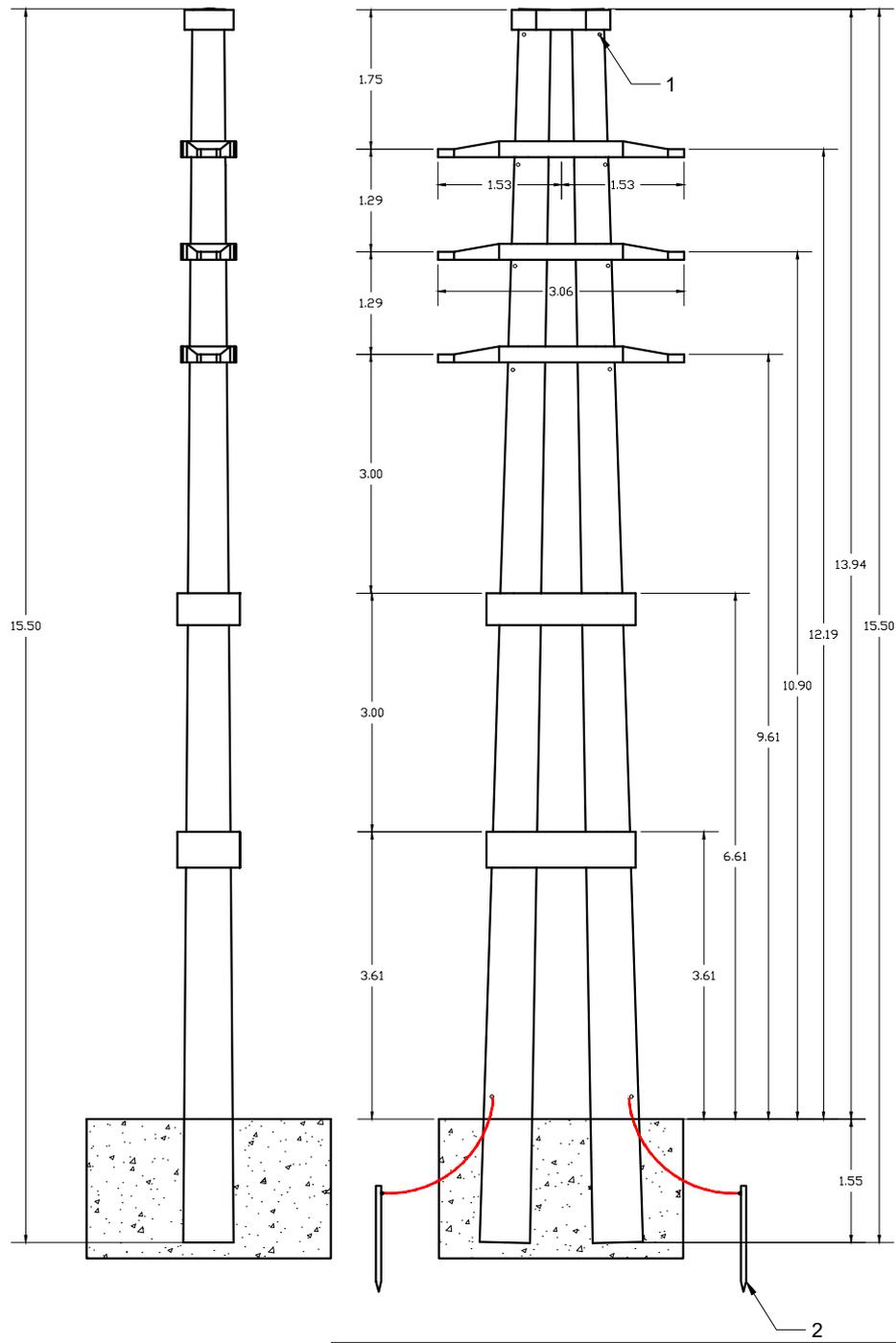


REFERENCIAS

Tensión: 33 kV	Aislador: Polimérico
Conductor: 95/15 Al/Ac	Tipo: Horquilla - Ojal
Cond. Guard.: OPGW	Estructura: H°A°

Nro.	Descripción	Cant.
1	Chapa NC3 + Bloquete p/PAT	10
2	Puesta a tierra	2

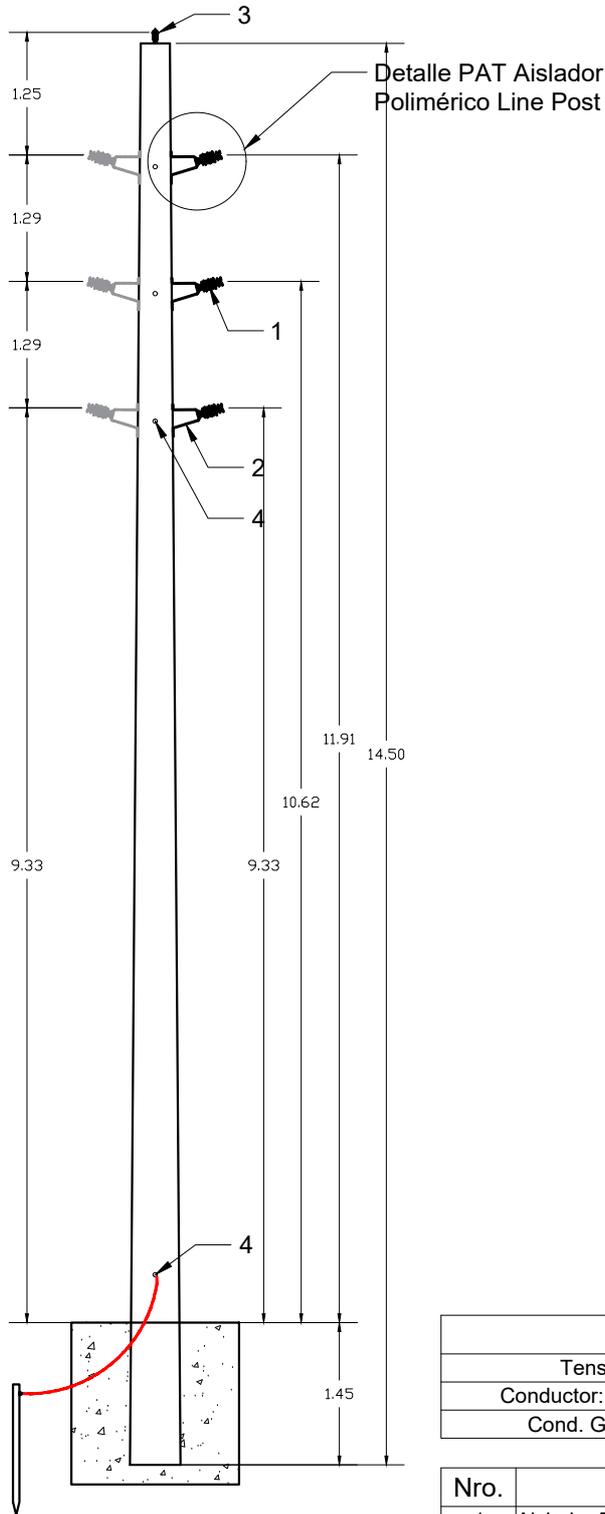
Dibujó Revisó Aprobó	Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA			
	15/01/21	Aguilar R.					
		Ing. Anton					
ESC: 11:1	Estructura Retención Angular "RA90"			Plano N° 5			
Tolerancia:						Pág.: 148	



REFERENCIAS	
Tensión: 33 kV	Aislador: Polimérico
Conductor: 95/15 Al/Ac	Tipo: Horquilla - Ojal
Cond. Guard.: OPGW	Estructura: H°A°

Nro.	Descripción	Cant.
1	Chapa NC3 + Bloquete p/PAT	10
2	Puesta a tierra	2

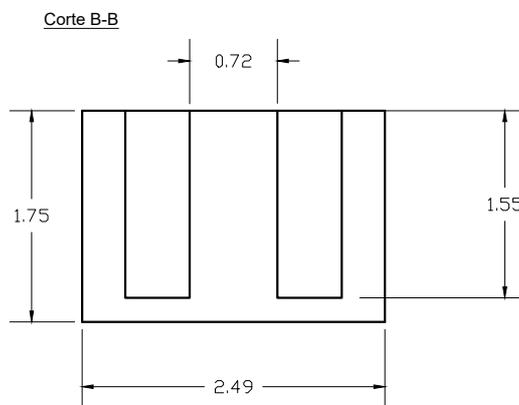
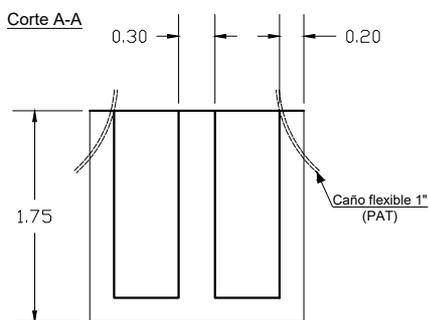
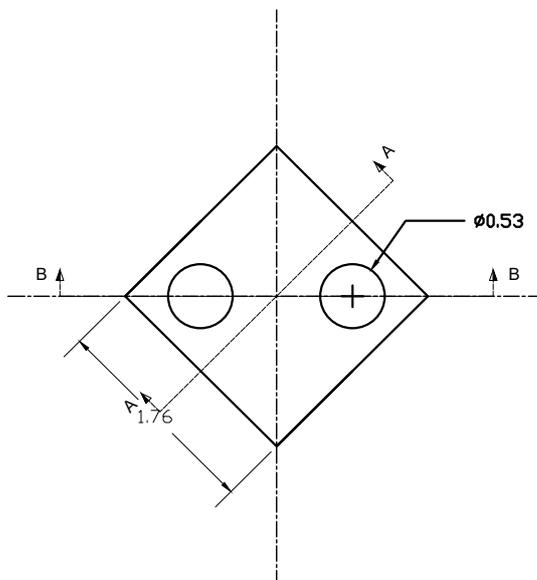
Dibujó	Fecha	Nombre	ANÁLISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCIÓN DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA			
	15/01/21	Aguilar R.					
	Revisó						
Aprobó		Ing. Anton					
ESC: 11:1	Estructura Retención Terminal "RA10"			Plano N° 6			
Tolerancia:						Pág.: 149	



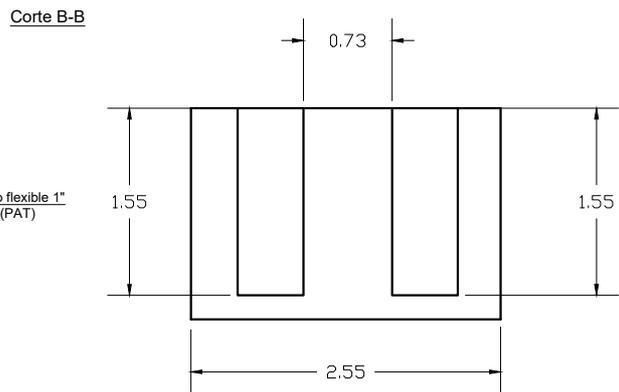
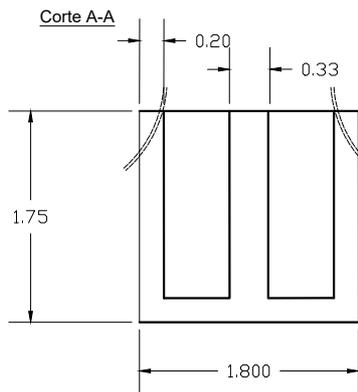
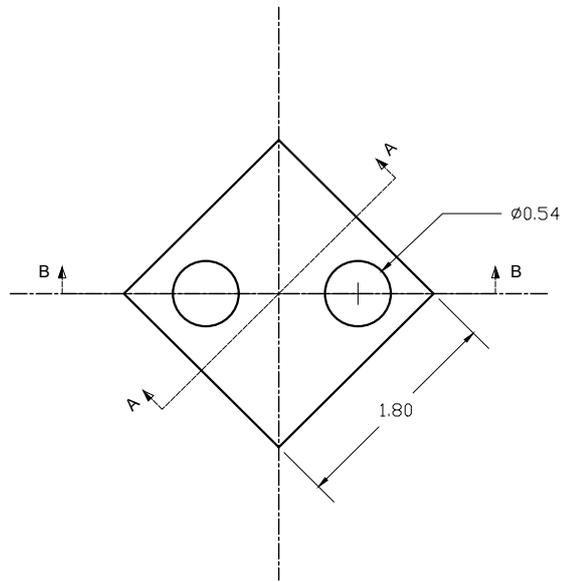
REFERENCIAS	
Tensión: 33 kV	Aislador: Polimérico
Conductor: 95/15mm ² Al/Ac	Tipo: Line Post
Cond. Guard.: OPGW	Estructura: H°A°

Nro.	Descripción	Cant.
1	Aislador Polimerico Line Post	6
2	Soporte p/aislador Line Post	6
3	Morsa p/hilo de guardia	1
4	Chapa NC3 + Bloquete p/PAT	13

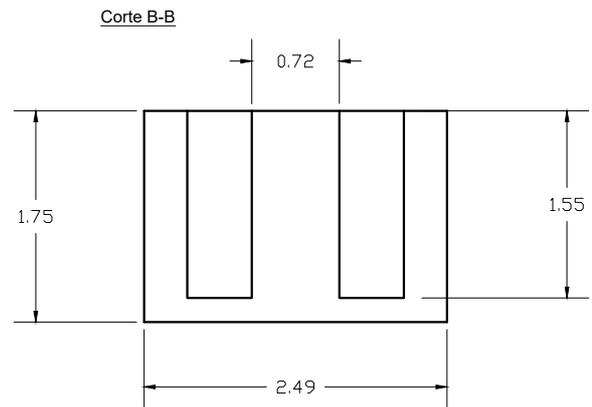
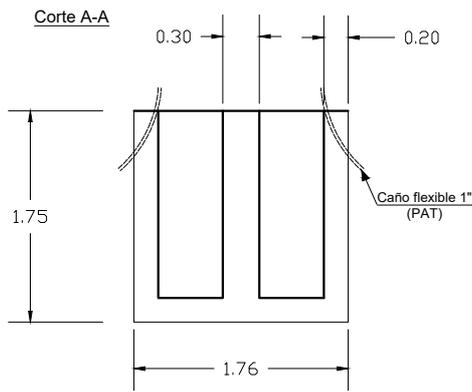
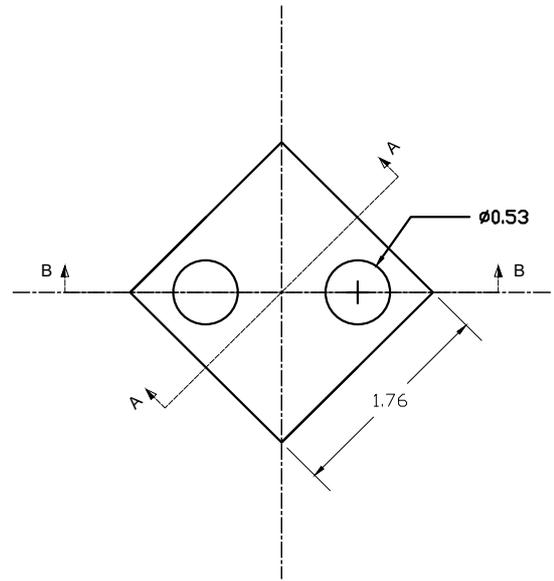
	Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA			
Dibujó	15/01/21	Aguilar R.					
Revisó							
Aprobó		Ing. Anton					
ESC: 13:1	Estructura Suspensión "SS"						
Tolerancia:						Plano N° 7	
						Pág.: 150	



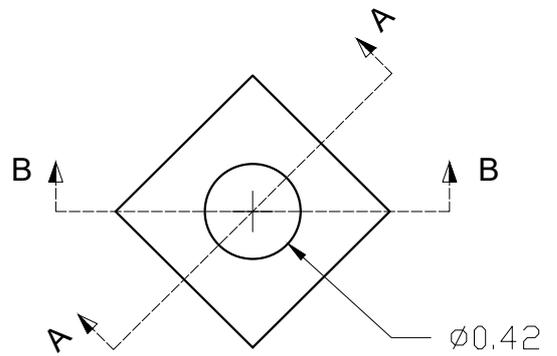
		Fecha	Nombre	ANÁLISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCIÓN DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA		
	Dibujó	15/01/21	Aguilar R.				
	Revisó						
	Aprobó		Ing. Anton				
	ESC: 16:1	Fundación Retención Terminal "RT"					
							Plano N° 8
	Tolerancia:						Pág.: 151



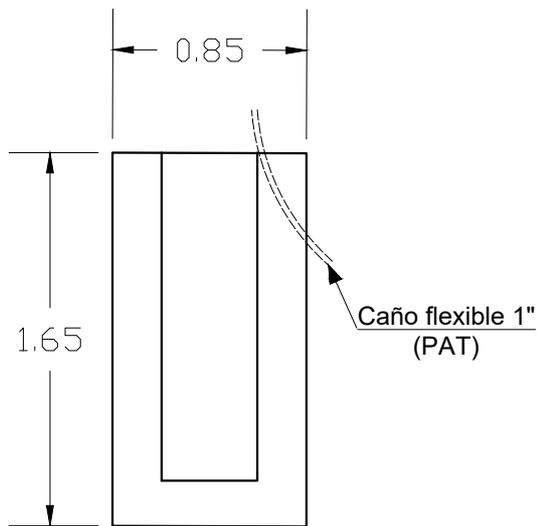
	Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA	
Dibujó	15/01/21	Aguilar R.			
Revisó					
Aprobó		Ing. Anton			
ESC: 16:1	Fundación Retención Angular "RA90"				
				Plano N° 9	
Tolerancia:				Pág.: 152	



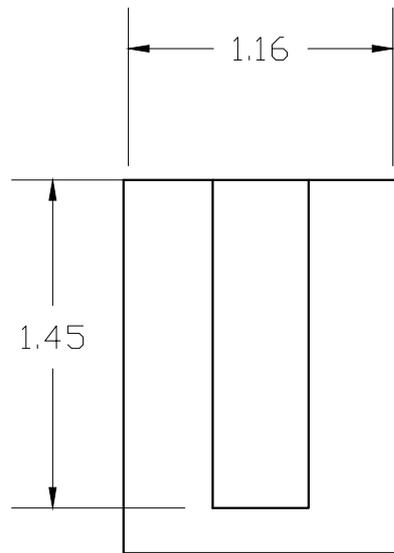
		Fecha	Nombre	ANÁLISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA		
	Dibujó	15/01/21	Aguilar R.				
	Revisó						
	Aprobó		Ing. Anton				
	ESC: 16:1	Estructura Retención Angular "RA10"					
	Tolerancia:						Plano N° 10
							Pág.: 153



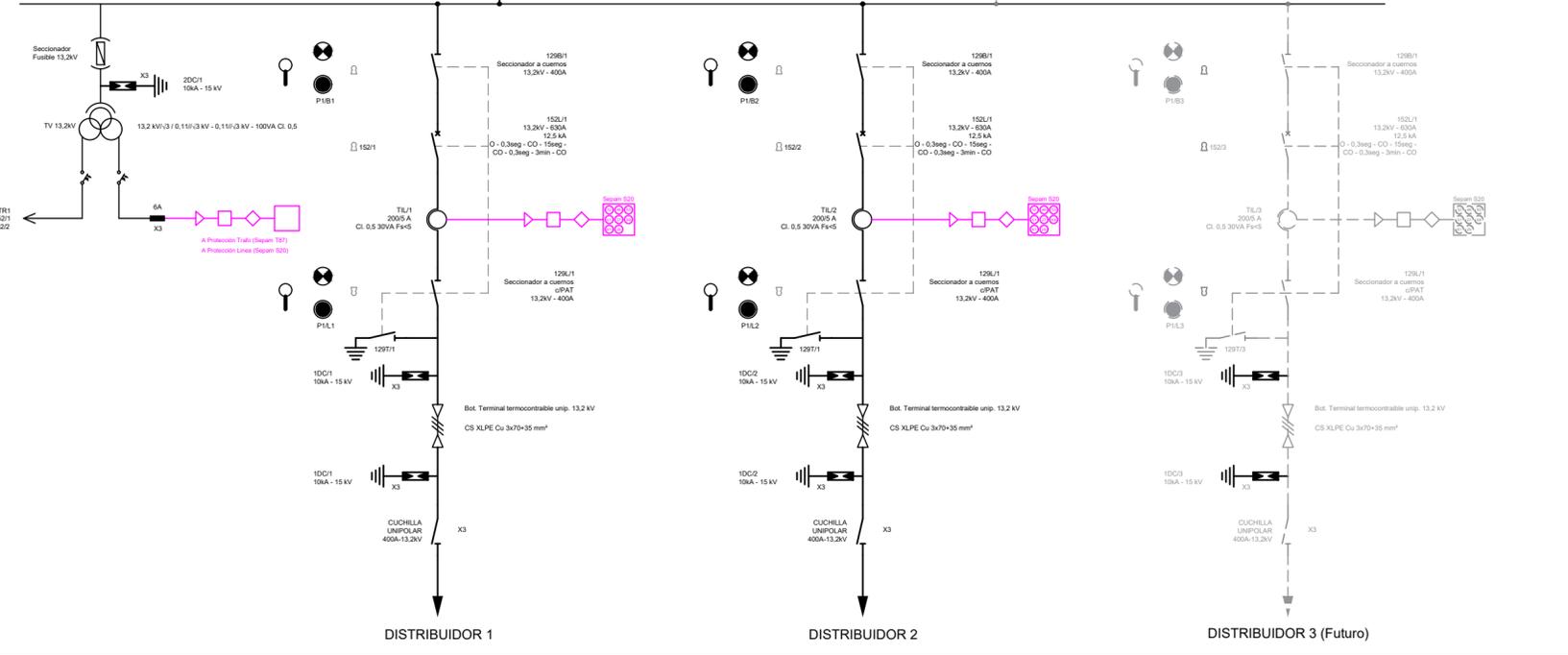
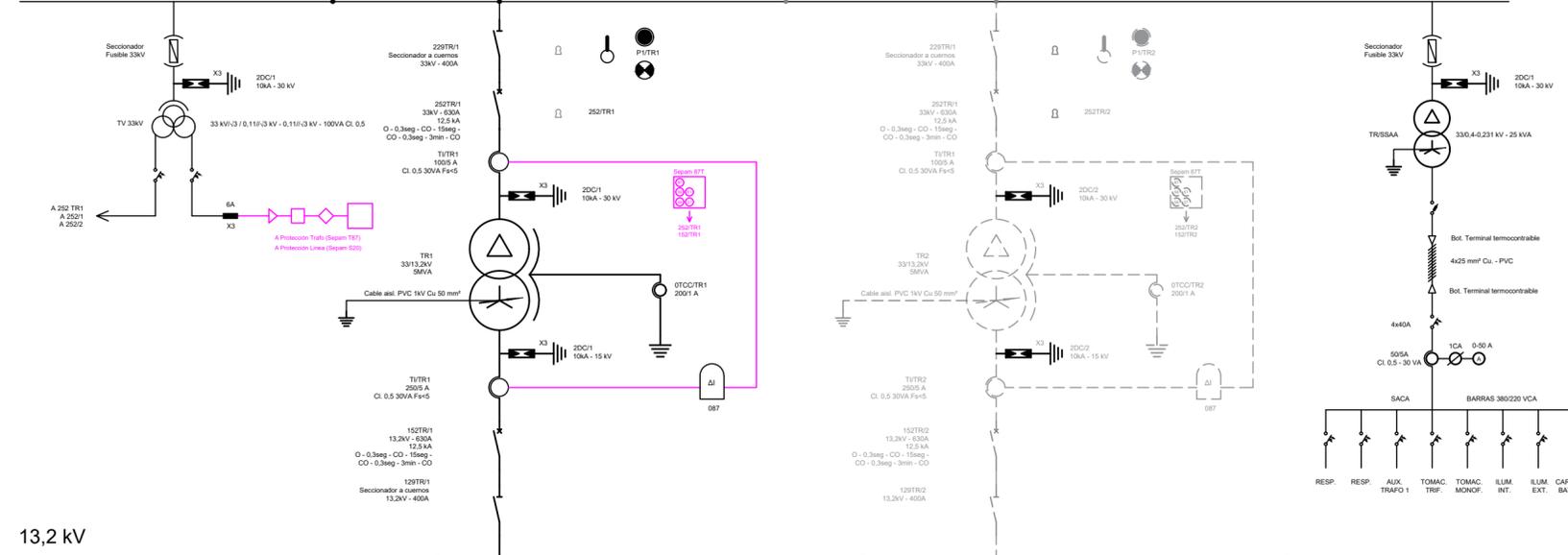
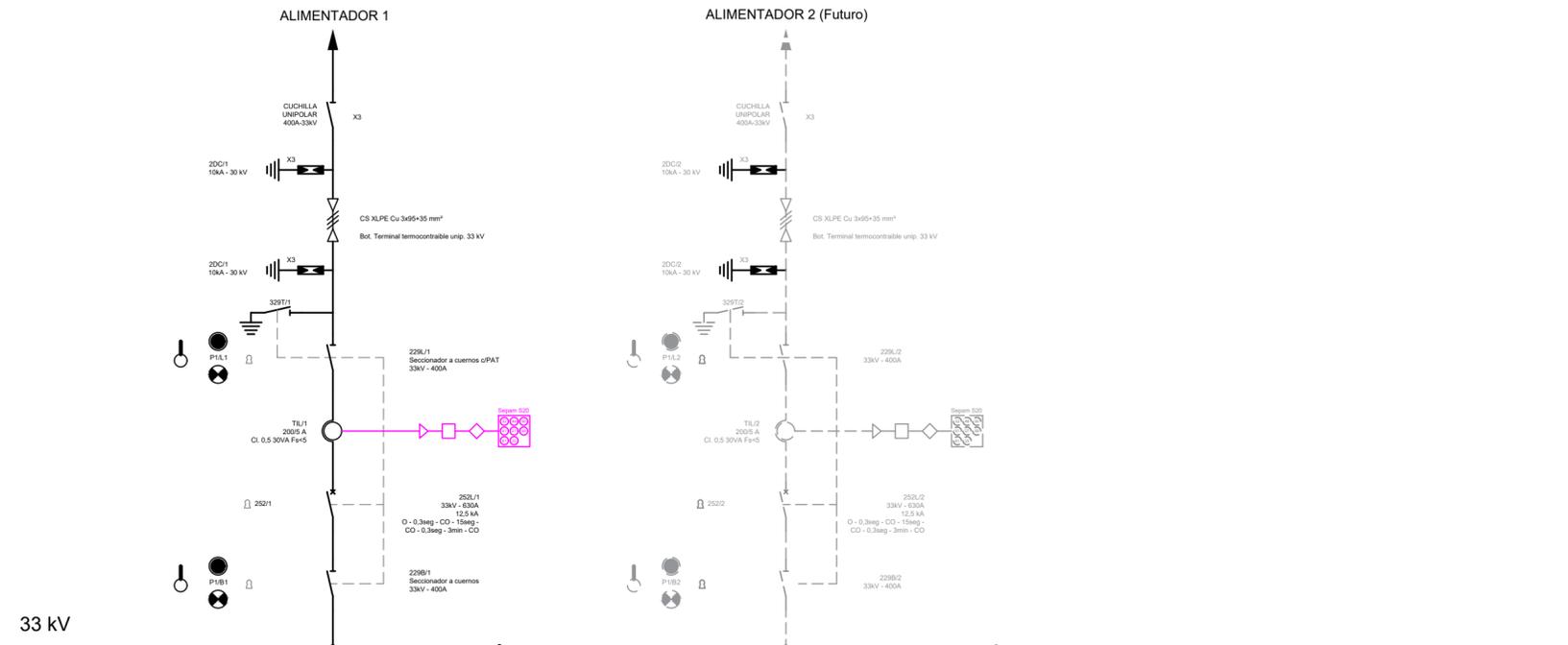
Corte A-A



Corte B-B



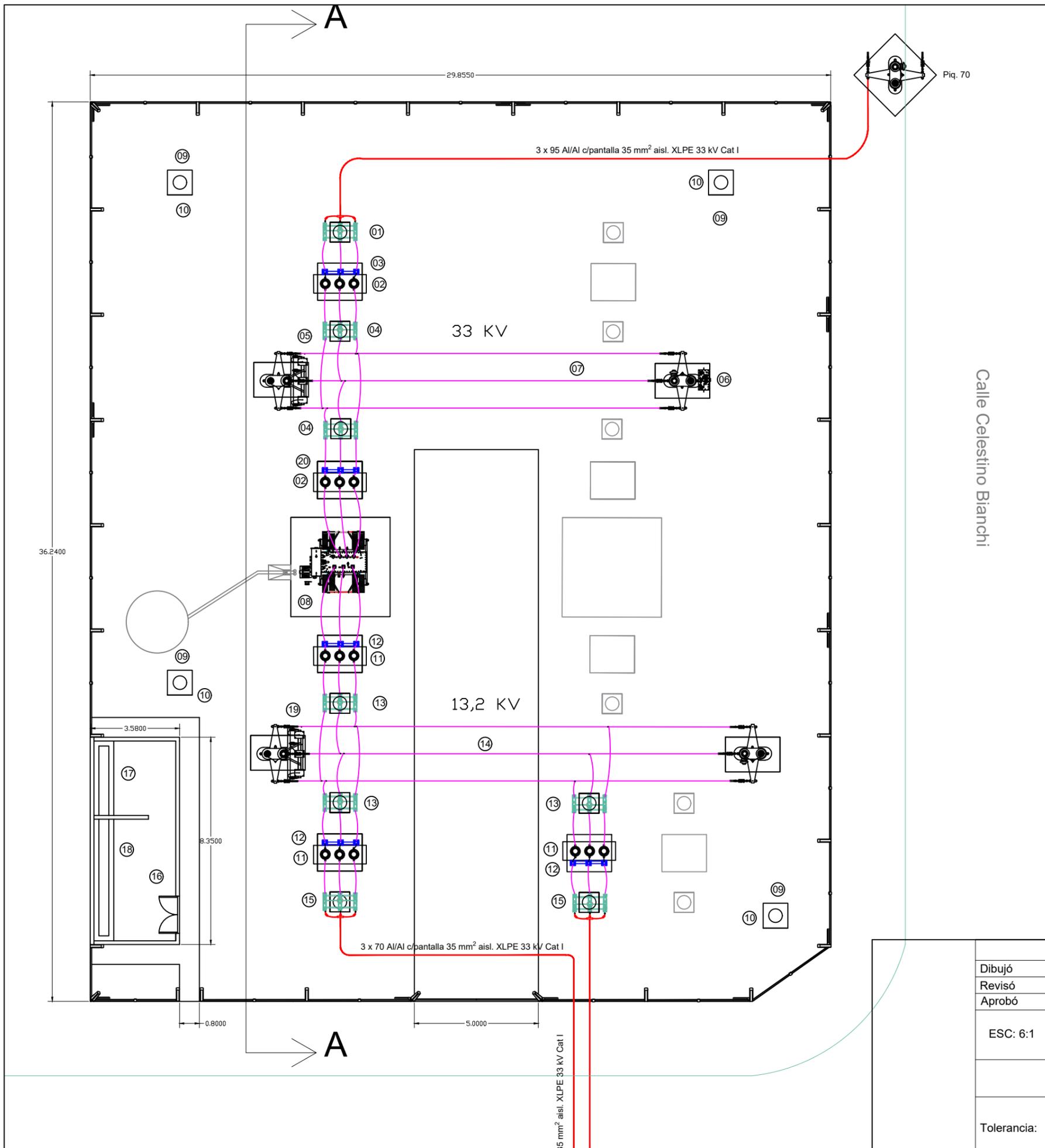
		Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA	
	Dibujó	15/01/21	Aguilar R.			
	Revisó					
	Aprobó		Ing. Anton			
	ESC: 30:1	Estructura Suspensión "SS"				
	Tolerancia:					
					Plano N° 11	
					Pág.: 154	



REFERENCIAS	
	SECCIONADOR A CUERNOS 33 kV - 400A
	INTERRUPTOR INTERPERIE 33 kV - 630A
	SECCIONADOR A CUERNOS 13,2 kV - 400A
	INTERRUPTOR INTERPERIE 13,2 kV - 630A
	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO XS
	PULSADOR
	SEÑALIZACION
	BOBINA DE ENCLAVAMIENTO DE SECCIONADOR
	P1 Pulsador de enclavamiento eléctrico

	EN SERVICIO		BAJA TENSION
	FONDO		ALTA TENSION
	FLOTE		FALLA

Fecha	15/01/21	Nombre	Aguilar R.	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBSTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA
Dibujó		Revisó			
Aprobó		Ing. Anton			
ESC:	S/E	Diagrama unifilar SET 33/13,2 kV - 5 MVA			Plano N° 12
Tolerancia:					Pág.: 155



Calle Celestino Bianchi

Referencias:

- ① Seccionador Tripolar 33kV ; 400 A C/P.A.T
- ② Interruptor Tripolar en Vacío 33 kV ; 630 A
- ③ Transformador de Intensidad 33kV ; 200/5 A
- ④ Seccionador Tripolar a Cuernos 33kV ; 400 A
- ⑤ Transformador de tension $\frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{\sqrt{3}}$ KV
- ⑥ Transformador de servicios auxiliares 33/0,380kV-25kVA
- ⑦ Conductor para barra 33kV- Al/Al 3x95mm²
- ⑧ Transformador de Potencia 33/13,86kV-5MVA
- ⑨ Estructura Proteccion Atmosferica
- ⑩ Iluminación de Playa con Alumbrado publico 150W
- ⑪ Interruptor Tripolar en Vacío 13,2 kV ; 630 A
- ⑫ Transformador de Intensidad 13,2kV ; 250/5 A
- ⑬ Seccionador Tripolar a Cuernos 13,2kV ; 400 A
- ⑭ Conductor para barra 13,2kV- Al/Al 3x120mm²
- ⑮ Seccionador Tripolar 13,2kV ; 400 A C/P.A.T
- ⑯ Sala de Comando
- ⑰ Banco de Baterías
- ⑱ Tablero de Comando, Medicion, Proteccion y SSAA de CC y CA
- ⑲ Transformador de tension $\frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{\sqrt{3}}$ KV
- ⑳ Transformador de Intensidad 33kV ; 100/5 A

Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBSTACION TRANSFORMADORA
Dibujó	Aguilar R.	
Revisó		
Aprobó	Ing. Anton	

U.T.N.
FACULTAD REGIONAL
RECONQUISTA



ESC: 6:1

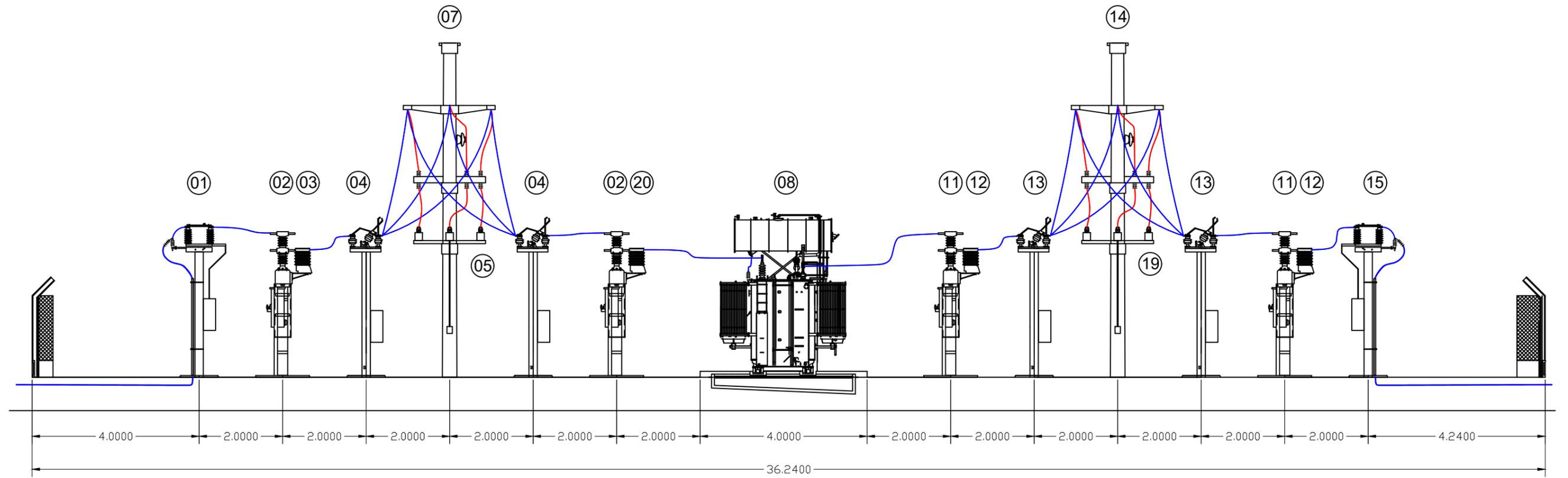
Tolerancia:

Planta SET 33/13,2 kV - 5 MVA

Plano N° 13

Pág.: 156

Corte A-A

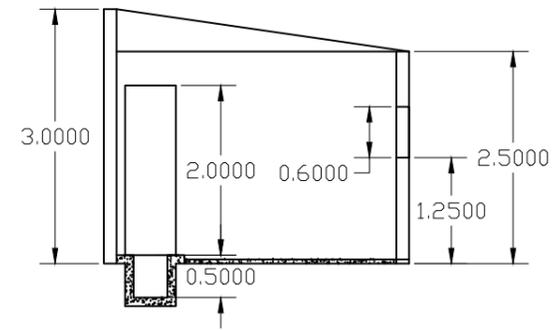


Referencias:

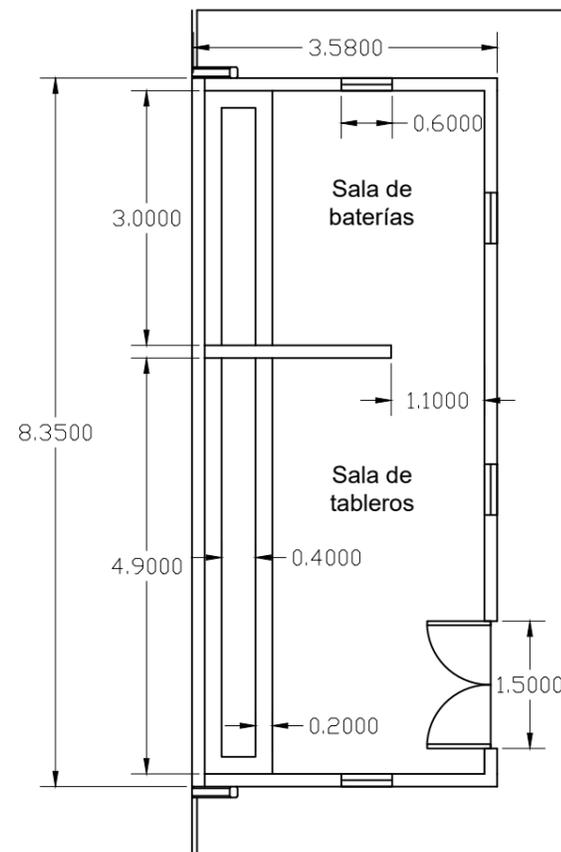
- | | | |
|--|---|---|
| <p>① Seccionador Tripolar 33kV ; 400 A C/P.A.T</p> <p>② Interruptor Tripolar en Vacío 33 kV ; 630 A</p> <p>③ Transformador de Intensidad 33kV ; 200/5 A</p> <p>④ Seccionador Tripolar a Cuernos 33kV ; 400 A</p> <p>⑤ Transformador de tension $\frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{\sqrt{3}}$ KV</p> <p>⑥ Transformador de servicios auxiliares 33/0,380kV-25kVA</p> <p>⑦ Conductor para barra 33kV- Al/Al 3x95mm²</p> <p>⑧ Transformador de Potencia 33/13,2kV-5MVA</p> <p>⑨ Estructura Proteccion Atmosferica</p> | <p>⑩ Iluminación de Playa con Alumbrado publico 150W</p> <p>⑪ Interruptor Tripolar en Vacío 13,2 kV ; 630 A</p> <p>⑫ Transformador de Intensidad 13,2kV ; 250/5 A</p> <p>⑬ Seccionador Tripolar a Cuernos 13,2kV ; 400 A</p> <p>⑭ Conductor para barra 13,2kV- Al/Al 3x120mm²</p> <p>⑮ Seccionador Tripolar 13,2kV ; 400 A C/P.A.T</p> <p>⑯ Sala de Comando</p> <p>⑰ Banco de Baterias</p> <p>⑱ Tablero de Comando, Medicion, Proteccion y SSAA de CC y CA</p> | <p>⑲ Transformador de tension $\frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0.11}{\sqrt{3}}$ KV</p> <p>⑳ Transformador de Intensidad 33kV ; 100/5 A</p> |
|--|---|---|

	Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA	
Dibujó	15/01/21	Aguilar R.			
Revisó					
Aprobó		Ing. Anton			
ESC: 10:1	Corte SET 33/13,2 kV - 5 MVA			Plano N° 14	
Tolerancia:				Pág.: 157	

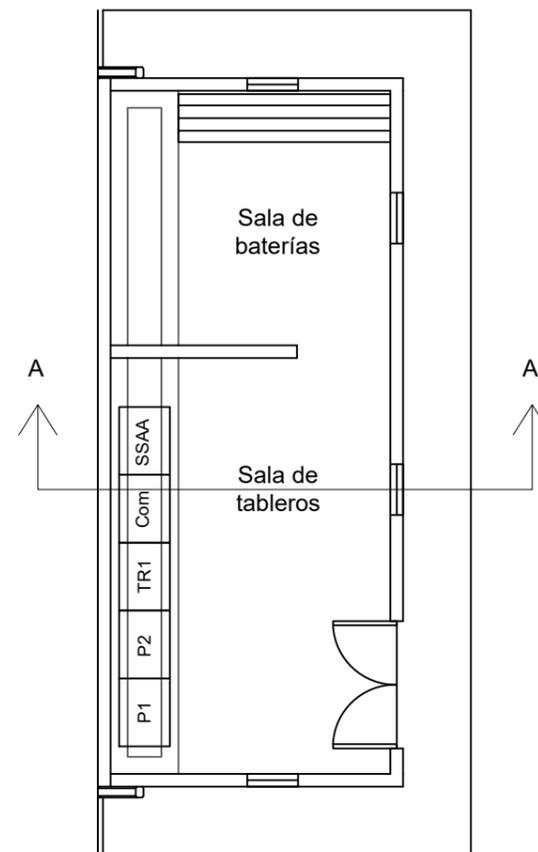
Corte A-A



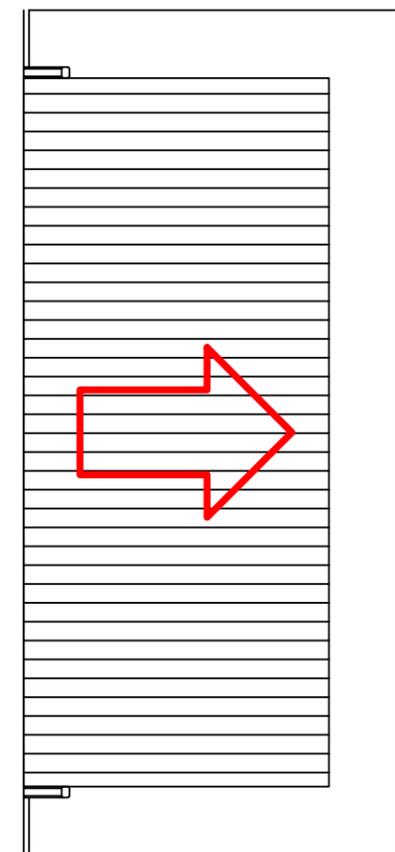
Planta



Detalle Tableros



Detalle Techo



Referencias:

P1: Protección en 33 kV

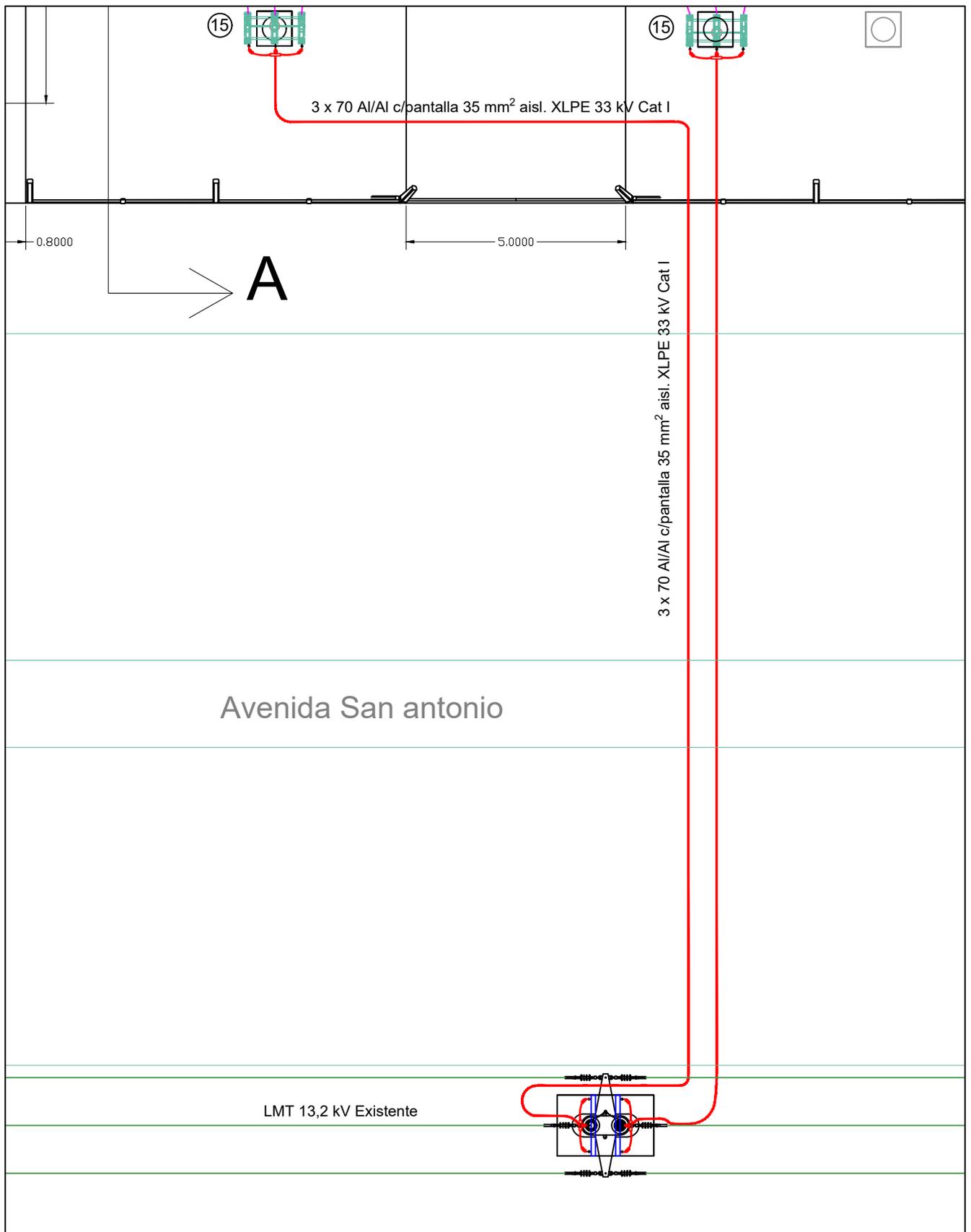
P2: Protección 13,2 kV

TR1: Protección Transformador

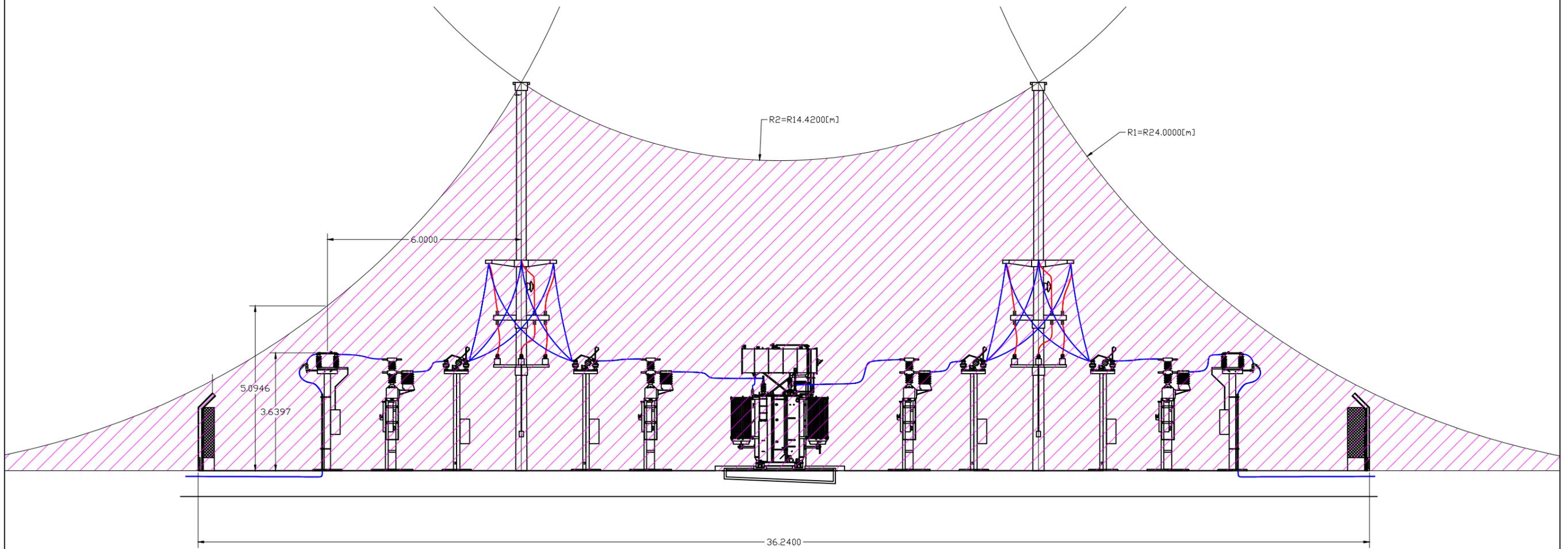
Com: Gabinete de comunicaciones

SSAA: Gabinete Servicios Auxiliares

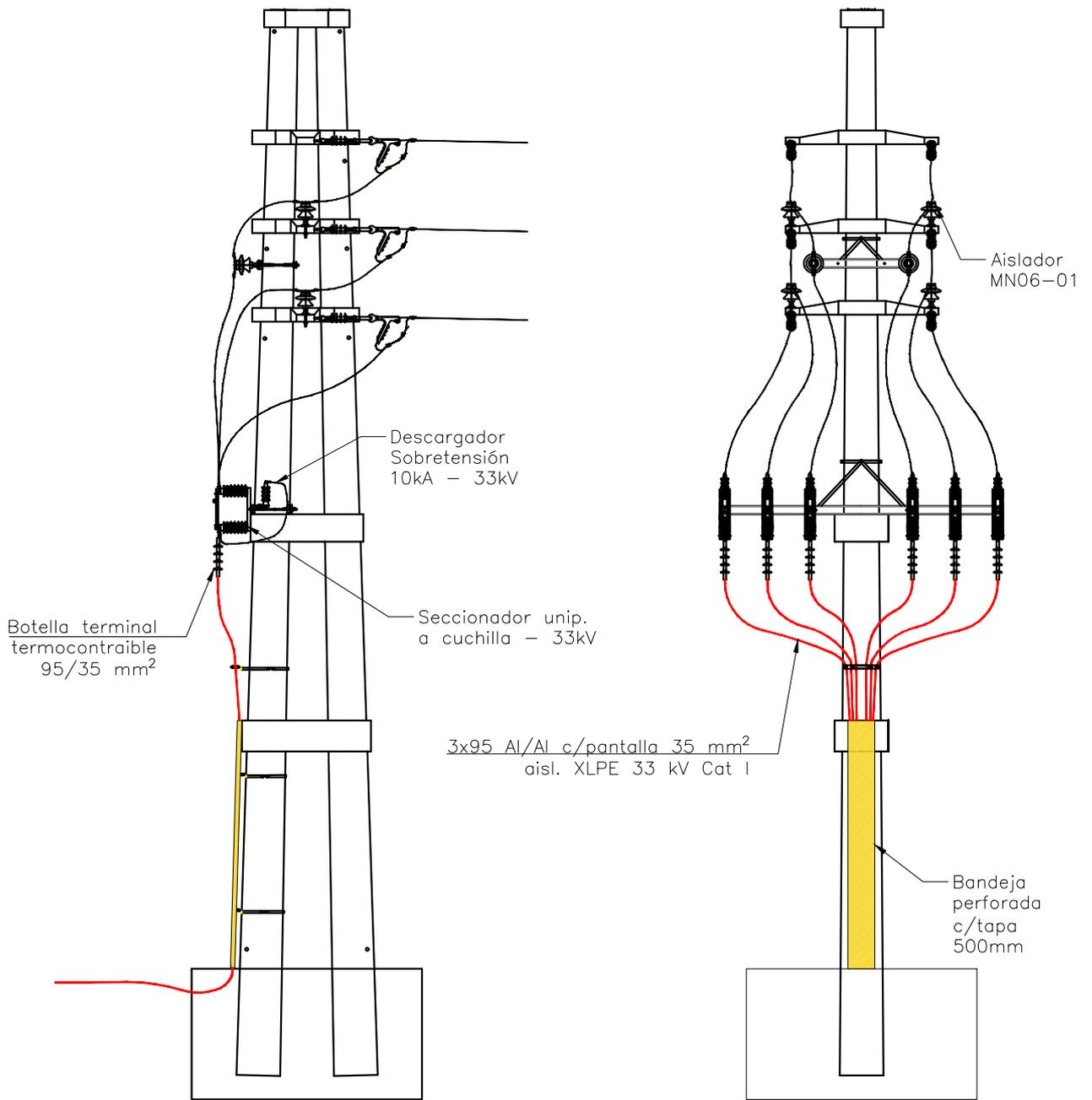
	Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA 
Dibujó	15/01/21	Aguilar R.		
Revisó				
Aprobó		Ing. Anton		
ESC: 12:1	Edificio de sala de comandos			
Tolerancia:				Plano N° 15
				Pág.: 158



		Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33kV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA	
	Dibujó	15/01/21	Aguilar R.			
	Revisó					
	Aprobó		Ing. Anton			
	ESC: 8:1	Distribuidores en 13,2 kV			Plano N° 16	
	Tolerancia:					
					Pág.: 159	



	Fecha	Nombre	ANALISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCION DE LINEA DE MEDIA TENSION EN 33KV Y SUBESTACION TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA 
Dibujó	15/01/21	Aguilar R.		
Revisó		Ing. Anton		
Aprobó				
ESC: 8:1	Protección contra descargas atmosféricas de la SET			Plano N° 17
Tolerancia:				Pág.: 160



	Fecha	Nombre	ANÁLISIS DE DEMANDA Y CONSTRUCCIÓN DE LÍNEA DE MEDIA TENSÓN EN 33KV Y SUBESTACIÓN TRANSFORMADORA	U.T.N. FACULTAD REGIONAL RECONQUISTA			
Dibujó	15/01/21	Aguilar R.					
Revisó							
Aprobó		Ing. Anton					
ESC: 11:1	Acometida subterránea Retención Terminal			Plano N° 18			
Tolerancia:						Pág.: 161	