



2. MEMORIA DESCRIPTIVA

2.1 Antecedentes.

El departamento Monte Caseros, provincia de Corrientes, posee una producción local centrada fundamentalmente en la citricultura, agricultura, apicultura, forestación, ganadería, granos y hortalizas.

La industrialización de estos productos primarios se realiza mediante plantas de empaques de frutas y hortalizas, plantas extractoras y fraccionadoras de miel, aserraderos, molinos arroceros, frigoríficos, etc. La gran mayoría de los pequeños y medianos productores no disponen de infraestructuras necesarias para llevar adelante dicha industrialización, debiendo comercializarse directamente a las industrias para tal fin, con la pérdida de ganancia por valor agregado, lo que frena el desarrollo y crecimiento económico regional.

También se generan actividades relacionadas o necesaria para el desarrollo productivo como ser: taller metalúrgico, taller de maquinarias pesada agropecuarias, taller de mecánica en general, etc.

La imperiosa necesidad de poder llevar adelante la industrialización de dichos productos primarios en la región de producción para incrementar el desarrollo y crecimiento regional, mediante el aporte del valor agregado, ha incentivado a las autoridades locales a promover el crecimiento industrial en la región, tarea que se inicia por la localización de un “Cinturón Industrial” ubicada en una zona estratégica.

El desarrollo industrial en la región favorece al incremento de empleo y mano de obra, impulsando el crecimiento económico de la región.

Para las industrias alojadas en el parque se debe garantizar el abastecimiento de energía eléctrica, de agua con tratamiento en función del uso que se requiera, consumo humano, riego, limpieza, caldera o enfriamiento. Como servicios comunes se llevara a cabo el tratamiento de los afluentes cloacales, desagües pluviales, servicio de gas, telefonía y comunicaciones, de vigilancia, portería, recolecciones y disposición final de los residuos sólidos, entre otros.

Predio Parque Industrial: Un predio de 27 hectáreas, ubicado estratégicamente sobre ruta provincial Nº 25, a 35km de la Autovía Nacional General Artigas, a 4,2 km de la ruta provincial Nº 129 y a 7km de la ciudad de Monte Caseros.

El lugar de emplazamiento permitirá no solamente atender el mercado interno, sino que posibilitará la interrelación con todas las localidades de la provincia y de las vecinas que componen la región mesopotámica, como así también una conexión directa con los países limítrofes (Brasil-Uruguay) actualmente mediante el puente internacional Argentina – Brasil, que une la ciudad de Paso de los Libre, ubicada a 100km de la ciudad de Monte caseros, con la ciudad de Uruguaiana, Brasil y en un futuro muy cercano mediante el puente internacional Argentina – Uruguay, que une la ciudad de Monte Caseros con la Ciudad de Bella Unión, Uruguay.

2.2 Alcances y objetivos del proyecto:

El objetivo del presente proyecto es diseñar, proyectar y ejecutar una línea aérea en media tensión de 33kV simple terna tipo compacta, con un recorrido total de 7km en postación de hormigón, desde la ET Monte Caseros hasta el predio del parque industrial. La capacidad de transporte se estima en 16 MVA.

Garantizar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica a las industrias que exploten el parque industrial.

Incentivar al crecimiento y desarrollo productivo e industrial en la región, generando un incremento de mano de obra local.

2.3 Análisis y formulación del problema.

- **Estudios Previos.**

Se lleva a cabo un estudio previo sobre las industrias que pueden explotar el parque industrial, como así también las actividades relacionadas y lo que hace a los servicios prestados por el parque.

En base a datos recopilados en otros complejos industriales de la región (Chajari, Entre Ríos – Mercedes, Corrientes) y haciendo un estudio sobre el Registro Nacional de Parques Industriales, se presentan a continuación los resultados obtenidos:

Producción	Producción Primario	Industrialización del Producto	Cantidad	Sup Predio (Ha)	Sup. Total Predio (Ha)	Sup. Cubierta (m2)	Sup. Total Cubierta (m2)
Forestal	Madera	Aserradero	2	0,5	1	500	1000
Citricola	Naranja, limón, mandarina, pomelo	Planta de empaque de citrus	3	0,5	1,5	400	1200
Apiola	Miel	Planta extractora y fraccionadora de Miel	2	0,5	1	100	200
Arroz	Arroz	Molino Arrosero	2	1	2	500	1000
Citricola	Naranja, limón, mandarina, pomelo	Planta de elaboración de Jugo concentrado	2	1	2	400	800
Ganadera	Ganado	Tambo - Frigorifico	2	1,5	3	800	1600
Avicola	Ave	Frigorifico	2	1	2	500	1000
Agricola	Maiz, soja.	Planta de Acopio	2	1	2	500	1000
			17		14,5		7800

Las tareas asociadas y/o relacionadas con las actividades industriales que se pueden llevar a cabo dentro del parque industrial son:

	Cantidad	Sup. Predio (Ha)	Sup. Total Predio (Ha)	Sup. Cubierta (m2)	Sup. Total Cubierta (m2)
Taller metalúrgico	2	0,1	0,2	500	1000
Taller de maquinaria pesada	1	0,2	0,2	800	800
Taller mecánica general	2	0,1	0,2	200	400
	5		0,6		2200

Los servicios que presta el parque industrial son los siguientes:

- Agua Potable
- Planta de tratamiento de efluentes
- Iluminación del predio
- Balanza para camiones
- Telefonía
- Internet
- Gas.
- Recolección de residuos

2.4 Estimación de la Demanda

La estimación de la demanda de energía de las industrias que exploten el parque se lleva a cabo en función de datos de demanda reales obtenidos sobre industrias de similares características, información proporcionada por la “Cooperativa Eléctrica y Otros Servicios de Concordia Ltda”.

Los datos obtenidos son registros de potencia horaria, por lo que se lleva a cabo la estimación de energía diaria y anual por industria en función de un factor de utilización definido previamente.

A partir de los datos recopilados, se lleva adelante el análisis de los siguientes escenarios para la estimación de la demanda máxima, tanto en horas de punta como en horas fuera de punta:

- **Escenario pesimista.**

Tasa de crecimiento del 2% anual: por los incrementos en las retenciones a las exportaciones o debido a una crisis económica en el país, se reducen las actividades industriales en el parque, por lo que el crecimiento del consumo anual no supera el 2%. Por otro lado se supone una reducción en el cuadro tarifario vigente, del 2% anual.

- **Escenario intermedio**

Tasa de crecimiento del 4% anual: en razón al crecimiento industrial que se lleva adelante en la región. Las tarifas de energía permanecen congeladas.

- **Escenario optimista**

Tasa de crecimiento del 6% anual: entre los servicios que presta el parque industrial, existe la posibilidad de abastecer a las industrias de gas natural, ya que el gasoducto se encuentra a 35km por la autovía nacional General Artigas.

Otros son los beneficios que poseen las industrias al establecerse en el parque industrial, como: Aportes No Reintegrables (ANRs), el otorgamiento de créditos para las pequeñas y medianas empresas con tasa bonificada y los reducidos valores de impuestos. Ante este escenario las industrias se encuentran incentivadas a ejercer sus actividades en el parque, impulsando a un aumento del consumo energético. Por otro lado se supone un incremento en el cuadro tarifario vigente del 2,5% anual.

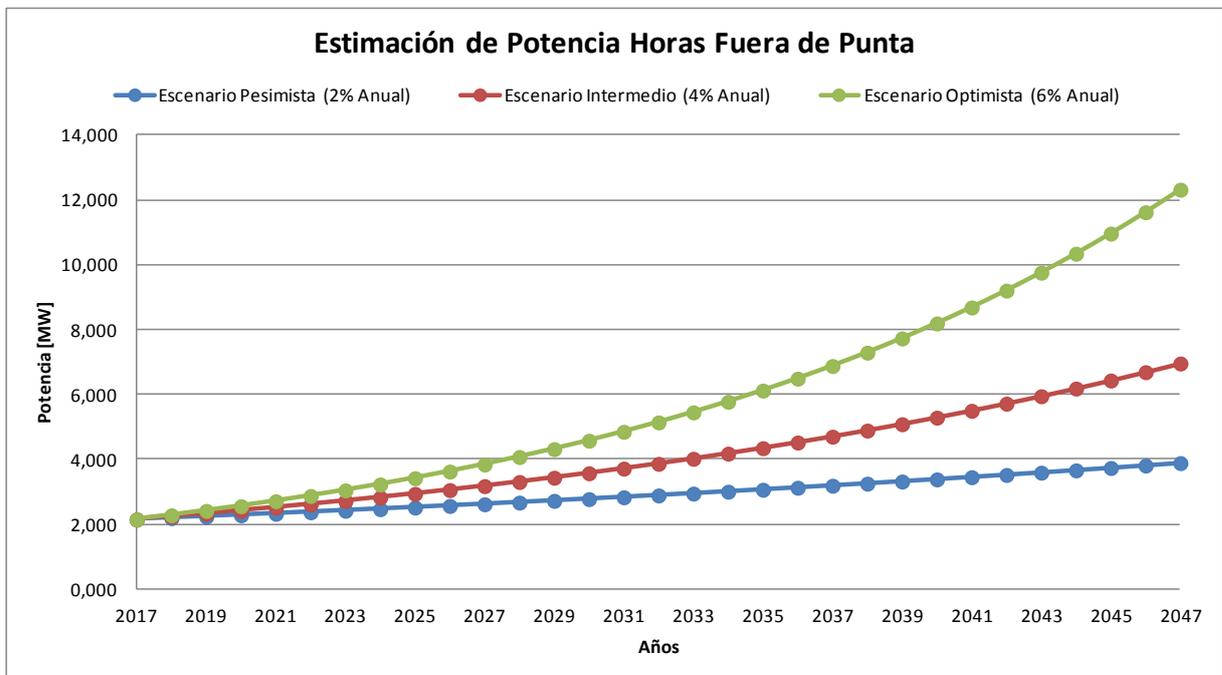
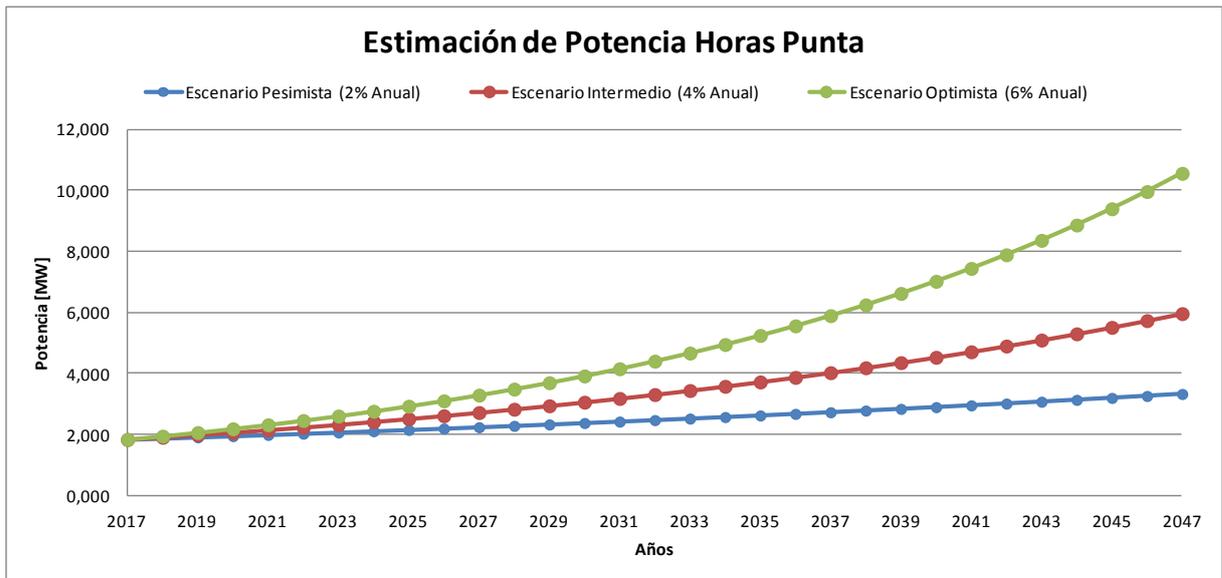
ESTIMACIÓN DEMANDA DE POTENCIA [MW]						
Año	Escenario Pesimista (2% Anual)		Escenario Intermedio (4% Anual)		Escenario Optimista (6% Anual)	
	Punta	Fuera de Punta	Punta	Fuera de Punta	Punta	Fuera de Punta
2017	1,839	2,145	1,839	2,145	1,839	2,145
2018	1,876	2,188	1,913	2,231	1,950	2,274
2019	1,914	2,232	1,989	2,320	2,067	2,410
2020	1,952	2,276	2,069	2,413	2,191	2,555
2022	1,991	2,322	2,152	2,509	2,322	2,708
2022	2,031	2,368	2,238	2,610	2,461	2,870
2023	2,071	2,416	2,327	2,714	2,609	3,043
2024	2,113	2,464	2,420	2,823	2,765	3,225
2025	2,155	2,513	2,517	2,936	2,931	3,419
2026	2,198	2,563	2,618	3,053	3,107	3,624
2027	2,242	2,615	2,722	3,175	3,294	3,841
2028	2,287	2,667	2,831	3,302	3,491	4,072
2029	2,333	2,720	2,945	3,434	3,701	4,316
2030	2,379	2,775	3,062	3,572	3,923	4,575
2031	2,427	2,830	3,185	3,714	4,158	4,850
2032	2,475	2,887	3,312	3,863	4,408	5,141
2033	2,525	2,945	3,445	4,018	4,672	5,449
2034	2,575	3,004	3,583	4,178	4,953	5,776
2035	2,627	3,064	3,726	4,345	5,250	6,123
2036	2,679	3,125	3,875	4,519	5,565	6,490
2037	2,733	3,187	4,030	4,700	5,899	6,879

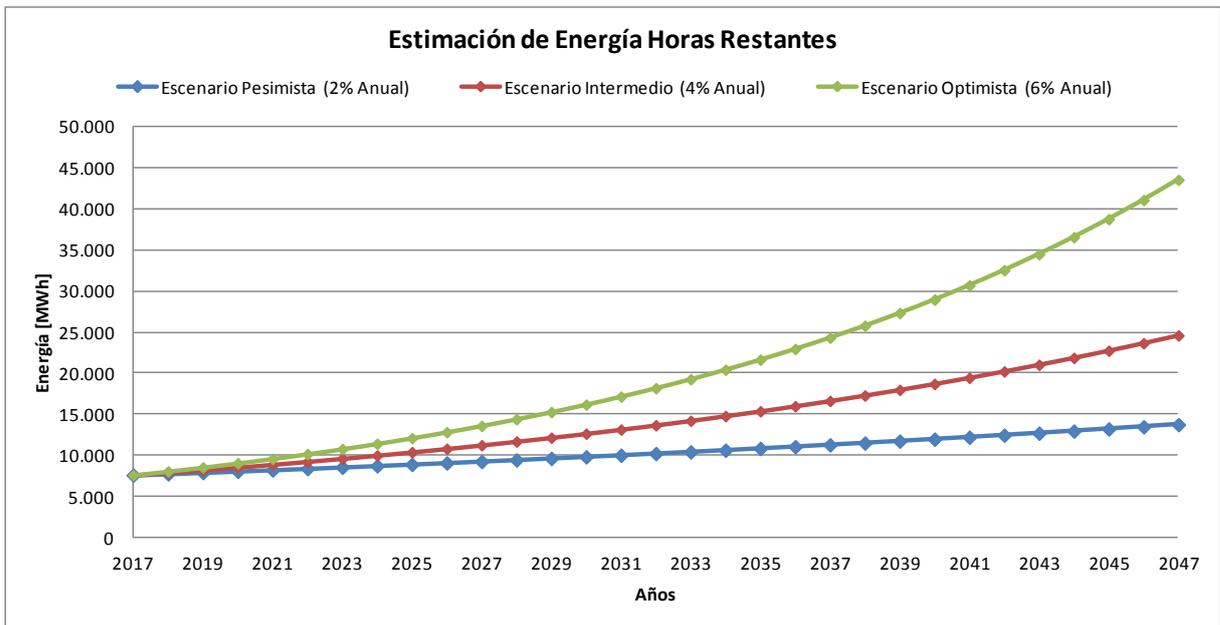
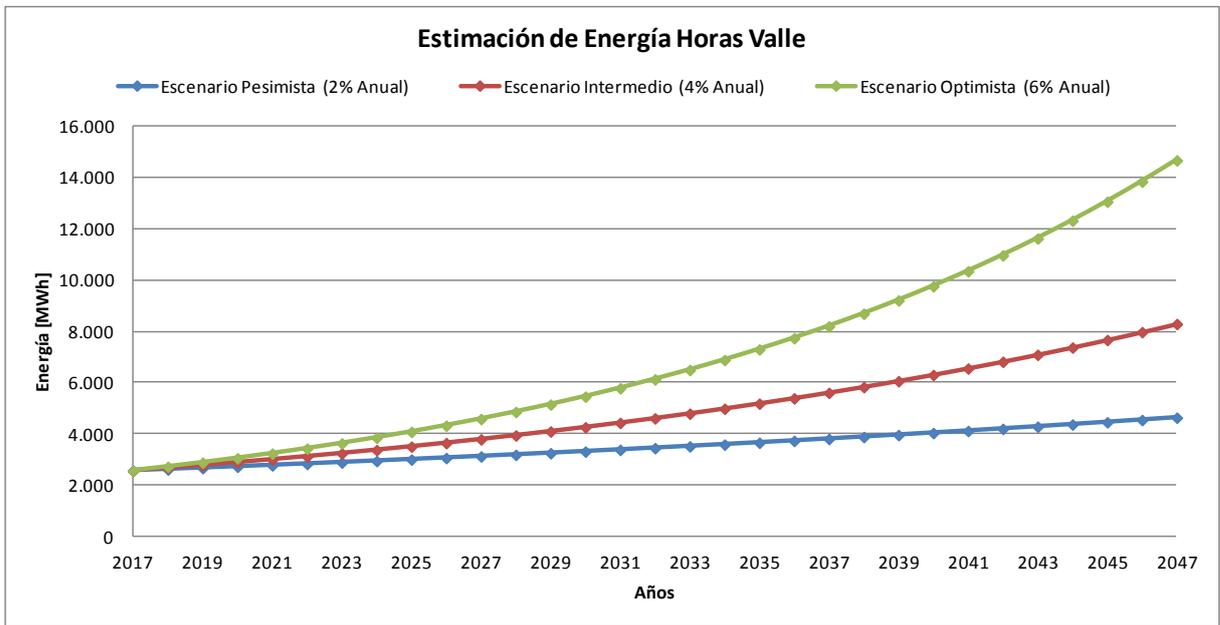
2038	2,788	3,251	4,191	4,888	6,252	7,292
2039	2,843	3,316	4,359	5,083	6,628	7,730
2040	2,900	3,382	4,533	5,287	7,025	8,193
2041	2,958	3,450	4,714	5,498	7,447	8,685
2042	3,017	3,519	4,903	5,718	7,894	9,206
2043	3,078	3,589	5,099	5,947	8,367	9,758
2044	3,139	3,661	5,303	6,185	8,869	10,344
2045	3,202	3,734	5,515	6,432	9,401	10,965
2046	3,266	3,809	5,736	6,690	9,965	11,622
2047	3,331	3,885	5,965	6,957	10,563	12,320

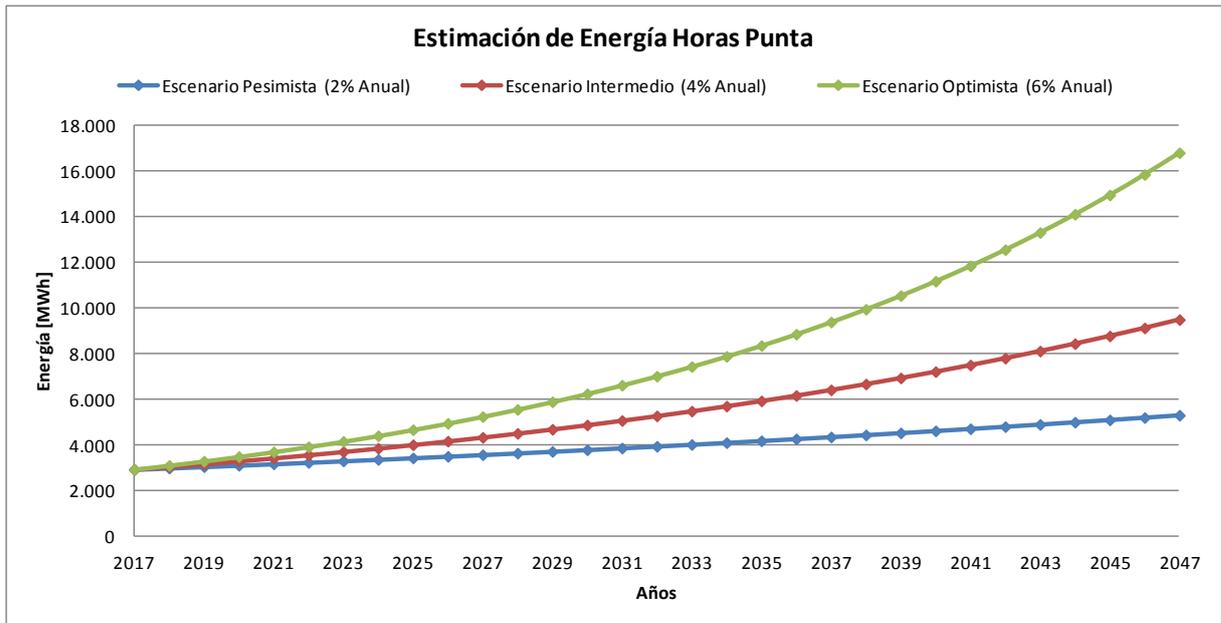
ESTIMACIÓN DEMANDA DE ENERGÍA [MW-h]									
Año	Escenario Pesimista (2% Anual)			Escenario Intermedio (4% Anual)			Escenario Optimista (6% Anual)		
	Valle Noct.	Restante	Punta	Valle Noct.	Restante	Punta	Valle Noct.	Restante	Punta
2017	2.554	7.583	2.927	2.554	7.583	2.927	2.554	7.583	2.927
2018	2.605	7.734	2.985	2.656	7.886	3.044	2.708	8.038	3.103
2019	2.657	7.889	3.045	2.763	8.202	3.166	2.870	8.520	3.289
2020	2.711	8.047	3.106	2.873	8.530	3.292	3.042	9.031	3.486
2021	2.765	8.208	3.168	2.988	8.871	3.424	3.225	9.573	3.695
2022	2.820	8.372	3.232	3.108	9.226	3.561	3.418	10.148	3.917
2023	2.877	8.539	3.296	3.232	9.595	3.704	3.623	10.756	4.152
2024	2.934	8.710	3.362	3.361	9.978	3.852	3.841	11.402	4.401
2025	2.993	8.884	3.429	3.496	10.378	4.006	4.071	12.086	4.665
2026	3.053	9.062	3.498	3.636	10.793	4.166	4.315	12.811	4.945
2027	3.114	9.243	3.568	3.781	11.224	4.333	4.574	13.580	5.242
2028	3.176	9.428	3.639	3.932	11.673	4.506	4.849	14.394	5.556
2029	3.239	9.617	3.712	4.089	12.140	4.686	5.140	15.258	5.890
2030	3.304	9.809	3.786	4.253	12.626	4.874	5.448	16.174	6.243
2031	3.370	10.005	3.862	4.423	13.131	5.069	5.775	17.144	6.618
2032	3.438	10.205	3.939	4.600	13.656	5.271	6.121	18.173	7.015
2033	3.506	10.410	4.018	4.784	14.202	5.482	6.489	19.263	7.435
2034	3.577	10.618	4.098	4.975	14.771	5.701	6.878	20.419	7.882
2035	3.648	10.830	4.180	5.174	15.361	5.929	7.291	21.644	8.355
2036	3.721	11.047	4.264	5.381	15.976	6.167	7.728	22.943	8.856
2037	3.796	11.268	4.349	5.597	16.615	6.413	8.192	24.319	9.387
2038	3.871	11.493	4.436	5.821	17.279	6.670	8.683	25.778	9.950
2039	3.949	11.723	4.525	6.053	17.971	6.937	9.204	27.325	10.547
2040	4.028	11.957	4.616	6.296	18.689	7.214	9.757	28.964	11.180
2041	4.108	12.196	4.708	6.547	19.437	7.503	10.342	30.702	11.851
2042	4.191	12.440	4.802	6.809	20.215	7.803	10.963	32.544	12.562
2043	4.274	12.689	4.898	7.082	21.023	8.115	11.620	34.497	13.316

2044	4.360	12.943	4.996	7.365	21.864	8.439	12.318	36.567	14.115
2045	4.447	13.202	5.096	7.659	22.739	8.777	13.057	38.761	14.962
2046	4.536	13.466	5.198	7.966	23.648	9.128	13.840	41.087	15.859
2047	4.627	13.735	5.302	8.285	24.594	9.493	14.670	43.552	16.811

A continuación se muestra un gráfico donde se compara la evolución de la demanda, para los distintos escenarios, durante treinta años.







2.5 Solución del Problema.

Se plantea como solución, el trazado de 7km de línea en media tensión (33kV) en postación de hormigón, desde la ET Monte Caseros, asegurando una capacidad de transporte de 16MVA.

La línea ingresa al predio del parque en forma aérea, suministrando energía a cada industria con un nivel de tensión de 33kV, con sus correspondientes celdas con los elementos de protección, medición y control.

Cada usuario o grupo de usuarios compra la energía a la “Cooperativa Agropecuaria y de Electricidad de Monte Caseros”, la cual se encarga de la distribución y comercialización de la energía en zonas rurales del departamento. El contrato de suministro será acordado en función de la potencia a contratar, donde cada usuario compra la energía en el nivel de media tensión.

La distribuidora compra energía a la empresa concesionaria TRASNEA S.A. encargada de operar la ET Monte Caseros.

2.6 Normas y Reglamentación Aplicada

NORMA	TITULO
IRAM 1603	Postes de hormigón armado, de sección anular y forma troncocónica, para soporte de instalaciones aéreas.
IRAM 1605	Postes de hormigón pretensado, de sección anular y forma troncocónica, para soporte de instalaciones aéreas.
IRAM 1720	Ménsulas y crucetas de hormigón armado para líneas de baja y media tensión. Características generales y métodos de ensayo.
IRAM 1722	Postes de hormigón armado y hormigón pretensado de sección rectangular o doble T y forma troncopiramidal para líneas de media tensión. Tipificación y condiciones particulares.

IRAM 1723	Vínculos de hormigón armado para líneas aéreas de MT. Características generales y métodos de ensayo.
IRAM 2187-1	Conductores de aluminio y de aleación de aluminio con alma de acero de resistencia mecánica normal. Para líneas aéreas de energía.
IRAM 722	Cordones de acero cincado, para usos generales. Construcción 1 x 7 , 1 x 19 y 1 x 37.
IRAM 1586	Postes de hormigón armado y hormigón pretensado de sección anular y forma troncocónica, para líneas de media tensión. Tipificación y condiciones particulares.
IRAM 2184	Protección de estructuras contra descargas eléctricas atmosféricas
IRAM 2212	Conductores eléctricos de aleación de aluminio. Para líneas aéreas de energía
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.
IRAM 2077	Aisladores de cerámica, vidrio para líneas aéreas con tensión nominal mayor que 1000 V.
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 2249-2	Dispositivos de fijación para acoplamiento a rotula de unidades de cadenas de aisladores de suspensión. Métodos de ensayo
IRAM 2178	Cables de energía aislados con dieléctrico sólido extruido para tensiones nominales de 1,1 kV a 33 kV
IRAM 2261	Cables de conductores de Cu o Al aislados con polietileno reticulado. Para instalaciones fijas en redes con tensiones nominales hasta 33kV inclusive
IRAM 2281-1	Puesta a tierra de sistemas eléctricos. Consideraciones generales. Código de práctica.
IRAM 2281-2	Código de práctica para puesta a tierra de sistemas eléctricos. Guía de mediciones de magnitudes de puesta a tierra (resistencias, resistividades y gradientes).
IRAM 2309	Materiales para puesta a tierra. Jabalina cilíndrica de acero - cobre y sus accesorios.
IRAM 2318	Descargadores de sobretensiones con explosores.
IEC 60479	Efectos de la corriente sobre el hombre y los animales domésticos.
IEC 60099	Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna.
IEC 60071	Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.
IEC 62271-100	Interruptores automáticos de corriente alterna.

AEA 95301	Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión.
AEA 95101	Reglamentación sobre Líneas Subterráneas Exteriores de Energía y Telecomunicaciones.
Ley 24065	Marco Regulatorio Energético
Res. 1301/11	Programación Estacional de verano
Res. 40/10	Reglamentación – Programa Nacional para el Desarrollo de Parques Industriales Públicos

2.7 Condiciones climatológicas y ambientales.

Las condiciones climatológicas y ambientales de la zona del proyecto y en especial las presiones de viento que rige el diseño de la línea aérea en estudio son las que se presentan a continuación:

2.7.1 Características climatológicas.

Zona climática en estudio: Se define la zona climática a estudiar, analizando la región sobre la que se llevara adelante el tendido de la línea:

Ubicación (Zona De Implantación): La línea aérea estará ubicada en la región mesopotámica, en la zona semi-urbana y rural de la Ciudad de Monte Caseros, Provincia de Corrientes.

Según AEA – Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión – Edición 2006, se define la zona climática en estudio, en base al anexo reglamentario “Mapa de Zonas Climáticas en la Republica Argentina”.

- ZONA CLIMÁTICA: **ZONA A**
- ESTADO CLIMATICO (TABLA 10.2-a):

ZONA A			
ESTADO	ESTADO CLIMÁTICOS	Temperatura (°C)	Velocidad de Viento
I	T _{máx}	50	
II	T _{mín}	-5	
III	T _c /viento máx.	10	(*)
IV	T _{media}	20	
V	T _{media}	20	

(*) En base al mapa de Isocletas de la Republica Argentina (Según Anexo C Reglamentario), se define para la región en estudio una velocidad máxima promedio de viento de 34 m/s.

2.7.2 Presión del viento (*).

La presión de viento que se aplicarán sobre las áreas proyectadas de los conductores, estructuras de soporte y aisladores, se especifican en base a las formulas definidas por la reglamentación de la AEA.

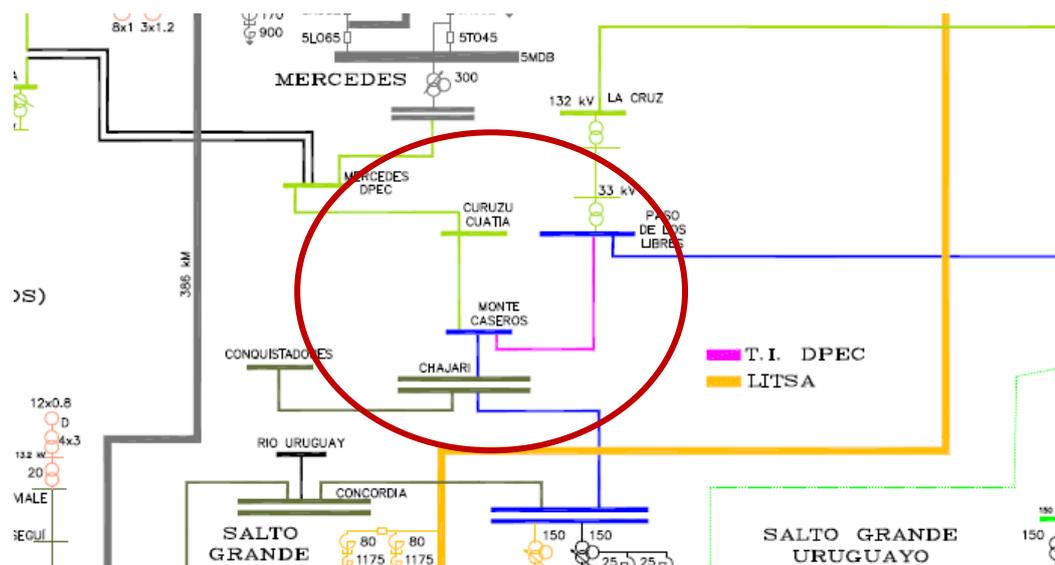
A partir de la velocidad del viento, definido para un periodo de retorno de 50 años, aplicando un factor de carga en función a la importancia de la línea, se determina la fuerza del viento (daN) sobre la misma.

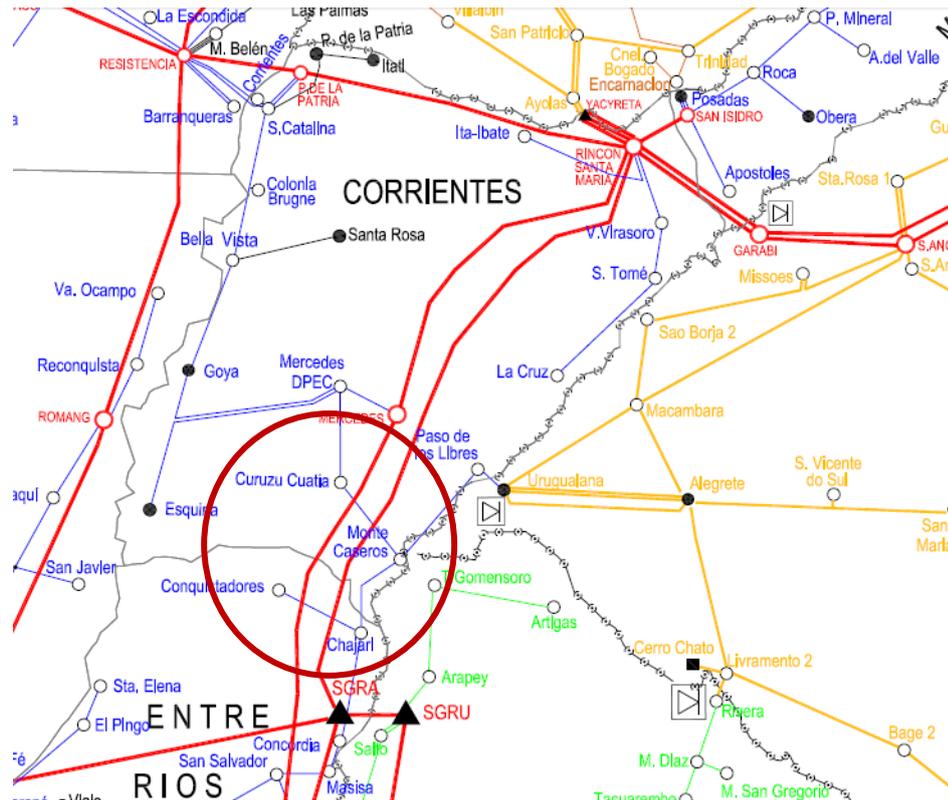
2.8 Instalaciones existentes.

Las instalaciones eléctricas existentes a lo largo del recorrido de la línea 33kV a proyectar son:

- Línea de transmisión en 132kV doble terna en postación de hormigón, desde ET Monte Caseros hacia el norte, propiedad de la empresa DPEC Corrientes.
- Línea de transmisión en 132kV simple terna en postación de hormigón, desde ET Monte Caseros hacia el sur, propiedad de la empresa TRASNEA S.A.
- SET de rebaje de 132/33/13,2kV de 40/20/20 MVA, es operada por la empresa TRASNEA S.A. Las líneas de distribución en media tensión en la zona urbana están a cargo de la Dirección Provincial de Energía de Corrientes "DPEC", la distribución rural en media tensión es operada por la Cooperativa Eléctrica de Monte Caseros.

La ET Monte Caseros se encuentra conectada al sur, con la ET Chajari, al norte con la ET Curuzu Cuatía y al Nor-Este con la ET Paso de los Libres por medio de las líneas de AT descriptas.





Fuente: Esquema Unifilar de la Red Eléctrica (Agosto 2014) – CAMMESSA

2.9 Descripción de la traza de la línea.

2.9.1 Criterio para la selección de la traza de la línea.

Para la selección de la traza más óptima se tomaron los siguientes criterios:

- Tener la menor cantidad de vértices
- Evitar pasar por zonas protegidas
- Evitar cruces de líneas.
- Evitar pasar por zonas geológicamente inestables o de deslizamiento.
- Ubicar la línea en zonas accesibles, que facilitan tanto la construcción como el mantenimiento posterior de la misma.
- Evitar pasar cerca a edificaciones, si es en zona rural cumplir con las distancias de servidumbre, si es en zona urbana cumplir con las distancias de seguridad y si los tramos son muy angostos considerar circuito subterráneo.
- Evitar zonas de cultivo. De no ser posible evitar el uso de un área de cultivo, se procurará ocupar el mínimo espacio de tal forma de que los daños a la propiedad también sean mínimos, con lo que se conseguirá que la negociación con el propietario sea más eficiente.



2.9.3 Interferencias en su recorrido y soluciones planteadas.

Durante el recorrido definido por la traza de la línea proyectada nos encontramos con dos inconvenientes a resolver:

1) Cruce de Líneas en la Salida de la S.E.

La línea aérea de 132kV proveniente de la ET Chajari que alimenta la ET Monte Caseros, representan un obstáculo para la línea proyectada. Sin otra alternativa se debe realizar un cruce de línea subterráneo por razones de distancia de aislamiento entre las dos líneas de diferentes niveles de tensión, ya que si se respeta la mínima distancia de separación entre fases no se puede cumplir con la mínima distancia a tierra de la línea de menor tensión. Esta situación nos obliga a plantear como solución el tendido de 170 metros de conductor subterráneo XLPE de sección adecuada que a su vez forma parte de la acometida a la estación. El mencionado cruce se realiza sobre el piquete N° 001 de la torre de 132kV proveniente de la ET Chajari. (Ver Plano N° 01 y Plano N° 02)

2) Cruce de Línea entre piquetes N° 035 y 036

La línea aérea de 132kV que interconecta la ET Curuzu Cuatia y la ET Monte Caseros ubicada entre los Piquetes N° 222 y 223, representa un obstáculo para la línea proyectada. Sin otra alternativa se debe realizar un cruce de línea subterráneo por razones de distancia de aislamiento entre las dos líneas de diferentes niveles de tensión, ya que si se respeta la mínima distancia de separación entre fases no se puede cumplir con la mínima distancia a tierra de la línea de menor tensión. Esta situación nos obliga a plantear como solución el tendido de 150 metros de conductor subterráneo XLPE de sección adecuada, para lo cual, los piquetes N° 035 y 036 necesariamente deben tener estructuras de retención tipo Terminal con derivación Subterránea (Ver Plano N° 01 y Plano N° 03).

2.9.4 Planimetría y Altimetría.

Para definir el trazado definitivo de la línea se ha hecho un estudio planialtimétrico a partir del cual se llevó adelante la distribución más conveniente de las estructuras.

La realización de la altimetría nos permite conocer el perfil a lo largo de la traza para realizar una distribución óptima de las estructuras y determinación de su altura.

La altimetría se define mediante el Software Google Earth, a través de la herramienta de Perfil Digital.

En el *Plano N° 01* y *Plano N° 02* se define la planimetría y altimetría de la línea, con la distribución de estructuras de suspensión, retención y terminal con sus respectivos piquetes.

La altimetría es muy importante a la hora de definir la altura de las estructuras a emplear para cada piquete en particular. Para esto último se procede como sigue: primero se realiza el trazado del conductor inferior (que es el determinante de la altura) entre dos apoyos, hasta comprobar que se verifique la altura libre sobre el suelo especificado por la norma (*Ver inciso 2.10.2*). Se define así la posición del punto de sujeción del conductor en las estructuras. Conocida la altura de dicho punto de sujeción y a partir del diseño del cabezal, queda definida la altura total de la estructura. El trazado del conductor se simula mediante una curva parabólica donde se respeta la flecha máxima para cada vano correspondiente (*Ver plano N° 02*).

2.10 Características generales de la Línea.

Según la normativa vigente, la línea en estudio es una Línea Clase B de 33kV, la cual se identifica mediante cuatro tramos diferenciados a saber (*Ver Plano N° 05*).

1er tramo:

Salida de línea de ET Monte Caseros, a través de su campo de salida de línea, por medio de los elementos de protección, medición y control correspondientes (*Ver Inciso N° 2.21*).

Tipo de tendido: Subterráneo.

Descripción: Salida de línea de aproximadamente 170 metros, mediante tendido subterráneo con cable unipolares tipo XLPE para 33kV. La misma se vincula al tendido aéreo a través de seccionadores a cuchilla, por medio de una estructura de retención terminal en H^oA^o y protegidos mediante descargadores de sobretensión, formando parte de un cruce de línea con una línea de 132kV proveniente de la ET Chajari.

2do tramo:

Línea aérea de 3,17km en conductores desnudos en Al/Ac de 95/15 mm² tendido sobre estructuras de suspensión de H^oA^o disposición triangular con aisladores tipo Line Post, con

vanos promedios de 90m y un desvío a 90° mediante una estructuras de retención de H°A° (Intersección entre RP N° 129 y RP N° 25).

Por encontrarnos en una zona semiurbana, se opta por el diseño de una línea de configuración más compacta (con aisladores tipo line post) y con vanos promedios de 90m.

3er tramo:

Descripción: Cruce de línea de aproximadamente 150 metros por medio de tendido subterráneo con cables unipolares tipo XLPE para 33kV.

El cruce es con una línea de 132kV proveniente de la ET Curuzu Cuatia y se realiza por medio de dos estructuras de retención terminal en H°A° vinculándose al tendido aéreo a través de dos seccionadores tripolares a cuchillas y protegidos en ambos extremos por descargadores de sobretensión.

4to tramo:

Línea aérea de 3,9km en conductores desnudos en Al/Ac de 95/15 mm² tendido sobre estructuras de suspensión de H°A° disposición triangular con aisladores tipo Line Post, con vanos promedios de 90m. En el tramo mencionado se tiene cuatro desvíos de la traza (mediante estructuras de H°A° de retención angular): una a 25°, otra a 63° con cruce de ruta y dos a 90° dentro del parque industrial hasta culminar en un estructura de retención terminal en H°A° también dentro del parque.

2.11 Criterio de Diseño.

2.11.1 Códigos y Normas.

Los criterios de diseño a emplear estarán de acuerdo básicamente a lo establecido por la Norma AEA – Reglamentación de Líneas Aéreas Exteriores de Media y Alta Tensión del año 2006, la que será complementada con otras normas vigentes, tales como la IEC, ANSI, DIN, etc.

2.11.2 Distancias Mínimas de Seguridad.

Las alturas y distancias de seguridad que más adelante se especifican, se aplican a líneas que son capaces de despejar automáticamente sus propias fallas eléctricas a tierra y están basadas en la máxima tensión de servicio del sistema.

Estas alturas y distancias son las mínimas de seguridad exigibles para instalaciones permanentes y temporarias.

Se van a llevar adelante el cálculo de las siguientes distancias de seguridad:

- Distancias entre Fases: Corresponde a la distancia mínima que deben guardar los conductores en el centro del vano.

- Distancias entre Fases e Hilo de Guardia: Distancia mínima que deben guardar los conductores respecto al hilo de guardia.
- Distancia Fase – Tierra: Mínima distancia existente entre partes a pleno potencial y tierra presentes en el cabezal de la línea.
- Distancia Verticales a tierra, a objetos bajo la línea y aplicables en cruce de línea: Se deben respetar las distancias mínimas admitidas por la reglamentación de la AEA, a saber:

Uso del suelo, tipo de obstáculo y/o naturaleza de la zona atravesada por la línea	Referencia	
	Conductores desnudos, protegidos o aislados (Entre 1 y 22 kV fase a tierra)	
	Distancia "a" [m]	Ver Nota (1)
Zonas accesibles solamente a pedestres.	4.70	2
Zonas con circulación de maquinaria agrícola, caminos rurales o secundarios. Calles distritales y comunales.	5.90	3
Espacios y caminos restringidos solo a tránsito peatonal y ciclistas. Terreno libre	5.50	-
Autopistas, rutas (nacionales y provinciales) y caminos principales	7.00	-
Vías de Ferrocarriles no electrificadas por catenaria	6.50	-
Líneas de energía eléctrica de MT (clases "B y BB")	1.20	4
Líneas de contacto para ferrocarril, tranvía o trolebús y cruce superior de funicular	1,80	-
Áreas dedicadas o aptas para las actividades deportivas	8,00	5

Para las distancias mínimas verticales a tierra (presentes en el centro del vano), se presentan en el diseño tres casos diferenciados, importantes a la hora de definir la altura de la estructura y de los puntos de fijación de los conductores:

1 – Vano correspondiente a Cruce de ruta provincial N° 25 entre piquetes 059 y 060:

DISTANCIAS VERTICALES A TIERRA

$a_1 := 7 \text{ m}$ De tabla 7.4-a AEA.

$D1 := a_1$ $D1 = 7 \text{ m}$ Distancia mínima a respetar respecto al suelo.

2 – Vanos normales, que comprenden el resto de la traza que se desarrolla a lo largo de las rutas provinciales N° 129 y N° 25:

DISTANCIAS VERTICALES A TIERRA

$a_1 := 7$ m De tabla 7.4-a AEA.

$D1 := a_1$ $D1 = 7$ m Distancia mínima a respetar respecto al suelo.

3 – Cruce de Líneas de 132kV y 33kV: en el desarrollo de la traza se presentan dos cruces de líneas, uno a la salida de la SET, correspondiente al vano comprendido entre los piquetes 001 y 002 y el otro correspondiente al vano comprendido entre los piquetes 035 y 036.

En ambos cruces se deberán respetar las distancias mínimas definidas según los cálculos igual a 1,82 metros entre faces a distinto potencial. (*Ver memoria de cálculo inciso 3.1.4*).

Si se procede a realizar el cruce de línea mediante un tendido aéreo, respetando la distancia mínima requerida, nos encontramos con el inconveniente de que la altura libre a tierra de la red de menor tensión, en el centro del vano, está por debajo de la mínima correspondiente (7m). Ante tal inconveniente, se opta por realizar dichos cruces mediante tendido subterráneo. (*Ver Plano N° 03 y Plano N° 04*)

2.11.3 Franja de Servidumbre.

La franja de servidumbre solo es aplicable a líneas aéreas desarrolladas sobre predios privados, no se aplica en la vía o espacios públicos, en estos casos se tiene una franja de seguridad establecida por la propia distancia de seguridad exigible.

En base a la Reglamentación de la AEA (7.12.2), se tiene:

- Distancia desde estructuras a la línea municipal: como mínimo 2m
- Distancia desde estructuras a bordes de calles, rutas y autopistas: como mínimo 0,5m.

Como la traza de la línea recorre en su totalidad solamente espacios públicos, no es de aplicación la franja de servidumbre, respetando únicamente la franja de seguridad establecidas por las propias distancias de seguridad exigibles.

2.11.4 Paralelismo con alambrados.

A fin de evitar tensiones inducidas peligrosas, por paralelismo con líneas de energía eléctrica, la totalidad de los hilos de los alambrados deberán ponerse a tierra y seccionarse convenientemente. Su interrupción física se asegurará mediante el empleo de aisladores o

espacios abiertos. Los alambros electrificados deberán ser referidos a tierra o interrumpidos, de forma de mantener sus propios niveles de energía.

2.12 Cálculo Eléctrico de la Línea.

Haciendo referencia al estudio de demanda analizado al principio del presente documento, a partir de los valores de potencia a transmitir, se determina la corriente máxima permanente y la sección del conductor de fase.

2.12.1 Corriente Máxima permanente

Ver memoria de cálculo, Inciso 3.2

2.12.2 Características Conductores de fase.

Se describe a continuación las características de los conductores de fase a emplear:

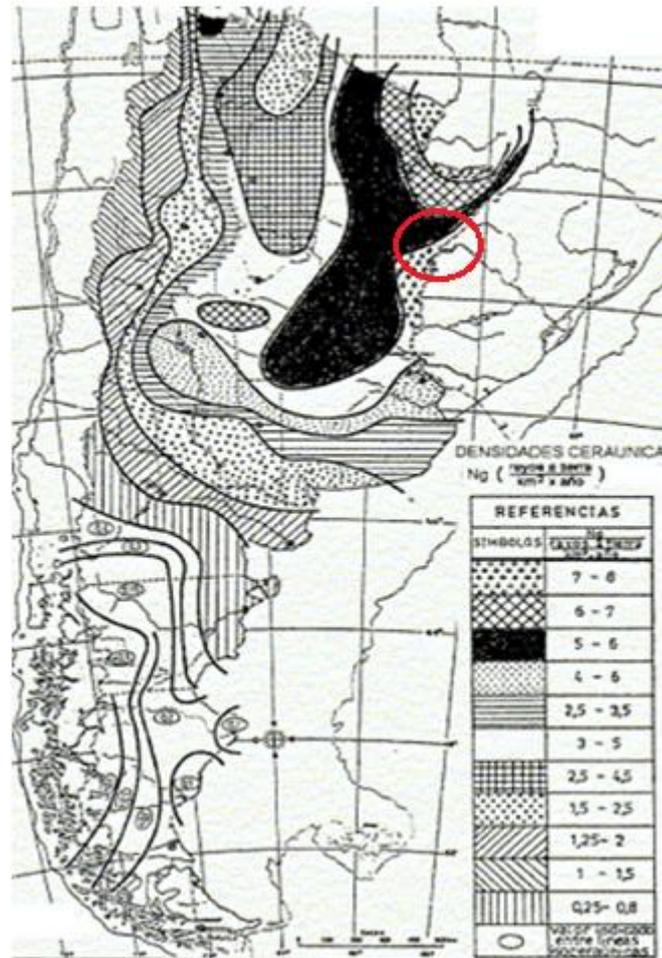
Conductor de Fase (IRAM 2187)	
Material:	Aluminio - Acero
Formación:	26/7
Sección Nominal:	95/15 mm ²
Sección Total:	109,7 mm ²
Diámetro Exterior:	13,6 mm
Peso:	380,5 daN/km
Coef. De Dilatación:	$18,9 \cdot 10^{-6} \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$
Mód. De Elasticidad:	7700 daN/mm ²
Resistencia Normal Al/Ac	34,9 kN
Corriente Admisible	350 A
Resistencia ohmica	0,306 ohm/km

2.12.3 Cálculo del Cable de Guardia.

La decisión en la colocación de hilo de guardia sobre la línea radica en la frecuencia de las tormentas eléctricas en la zona de implantación de la misma y el nivel de importancia en cuanto a garantizar la continuidad en el servicio.

2.12.3.1 Cantidad de cables de guardia.

El número de rayos que caen por km² al año se puede determinar a partir del nivel isocerámico de acuerdo a la región donde nos encontramos.



Nivel 6-7-8: Alto Riesgo.

Nivel >3 y < 5: Riesgo Medio.

Nivel < 3: Bajo Riesgo.

Estudiando el mapa mencionado, nos encontramos en una región de riesgo Medio a Alto, por lo que se decide por la colocación de un hilo de guardia sobre la línea proyectada.

La colocación del hilo de guardia encarece la línea no sólo en lo que respecta al cable sino también en lo referente a las estructuras, que deben ser dimensionadas con una altura y una resistencia incrementada.

En líneas con disposición triangular o coplanar vertical, basta con la colocación de un solo hilo de guardia.

Por tal motivo, en nuestro diseño, por tratarse de una línea con disposición triangular tipo compacta (con aisladores Line Post) se decide por la colocación de un solo hilo de guardia.

2.12.3.2 Material y Sección del cable de Guardia.

La función primordial del cable de guardia es la de apantallamiento en la línea contra las descargas atmosféricas, pero también intervienen activamente en la conducción de las corrientes de cortocircuito unipolares, por lo que su dimensionamiento debe tener presente esta circunstancia, que es la más crítica.

Para seleccionar la sección y el material, se deben tener presentes:

- a) Garantizar la conducción de la corriente del rayo: Aunque las corrientes de rayo pueden llegar a centenares de kA, su duración es tan breve que no compromete el calentamiento del cable de guardia, por lo que las secciones del cable de guardia seleccionadas por los demás criterios satisfacen la condición de una impedancia baja y un limitado calentamiento.
- b) Requisitos mecánicos: para garantizar el apantallamiento en el centro del vano, el cable de guardia debe tener una menor flecha que los conductores de fase. Como criterio general es correcto definir que la flecha del cable de guardia no supere el 90% de la flecha de los conductores de fase para el estado de temperatura media anual.
- c) Calentamiento durante el cortocircuito: el retorno de la corriente de falla se realiza parte por tierra y el resto por los cables de guardia. Todas las puestas a tierra de las estructuras quedan en paralelo a través del cable de guardia.

Ante la falla, la corriente que retorna al centro de estrella del sistema, lo hace, no solo por tierra, a través de la malla de tierra de la instalación, sino también por el cable de guardia de las líneas que acceden a la ET, por lo que el cable de guardia también contribuye a facilitar la puesta a tierra de la ET.

Para líneas de 33kV, las secciones usuales para hilo de guardia son 25mm² y 35mm², por lo que se emplea para nuestra línea una sección de 35mm² de Acero Cincado.

A continuación se define las características del cable de guardia a colocar:

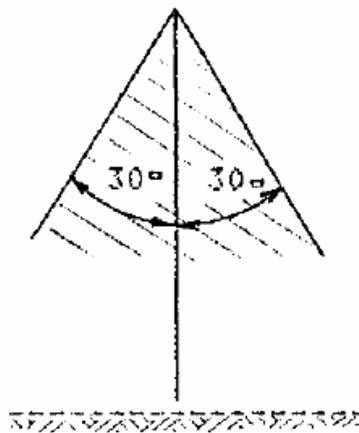
Conductor Hilo de Guardia (IRAM 722)	
Material:	Acero
Formación:	1 x 19
Sección Nominal:	35 mm ²
Sección Total:	33,63 mm ²
Diámetro Exterior:	7,5 mm
Peso:	269 daN/km
Coef. De Dilatación:	11*10 ⁻⁶ 1/°C
Mód. De Elasticidad:	20000 daN/mm ²

2.12.3.3 Ubicación Cable de Guardia.

Se deben tener presente dos aspectos:

- a) Distancia entre los conductores de fase más cercana y el cable de guardia: Se deben respetar las distancias mínimas entre conductor de fase e hilo de guardia definidas en el punto 2.11.2 de distancias mínimas de seguridad.
- b) Zona de protección del cable de guardia: para definir el apantallamiento desarrollado por el hilo de guardia, se utiliza, entre otros, el criterio del “Angulo de Apantallamiento”, de gran simplicidad: “Se considera protegido todo conductor ubicado dentro de la zona comprendida por un ángulo de protección igual a 30° con respecto a la vertical.”

La verificación del ángulo de apantallamiento se hace en forma grafica, teniendo presente la disposición de los aisladores, la distancia entre conductores de fase y la distancia entre conductores de fase e hilo de guardia.



Al llevar adelante el diseño de los cabezales se ha verificado que si se respetaba la distancia entre el conductor superior y el hilo de guardia, el conductor de fase no quedaba dentro de la zona de apantallamiento, por lo que se opto por aumentar dicha distancia hasta entrar dentro de la zona mencionada (Ver Planos N° 06, N° 07 y N° 08).

2.13 Calculo Mecánico de Conductores de fase e hilo de guardia.

El cálculo mecánico de conductores es el primer eslabón de la parte mecánica del diseño de las líneas. Se desarrolla el mismo en base a lo establecido por la norma AEA de líneas aéreas exteriores.

El cálculo mecánico consiste en la determinación de las tensiones mecánicas que soportan y las flechas que asumen los conductores de fase y el cable de guardia.

Se calculan las tensiones mecánicas para verificar que en ningún caso, cualquiera sea la carga, se supere el límite de rotura elástica o por fatiga del conductor.

En la práctica y en base a experiencias de líneas existentes, para cada tipo de conductor y región climática, se normalizan las tensiones máximas admisibles en los conductores, para limitar las averías de las líneas eléctricas, evitar el sobredimensionamiento del soporte y racionalizar los cálculos.

La flecha se calcula para que en ningún caso asuma valores mayores que reduzcan la altura mínima de los conductores sobre el suelo (*definida en 2.11.2*).

Previamente se suponen definidos:

- La sección del conductor y sus características mecánicas (*definidos en 2.12.2 y 2.12.3.2*)
- Las condiciones atmosféricas, sus consecuentes sobrecargas (*definidas en 2.7*).
- Las tensiones admisibles del material para cada estado atmosférico, para el cual se aplican las ecuaciones de cambio de estado.

- La separación entre los soportes (Vanos).

Durante el desarrollo de los cálculos (*Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.3*) se expresan:

- Ecuación de la flecha de un conductor con apoyos a igual nivel.

- Longitud del conductor entre puntos de apoyo.

- Diferencia entre el vano y la longitud del cable: En el cómputo de la longitud de conductor necesaria para el tendido de una línea, se tiene normalmente en cuenta un cierto porcentaje en más con respecto a la longitud de la traza. Este incremento contempla especialmente la longitud a tener en cuenta en empalmes y puentes y el desperdicio que se produce durante los trabajos de tendido y atado de los conductores.

- Tensión mecánica en los puntos de sujeción del conductor: la tensión en el centro del vano es la menor y se va incrementando a medida que se acerca a los puntos de apoyo, siendo máxima sobre los mismos.

- Ecuación de la flecha para conductores con apoyos a distinta altura. Cuando la diferencia de niveles real no es muy elevada, se puede aplicar la ecuación de la flecha con apoyos a igual nivel.

El criterio correcto consiste en hacer cumplir al conductor condiciones de tensión límite a temperatura media anual, cumpliendo simultáneamente la condición de no sobrepasar otros

valores de tensión límite para los esfuerzos estáticos. Cada estado (mínima temperatura, máximo viento, temperatura media anual) tiene su rango de vanos para el cual constituye la condición crítica o más desfavorable.

- Ecuación de cambio de estado: Es importante en el proyecto calcular la tensión para otros estados. Así, el estado de temperatura máxima si bien hace que el conductor tome la mínima tensión, produce la flecha máxima, factor determinante en la altura de las estructuras de apoyo. Dos son los elementos que influyen en el valor de la tensión que toma el conductor: su carga específica y la temperatura.
- Vano Crítico: Resumidamente y comparando sólo dos estados atmosféricos, uno caracterizado por una baja temperatura y el otro por un fuerte viento, puede decirse que si el vano es muy reducido, indudablemente el conductor tomará su máxima tensión mecánica cuando la temperatura sea mínima, mientras que si el vano es elevado, la máxima tensión se tendrá cuando el viento sea máximo. Para vanos intermedios la situación no se ve a priori tan clara y podemos decir que habrá un vano determinado, ni muy elevado ni muy chico, en que tanto a la baja temperatura como bajo el viento elevado, en ambos casos el conductor alcanzará la correspondiente tensión máxima. Dicho vano es el vano crítico.

acr es el llamado vano crítico. si el vano con que se construye la línea es inferior al crítico, deberá tomarse como condición más desfavorable el estado atmosférico de temperatura mínima. Si adoptamos para este estado la tensión máxima admisible, el conductor llegará a una tensión menor en cualquier otro estado, incluyendo el de viento máximo. En cambio, si el vano real fuese superior al crítico, el estado más desfavorable será el de máximo viento, no superándose la tensión adoptada para dicho estado en ningún otro.

Los resultados del cálculo mecánico de los conductores de fase e hilo de guardia, para los distintos vanos de diseño, se representan en el siguiente cuadro resumen:

CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES DE FASE					
Sección (mm ²)	Vano de Diseño (m)	Flecha Máxima (m)	Tiro Máximo (kg)	Carga de Viento (kg)	Peso del Conductor (kg)
95/15	90	0,973	985,76	78,06	34,245
	104	1,256	1019	90,206	39,57
	110	1,386	1033	95,41	41,855
	115	1,499	1045	99,75	43,757
	120	1,614	1056	104	45,66

CÁLCULO MECÁNICO DE CABLE DE GUARDIA					
Sección (mm ²)	Vano de Diseño (m)	Flecha Máxima (m)	Tiro Máximo (kg)	Carga de Viento (kg)	Peso del Conductor (kg)
35	90	0,527	1074	47,832	24,21

	104	0,527	1075	55,27	27,976
	110	0,527	1076	58,46	29,59
	115	0,527	1076	61,12	30,93
	120	0,527	1077	63,77	32,28

2.14 Dimensionamiento Geométrico de las estructuras.

2.14.1 Altura de las estructuras.

A fin de sistematizar y abaratar costos, se debe reducir la cantidad de estructuras distintas a emplear en la línea, definiendo para cada tipo, estructuras con un mismo cabezal pero alturas distintas.

A partir de los parámetros definidos por la altimetría de la línea (*Ver inciso 2.9.4*), se tiene:

- 1) La altura libre del conductor inferior respecto al suelo (que corresponde a la altura vertical a tierra en condiciones de temperatura máxima y flecha máxima, definida por la norma, $D1 = 7\text{m}$).
- 2) La altura de sujeción del conductor inferior ($hc1$ y $hc2$), teniendo en cuenta la flecha máxima para cada vano en estudio (f_{max}) más la distancia definida en 1).
- 3) A partir de las distancias fase-fase (hf), fase-tierra (hft) y fase e hilo de guardia (hcg) calculadas y teniendo presente la zona de protección de este último, se diseña el cabezal de la estructura y con ello la altura libre del poste (hcg) (sin tener en cuenta el empotramiento (t)).
- 4) Una vez definida la altura libre del poste, a partir de la profundidad del empotramiento, se determina la longitud total de la estructura (H). *Ver Planos N° 09, N° 10, N° 11 y N° 12.*

A continuación se presenta un cuadro resumen con las dimensiones geométricas de las estructuras:

Estructura Suspensión "S"		Estructura Retención Angular "RA 90°"	
	[m]		[m]
D1	7,62	D1	7,7
f_{max}	1,03	f_{max}	1,7
$hc1$	8,65	$hc1$	9,4
$hc2$	8,65	$hc2$	10,15
hf	1,3	hf	0,75
$hc3$	9,95	$hc3$	10,9
$hfcg$	1,3	$hfcg$	2
hcg	11,25	hcg	12,9

t	1,25
H	12,5
T	1,45

t	1,6
H	14,5
T	2,5

Estructura Retención Angular "RA 25°"	
	[m]
D1	7,7
fmax	1,7
hc1	9,4
hc2	10,15
hf	0,75
hc3	10,9
hfcg	1,3
hcg	12,2
t	1,3
H	13,5
T	1,8

Estructura Retención Angular "RA 63°"	
	[m]
D1	7,7
fmax	1,7
hc1	9,4
hc2	10,15
hf	0,75
hc3	10,9
hfcg	1,3
hcg	12,2
t	1,3
H	13,5
T	2,5

Estructura Retención Terminal "T"	
	[m]
D1	7,3
fmax	1,7
hc1	9
hc2	9
hf	1,3
hc3	10,3
hfcg	1,30
hcg	11,60
t	1,4
H	13
T	2

2.14.2 Diseño eléctrico del cabezal de las estructuras de suspensión.

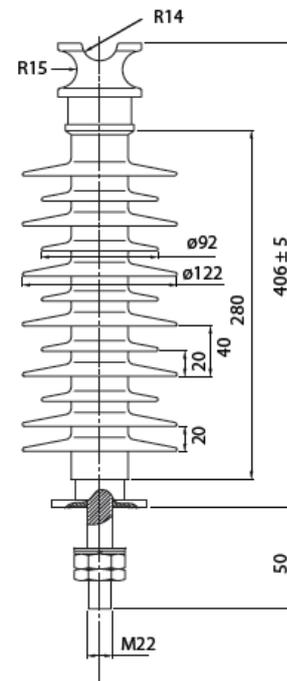
Para llevar adelante el diseño del cabezal es necesario definir con anterioridad las características del aislador Line Post a utilizar y de los soportes y accesorios empleados para la sujeción del mismo a la estructura.

Características Generales:

Norma de Fabricación	IEC - ISO
Tensión Nominal	33kV
Tensión Máxima	36kV
Distancia de Fuga	1080 +/- 15mm
Distancia de Arco	280 +/- 15mm
Tensión Crítica de Impulso	220kV
Tensión de Impulso a Frecuencia Industrial - 1 Min	95kV
Resistencia al Voladizo (Cantilever) (kN)	10kN
Carga Mecánica de Flexión	10kN
Material de las Partes Metálicas	Acero al Carbono
Material de las Aletas	Goma de Silicona - Libre de EPDM
Material del Núcleo	Fibra de Vidrio
Peso del Aislador	2,7kg
Peso del Soporte	4,3kg
Peso del Conjunto Aislador-Soporte	7kg
Color	Gris



Ref.: Cat. Aisla N° 5



Dentro de las estructuras de suspensión, en el proyecto se tienen las estructuras de suspensión propiamente dicha, diferenciadas únicamente entre sí por la variación en su altura.

En el diseño del cabezal de suspensión se tienen en cuenta las distancias de separación mínimas entre conductores de fase, entre conductores de fase e hilo de guardia y entre conductores de fase y tierra (*Definidas en el inciso 2.11.2*). Ver Planos N° 06

2.14.3 Cálculo Mecánico Aisladores de Suspensión

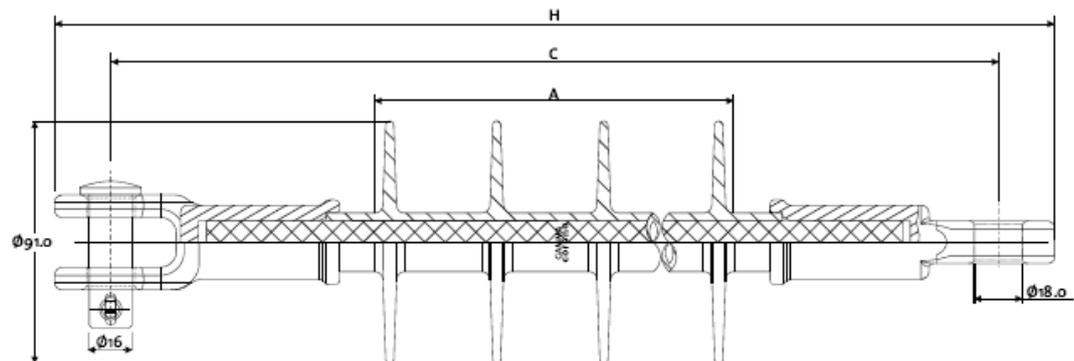
Se considera el cálculo para un vano de 90 metros, determinándose el peso propio del conductor para los dos semivanos adyacentes al aislador en estudio, incluyéndose el peso propio del aislador, mas los herrajes, obteniéndose el peso total (G). El peso total G se debe comparar con la carga de rotura del aislador elegido.

Ver memoria de cálculo, inciso 3.4

2.14.4 Diseño eléctrico del cabezal de las estructuras de retención:

Para llevar adelante el diseño del cabezal es necesario definir con anterioridad las características del aislador a utilizar y de los soportes y accesorios empleados para la sujeción del mismo a la estructura.

Características Generales:



Ref.: Cat. Aisla Nº 2

Norma de Fabricación	IEC 61109
Tensión Nominal	33kV
Tensión Máxima	36kV
Distancia de Fuga	915mm
Distancia de Arco	390mm
Tensión Crítica de Impulso	230kV

Cantidad de Aletas	8
Carga Mecánica Nominal	70kN
Carga Mecánica de Rutina	35kN
Carga Mecánica a la Torsión	47N.m
Material de las Aletas	Goma de Silicona - Libre de EPDM
Material del Núcleo	Fibra de Vidrio y resina epoxi
Peso del Aislador	1,55kg
Peso de herrajes	-
Peso del Conjunto Aislador-herrajes	-
Altura Total H	569mm
Distancia entre acoples C	525mm
Número de Campanas A	9
Color	Gris

Dentro de las estructuras de retención, en el proyecto se tienen las estructuras de Retención Terminal y las de Retención Angular.

En el diseño del cabezal de Retención se tienen en cuenta las distancias de separación mínimas entre conductores de fase, entre conductores de fase e hilo de guardia y entre conductores de fase y tierra (*Definidas en el inciso 2.11.2*).

Ver Planos N° 07 y N° 08

2.14.5 Calculo Mecánico Aisladores de Retención.

Para el caso de los aisladores de retención se considera el tiro máximo del conductor (*Ver Inciso 3.3 – Memoria de Calculo*), el cual se compara con la carga de rotura del aislador seleccionado.

Ver memoria de cálculo, inciso 3.5

2.14.6 Calculo Mecánico de las Estructuras.

Los soportes a emplear para la suspensión, retención y terminales de la línea en estudio serán todos de Hormigón Armado.

Los postes simples de hormigón armado para estructuras de suspensión, siempre serán verificados con ensayos de flexión bajo las condiciones que establecen las Normas IRAM 1603 e IRAM 1605, y de torsión según las solicitaciones factorizadas definidas por las hipótesis de carga respectivas.

Para los postes dobles y triples siempre se verificará, mediante ensayos no destructivos a flexión, el comportamiento de los postes como componentes estructurales.

2.14.6.1 Cálculo del Tiro en la Cima del Soporte.

Para el cálculo del tiro en la Cima, es importante definir la función que cumple el soporte en la línea (Suspensión, Retención Angular, Retención Terminal, Suspensión Angular).

El tiro en la cima de una estructura se define como la suma de todos los esfuerzos externos (fundamentalmente viento) que actúa sobre la estructura, los conductores y elementos de cabecera, etc. todos referidos a la cima en las condiciones que plantea la hipótesis de cálculo según el tipo de estructura.

Para el diseño de las estructuras se aplica el “Método de factorización de Cargas y de Resistencias” definido por la AEA, apartado 11.1. Se debe cumplir la siguiente condición, basada en los respectivos coeficientes de mayoración para las cargas y de minoración para las resistencias:

$$K_E \cdot K_C \cdot S \leq \phi \cdot R_c$$

Una vez calculados los esfuerzos (Solicitud última “S”), corresponde determinar los factores de carga (K_E y K_C), la resistencia característica nominal (R_c) y el factor global de resistencia (ϕ).

Para cada tipo de estructura, se toma el tiro máximo, a partir del cual, para la selección del poste se toma el tiro normalizado inmediato superior (*Ver tabla 5.1*).

2.14.6.2 Cargas de Cálculo.

Se clasifican en:

Cargas de servicio: dentro de estas cargas se tienen las cargas permanentes de magnitud invariables (peso del conductor, accesorios, etc) y cargas originadas por la acción de elementos exteriores. En el cálculo de las mismas se consideran simultáneamente:

- Peso
- Viento: correspondiente al Estado III de viento máximo.
- Resultante de las tracciones de los conductores para estructuras con desvío angular y estructuras terminales. Esta resultante puede ser máxima para condiciones de viento o de mínima temperatura.

Cargas de construcción y mantenimiento: Esfuerzos que aparecen durante el montaje, mantenimiento o reparación de la línea. En el cálculo se consideran simultáneamente:

- Peso y cargas permanentes incrementadas por un factor de carga.
- Carga adicional de montaje. Deberán ser tomadas en cuenta solamente para el cálculo de ménsulas y crucetas de la torre (AEA – 12.1.4.e).

- Para estructuras de retención, retención angular y terminales: tiro de los conductores incrementado en un factor de carga.
- No se considera viento.

Cargas de contención de fallas: tienen en cuenta los esfuerzos que aparecen sobre las estructuras en caso de colapso de algún elemento de la línea y tiene como finalidad evitar la propagación de las fallas a los tramos adyacentes de la línea. En el cálculo se consideran simultáneamente:

- Peso
- Tracción de un conductor o cable de guardia (en estructuras de suspensión se toma un 50%)
- No se considera viento
- Efecto de sismos (si corresponde)

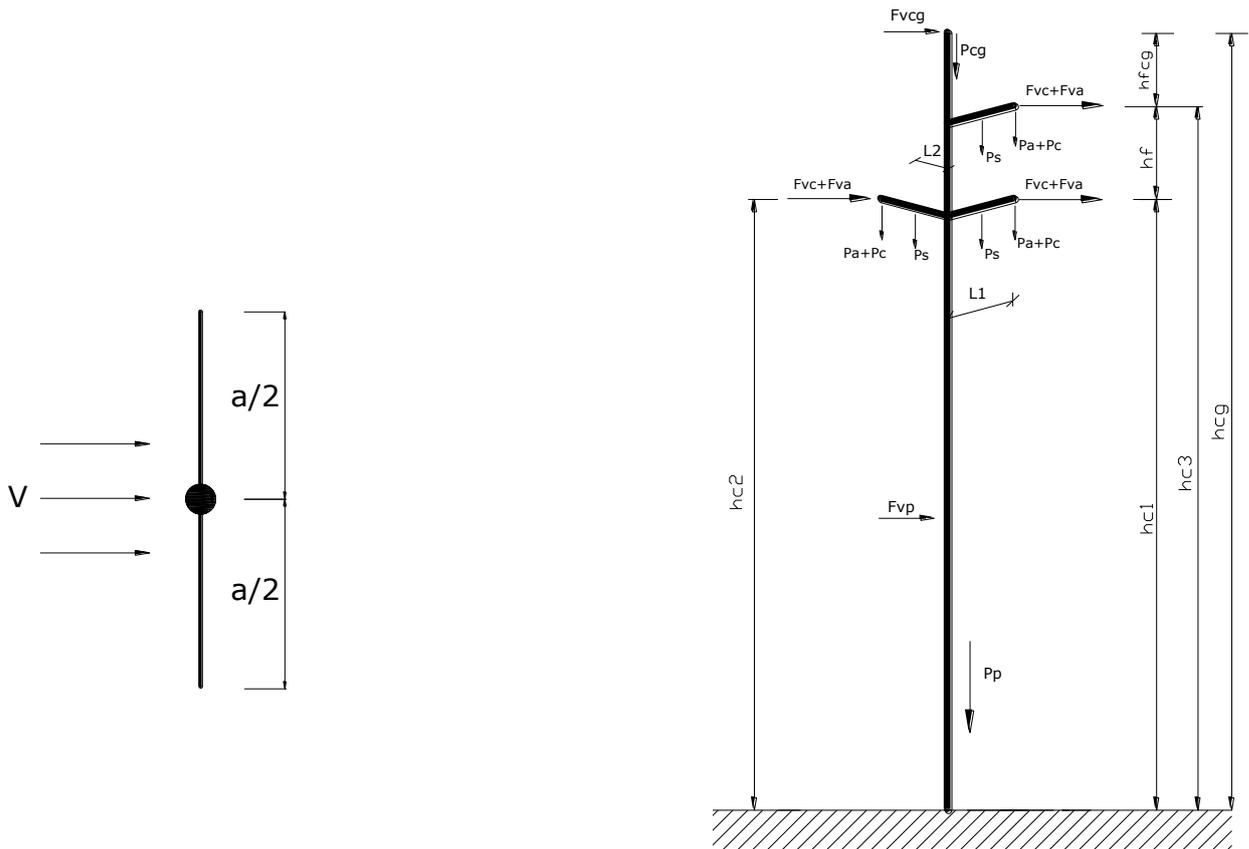
2.14.6.3 Hipótesis de Carga.

Según lo establecido por la AEA, se definen:

Estructura de Suspensión "S":

- a) Cargas de Servicio: a.1 – Peso Propio y Cargas Verticales Permanentes: Peso de los conductores de fase e hilo de guardia correspondientes a los semivanos adyacentes a la estructura, peso propio de la estructura, peso de aisladores, soportes y accesorios. Carga del viento máximo normal a la línea sobre estructura, aisladores, accesorios y semilongitud de ambos vanos adyacentes de conductores e hilo de guardia.

Esquema de Cargas:



$hc1$ = Altura al soporte inferior (m)

$hc2$ = Altura al soporte inferior (m)

$hc3$ = Altura al soporte superior (m)

hcg = Altura al cable de guardia (m). En nuestro caso coincide con la altura libre de la estructura.

hf = Distancia entre conductores de fase (m)

$hfcg$ = Distancia entre conductor de fase e hilo de guardia (m)

$L1$ = Longitud del soporte mas aislador (m)

$L2$ = Distancia del eje del poste al centro de gravedad del soporte del aislador (m)

Fvp = Fuerza del viento sobre la estructura (kg)

Fvc = Fuerza del viento sobre conductores (kg/m)

Fva = Fuerza del viento sobre aisladores y accesorios (kg/aislador)

$Fvcg$ = Fuerza del viento sobre cable de guardia (kg/m)

Pp = Peso de la estructura (kg)

Pc = Peso de los conductores de fase (kg)

Pa = Peso de los aisladores (kg)

Ps = Peso de los soportes (kg)

Pcg = Peso del cable de guardia (kg)

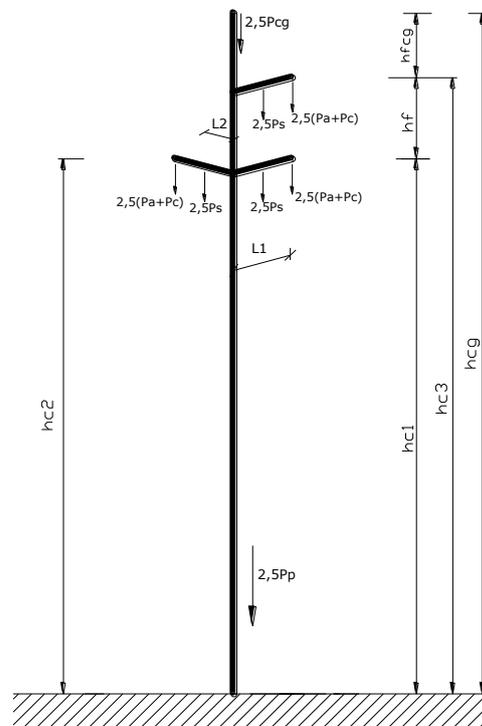
Algunos de estos parámetros se los definen de la tabla IV – 4 “Cargas debidas a cadenas de aisladores y elementos estructurales”, Martínez Fayó.

Descripción	Longitud (m)	Peso (kg)	Viento (kg)
Aislador Suspensión 33kV	-	-	6
Aislador Retención 33kV	-	-	8
Morsetería Suspensión Cable de Guardia	-	5	3
Conjunto Vínculo y Mensula Poste Doble	-	-	10
Ménsula Retención HºAº 33kV	1,1	140	-
Conjunto vínculos y ménsulas para poste doble 33kV	-	-	10

La resistencia del poste se caracteriza por una fuerza que se aplica en la cima, perpendicular al eje del poste. En el cálculo se debe encontrar este valor como el equivalente de las fuerzas actuantes, que reproduzca el efecto de las cargas reales repartidas a distinta altura sobre la estructura.

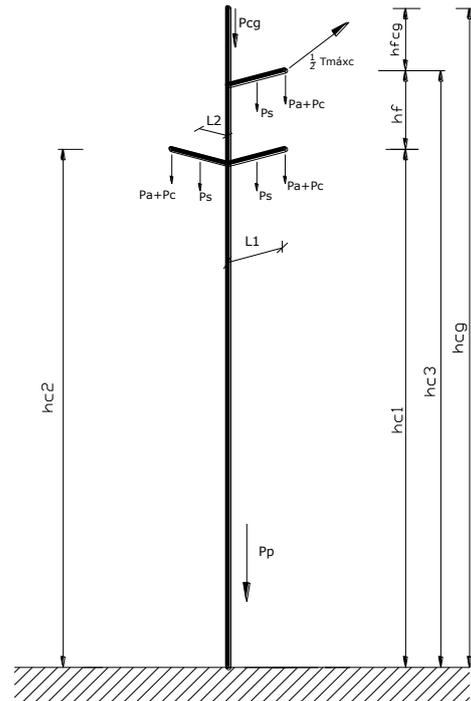
- b) Cargas de Construcción y Mantenimiento: b.1 - Peso propio de la estructura. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,5 aplicadas en cualquiera de los puntos de suspensión, en varios de ellos o en todos simultáneamente (Peso de los conductores de fase e hilo de guardia correspondientes a los semivanos adyacentes a la estructura, peso propio de la estructura, peso de aisladores, soportes y accesorios). No se considera Viento.

Esquema de Cargas:



- c) Cargas de Contención de Fallas: c.1 - Peso propio y cargas verticales permanentes. Carga longitudinal en cualquiera de los puntos de suspensión, equivalente al 50% del tiro máximo de una fase ó el 70% del tiro medio (EDS), el que provoque solicitaciones más desfavorables para conductores simples ó haces de conductores. En el caso del hilo de guardia se aplicará el tiro máximo longitudinal reducido al 65% ó al 100% del tiro medio (EDS). No se considera viento.

Esquema de Cargas:



A partir de la hipótesis de cálculo definida, se determina el tiro total actuante en la cima del poste, que corresponde a la sollicitación última "S"), corresponde determinar los factores de carga (KE y KC), la resistencia característica nominal (Rc) y el factor global de resistencia. Ver *Memoria de cálculo, inciso 3.6.1*

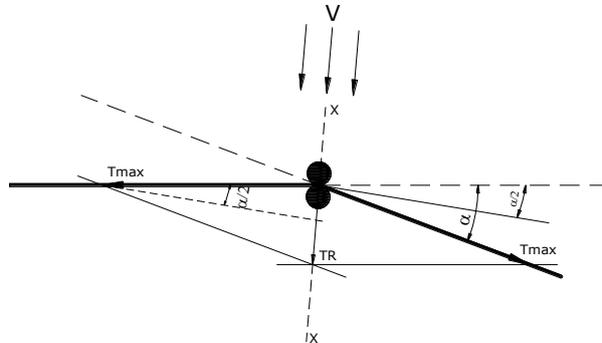
Para cada tipo de estructura, se toma el tiro máximo, a partir del cual, para la selección del poste se toma el tiro normalizado inmediato superior (Ver *tabla 5.1*).

Estructura de Retención Angular "RA":

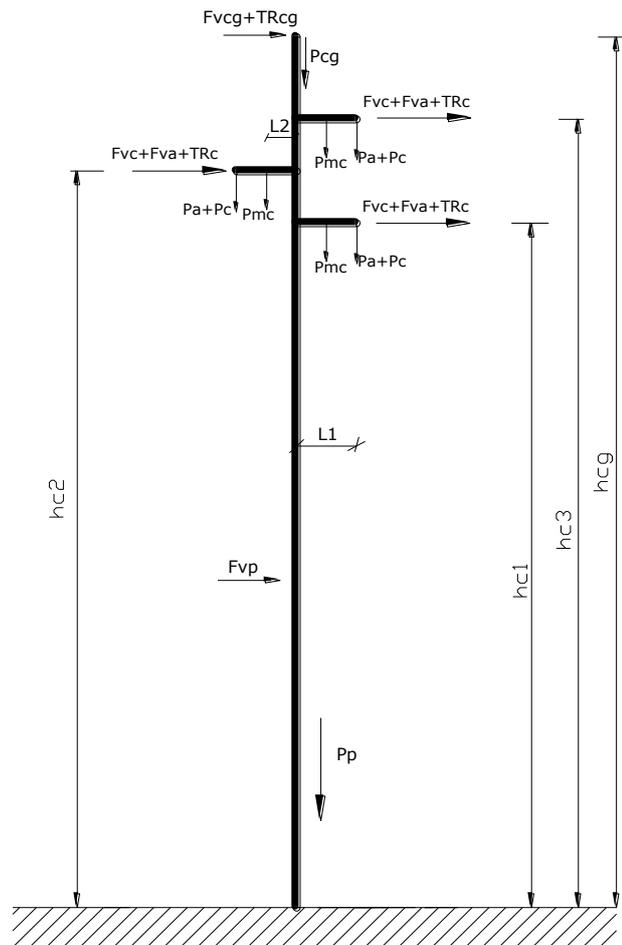
- a) Cargas de Servicio: a.1 – Peso Propio y Cargas Verticales Permanentes: Peso de los conductores de fase e hilo de guardia correspondientes a los semivanos adyacentes a la estructura, peso propio de la estructura, peso de aisladores, soportes y accesorios. Carga del viento máximo sobre estructura, aisladores, accesorios y semilongitud de ambos vanos

adyacentes de conductores e hilo de guardia en dirección de la bisectriz del ángulo de la línea (eje x-x). Fuerza resultante de la tracción de los conductores.

Esquema de Cargas:



Para la disposición que muestra la figura, al estar los postes en la dirección de la bisectriz del ángulo de la línea (eje x-x), la componente de los esfuerzos reducidos a la cima en la dirección del eje longitudinal (x-x) se dividen por 8, pues la estructura colocada en ese sentido tiene una resistencia de 8 veces de momento de inercia.



hc1 = Altura de la ménsula inferior (m)

hc_2 = Altura de la ménsula intermedia (m)

hc_3 = Altura de la ménsula superior (m)

hc_g = Altura al cable de guardia (m). En nuestro caso coincide con la altura libre de la estructura.

L_1 = Distancia del eje del poste al conductor de fase (m).

L_2 = Distancia del eje del poste al centro de gravedad de la ménsula (m)

F_{vp} = Fuerza del viento sobre la estructura (kg)

F_{vc} = Fuerza del viento sobre conductores (kg/m)

F_{va} = Fuerza del viento sobre aisladores y accesorios (kg/aislador)

F_{vcg} = Fuerza del viento sobre cable de guardia (kg/m)

TR_c = Resultante de la tracciones de los conductores de fase

TR_{cg} = Resultante total de la tracciones del conductor de guardia

P_p = Peso de la estructura (kg)

P_c = Peso de los conductores de fase (kg)

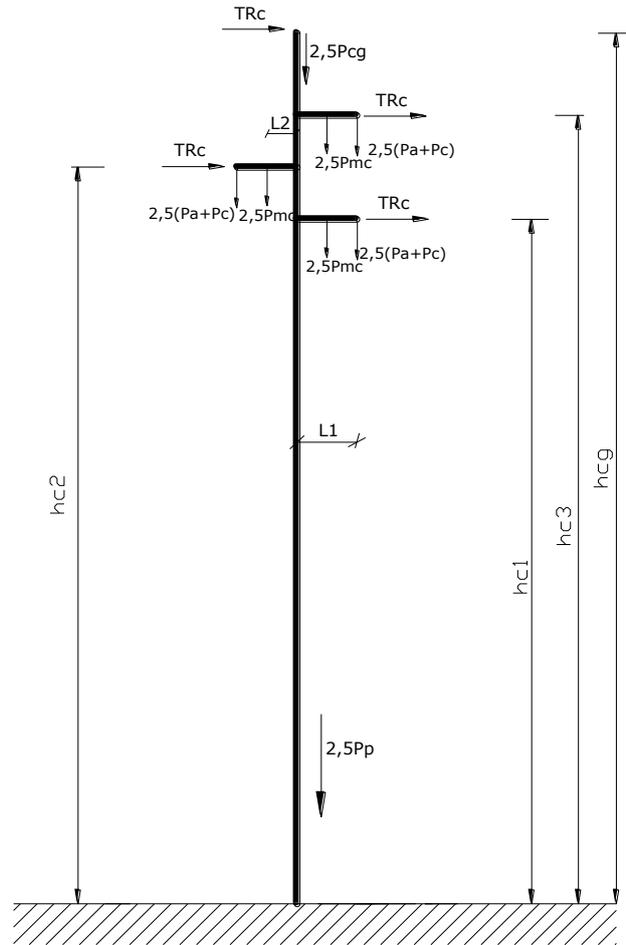
P_a = Peso de los aisladores (kg)

P_{mc} = Peso de la ménsula (kg)

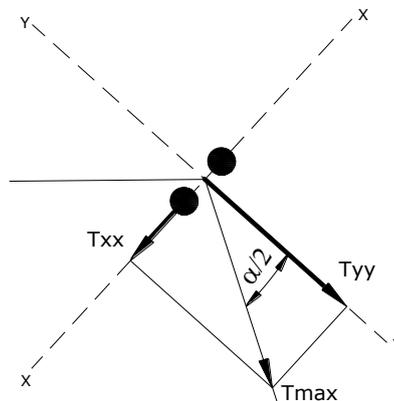
P_{cg} = Peso del cable de guardia (kg)

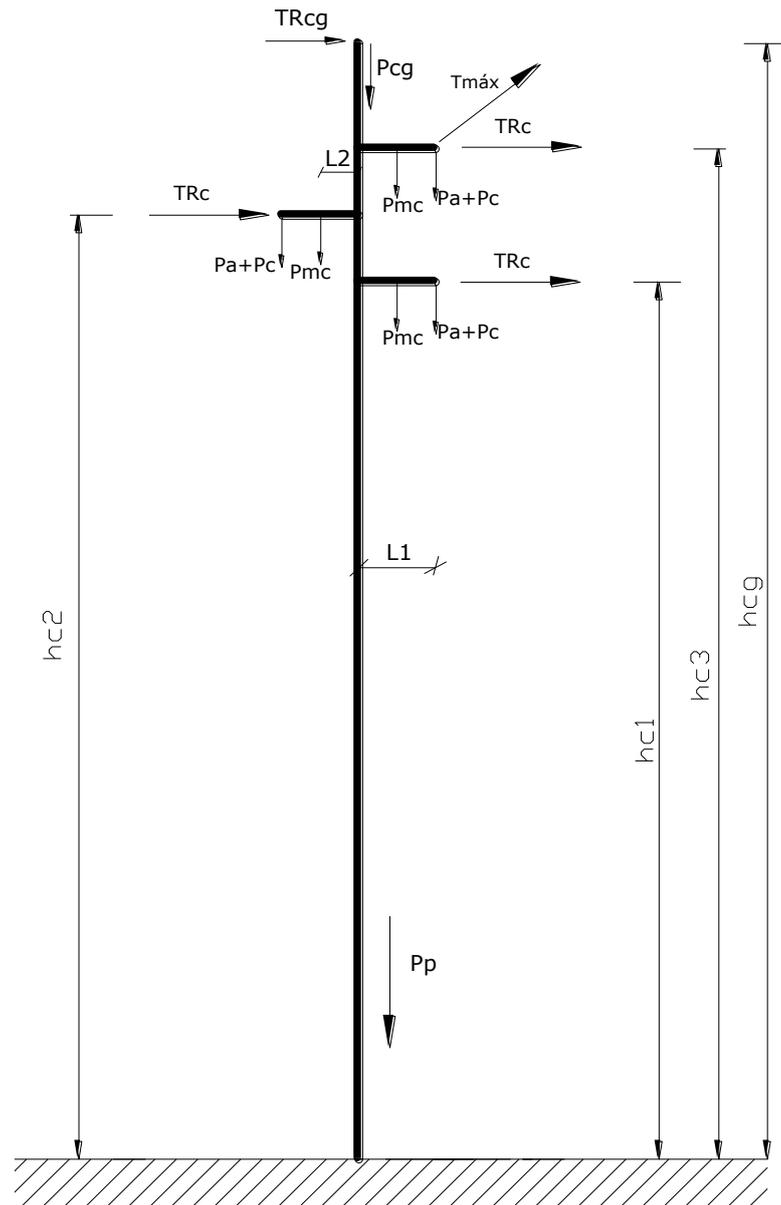
- b) Cargas de Construcción y Mantenimiento: b.1 - Peso propio de la estructura. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,5 aplicadas en cualquiera de los puntos de suspensión, en varios de ellos o en todos simultáneamente (Peso de los conductores de fase e hilo de guardia correspondientes a los semivanos adyacentes a la estructura, peso propio de la estructura, peso de aisladores, soportes y accesorios). Fuerza resultante de la tracción de los conductores. No se considera viento.

Esquema de Cargas:



- c) Cargas de Contención de Fallas: c.1 - Peso propio y cargas verticales permanentes. Tiro máximo unilateral aplicado en cualquiera de los puntos de sujeción de fase ó hilo de guardia. Fuerzas resultantes de las tracciones de los restantes conductores e hilos de guardia. No se considera viento. Peso propio y cargas verticales permanentes. Fuerzas resultantes.



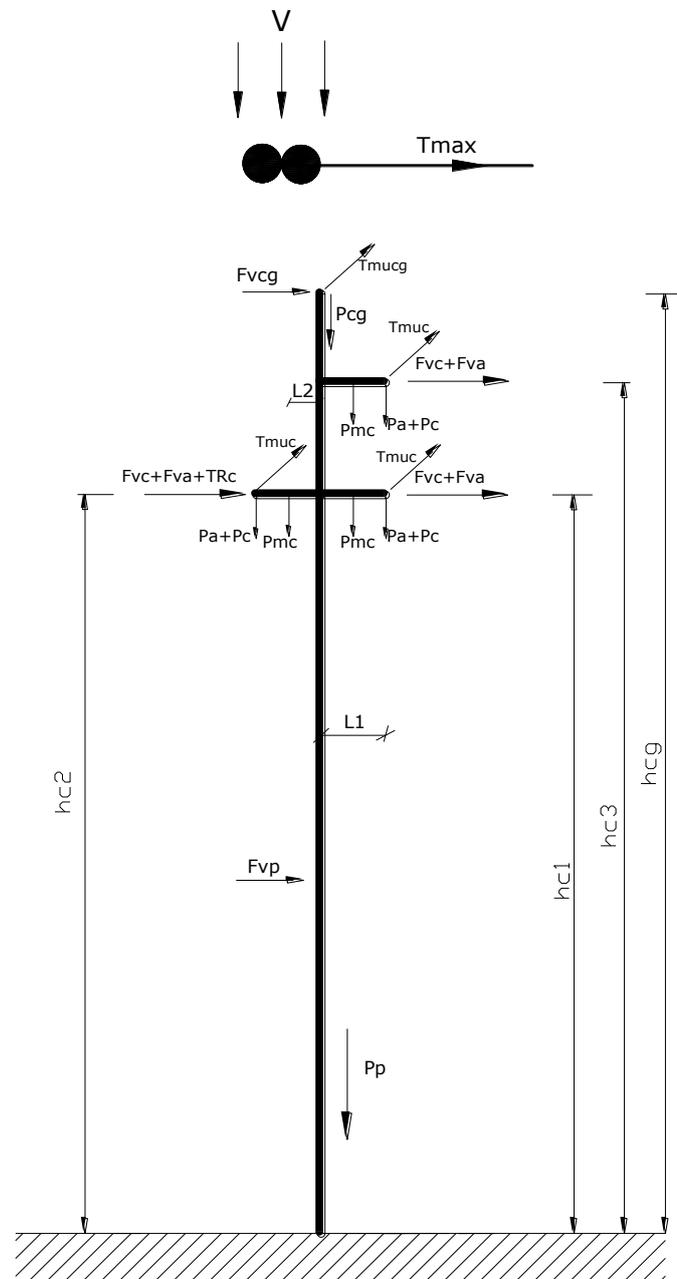


A partir de la hipótesis de cálculo definida, se determina el tiro total actuante en la cima del poste, que corresponde a la sollicitación última "S"), corresponde determinar los factores de carga (K_E y K_C), la resistencia característica nominal (R_c) y el factor global de resistencia. Ver *Memoria de cálculo, inciso 3.6.2.*

Estructura de Retención Terminal "T":

- a) Cargas de Servicio: a.1 – Peso Propio y Cargas Verticales Permanentes: Peso de los conductores de fase e hilo de guardia correspondientes a los semivanos adyacentes a la estructura, peso propio de la estructura, peso de aisladores, soportes y accesorios. Carga del viento máximo perpendicular a la dirección de la línea sobre estructuras, aisladores, accesorios y sobre la semilongitud de los conductores del vano adyacente. Tracción unilateral de todos los conductores.

Esquema de Cargas:



$hc1$ = Altura Cruceta Inferior (m)

$hc2$ = Altura Cruceta Inferior (m)

$hc3$ = Altura de la ménsula superior (m)

hcg = Altura al cable de guardia (m). En nuestro caso coincide con la altura libre de la estructura.

$L1$ = Distancia del eje del poste al conductor de fase (m).

$L2$ = Distancia del eje del poste al centro de gravedad de la ménsula (m)

Fvp = Fuerza del viento sobre la estructura (kg)

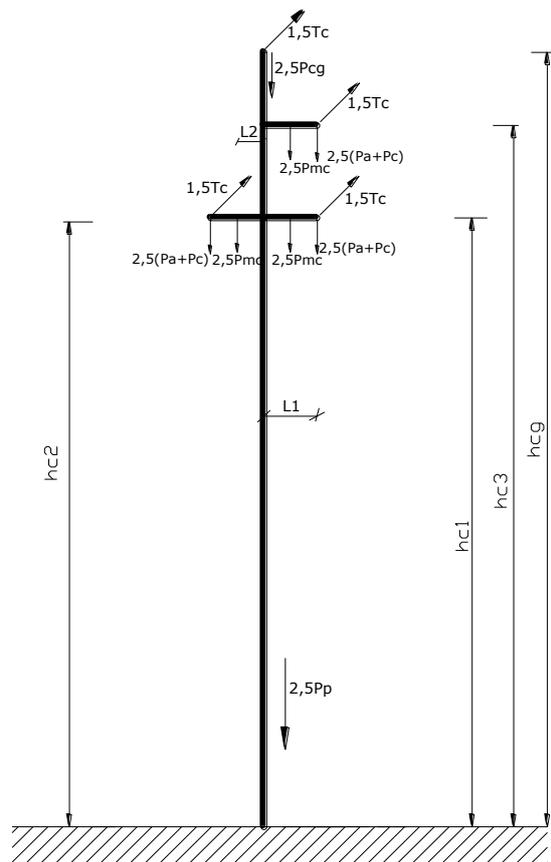
Fvc = Fuerza del viento sobre conductores (kg/m)

Fva = Fuerza del viento sobre aisladores y accesorios (kg/aislador)

F_{vcg} = Fuerza del viento sobre cable de guardia (kg/m)
 T_{mucg} = Tiro Máximo unilateral del cable de guardia
 T_{muc} = Tiro Máximo unilateral del conductor de fase
 P_p = Peso de la estructura (kg)
 P_c = Peso de los conductores de fase (kg)
 P_a = Peso de los aisladores (kg)
 P_{mc} = Peso de la ménsula (kg)
 P_{cg} = Peso del cable de guardia (kg)

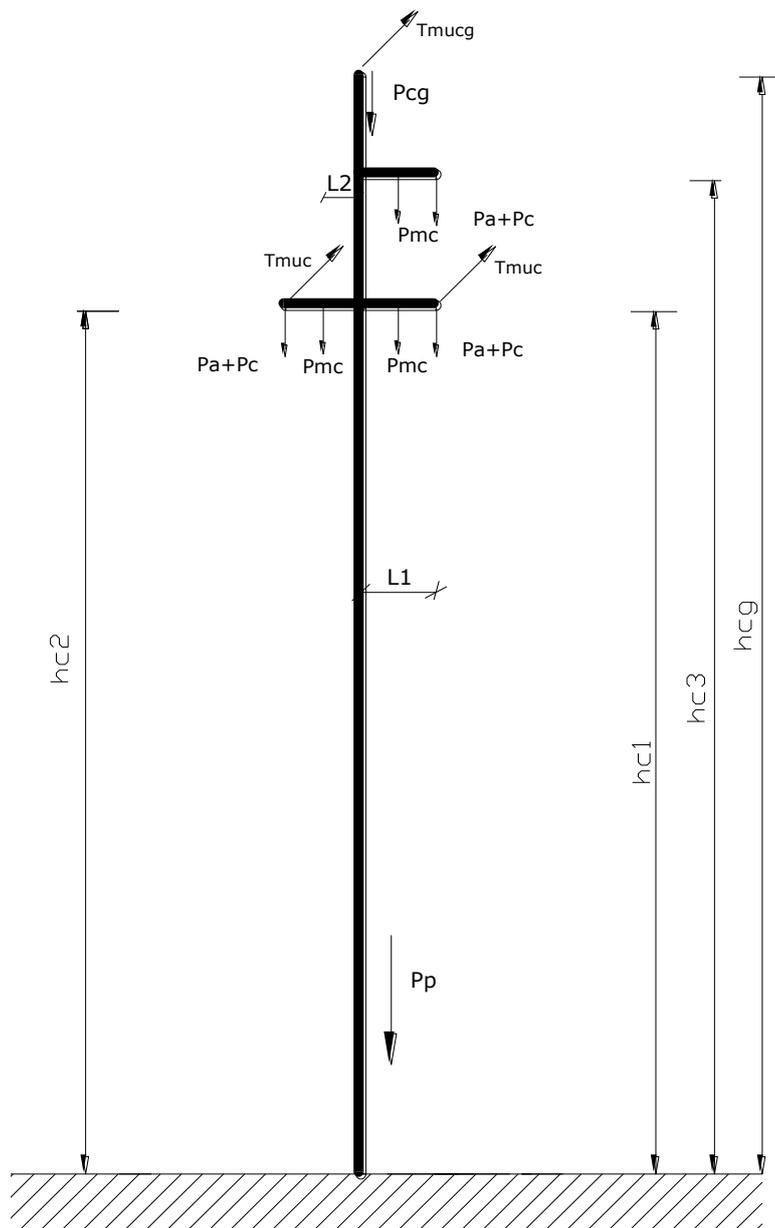
- b) Cargas de Construcción y Mantenimiento: b.1 - Peso propio de la estructura. Cargas verticales permanentes con un factor de carga de 2,5 aplicadas en cualquiera de los puntos de suspensión, en varios de ellos o en todos simultáneamente (Peso de los conductores de fase e hilo de guardia correspondientes a los semivanos adyacentes a la estructura, peso propio de la estructura, peso de aisladores, soportes y accesorios). Tiros de todos los conductores correspondientes a la tracción de tensado considerada a temperatura media anual con un factor de carga de 1,5. No se considera viento.

Esquema de Cargas:



- c) Contención de Fallas: c.1 - Peso propio y cargas verticales permanentes. Eliminación de una cualquiera ó varias tracciones máximas. No se considera viento.

Esquema de Cargas:



A partir de la hipótesis de cálculo definida, se determina el tiro total actuante en la cima del poste, que corresponde a la sollicitación última "S", corresponde determinar los factores de carga (KE y KC), la resistencia característica nominal (R_c) y el factor global de resistencia. Ver *Memoria de cálculo, inciso 3.6.4*

A continuación se presenta un cuadro resumen con los tipos de soportes a emplear con las dimensiones geométricas y características mecánicas:

Tipo de Estructura	Cantidad	Tiro en la Cima (kg)	Características del Poste (*)	Peso (kg)	Altura Fijación Conductor Inferior (m)
S	68	562	12,5/750/18-35	1240	8,65
RA 90º	1	772	2x13,5/1350/24-44	3940	9,4
RA 90º	2	716	2x13,5/1200/24-44	3760	9,4
RA 25º	1	602	2x13,5/1050/24-44	3480	9,4
RA 63º	1	711	2x13,5/1200/24-44	3760	9,4
T	4	691	2x13/1200/24-44	3540	9

(*) Designación según Norma IRAM 1586.

2.14.6.4 Separación entre vínculos en estructuras dobles.

Determinación del número y separación entre vínculos:

Para lograr los valores de resistencia en los postes dobles, los mismos deben ser armados teniendo en cuenta ciertas condiciones de separación entre postes, cantidad y ubicación de los vínculos. Las restantes dimensiones de los vínculos son función del diámetro del poste y de la posición que aquellos ocupan.

En la cima de la estructura doble se coloca un vínculo (Vínculo Tipo C) que a su vez sirve de amarre al cable de guardia (*Ver Plano N° 13*). La cantidad de vínculos a colocar por debajo de la ménsula o cruceta inferior, depende de la altura de esta sobre el suelo y no tanto de la altura total del poste (*Ver Memoria de Calculo – Inciso 3.7*). La cantidad de vínculos a colocar y las distancias usuales entre ellos se define en la *tabla 5.2*.

2.14.6.5 Ménsulas y Crucetas de Hº Aº.

Estos elementos complementan los postes y su función en la estructura es la de dar los puntos de fijación para los conductores.

Las crucetas y ménsulas (o medias crucetas) se definen por sus dimensiones principales y los esfuerzos que deben soportar en los puntos de sujeción de los conductores (*Ver Planos N° 14, N° 15 y N° 16*)

Su cálculo corre por cuenta del fabricante y se rige por lo establecido en las Norma IRAM 1720 y 1721.

2.14.7 Cálculo de Fundaciones y Empotramientos.

2.14.7.1 Consideraciones Generales.

El empotramiento de las estructuras de hormigón se lleva a cabo mediante el empleo de fundación de hormigón.

Para el diseño de fundaciones, en las líneas clase "B" solo bastara conocer la tipificación del suelo y la posición de la napa freática. Se llevaran adelante estudios geotécnicos solamente en los vértices (terminales y desvíos) y con una profundidad de 4 metros.

Para la construcción de las fundaciones en las cuales no se prevén tensiones importantes, se emplean hormigón simple, caso contrario, deberá emplearse hormigón armado.

Para el cálculo de las fundaciones se utilizarán los coeficientes de compresibilidad, y la tensión admisible, que se originan del estudio de suelos correspondiente.

En el cálculo deberá considerarse el peso propio de las cargas externas y del bloque de hormigón de la fundación.

Las líneas construidas con postes de planta reducida (tipo mástil) se empotran en el terreno con un único macizo que opera con una sollicitación de vuelco además de las cargas verticales, denominada "Fundación Monobloque".

Para los postes tipo A de MT, se emplean "fundaciones tipo patas separadas", que tienen esfuerzos en su base que son de arrancamiento o compresión sobre el terreno, según la pata considerada.

Para el cálculo de las fundaciones se empleará el método de Sulzberger en el caso de Terrenos donde su coeficiente de compresibilidad sea mayor o igual a 3.5 kg/cm^3 .

2.14.7.2 Empotramientos.

Según la reglamentación de la AEA, se tiene:

- Estructura monoposte:

$$E = 0,10 L \text{ (L: longitud total del poste, en m.)}$$

- Estructura compuesta:

$$E = 0,09 H \text{ (H: altura emergente de la estructura, en m.)}$$

Cuando los postes sean empotrados en fundaciones de hormigón, hormigón armado ó directamente dentro de una excavación realizada en roca, el huelgo existente entre el poste y el nicho de empotramiento se rellenará con un mortero cementicio (cemento y arena gruesa) de calidad igual o superior a la de la cimentación donde quedará.

2.14.7.3 Dimensiones mínima para fundaciones.

Para la construcción de una fundación para postes de hormigón armado, debe tenerse en cuenta que la base debe llevar un agujero para el empotramiento del poste. Dicho agujero debe ser algo mayor que el diámetro en la base del poste para permitir que este entre con facilidad (*Ver Plano N° 24*).

El diámetro del agujero de las fundaciones, a la altura del extremo inferior del empotramiento del poste, deberá ser como mínimo igual al diámetro del poste en la base más 15 cm, es decir:

$$\varnothing_{\text{agujero}} \geq \varnothing_{\text{poste}} + 0,15 \text{ [m]}$$

La distancia mínima entre el perímetro de cada agujero y el perímetro de la base no será inferior a 20 cm, La separación entre agujeros en una base doble o triple estará dada en 4 cm por metro de altura de la columna más la separación en la cima (30 cm) es decir:

1. Para una base cuadrada monoposte o rectangular doble el lado menor será:

$$LADOMinimo = \varnothing_{\text{agujero}} + 2 \times 0,20 \text{ [m]}$$

2. Para una base cuadrada triple o rectangular doble el lado mayor será:

$$LADOMinimo = 0,30 + 0,04 \times \text{Alt. Total} + 2 * \varnothing_{\text{agujero}} + 2 \times 0,20 \text{ [m]}$$

La profundidad mínima estará determinada por el empotramiento de la estructura más 20 cm, y la máxima, por razones constructivas, no superará al empotramiento más un 50% de este, es decir:

$$\text{PROFUNDIDADmínima} = \text{Empotramiento} + 0,20 \text{ [m]}$$

$$\text{PROFUNDIDADmáxima} = 1,5 \times \text{Empotramiento [m]}$$

2.14.7.4 Coeficiente de compresibilidad “C”.

Es la capacidad que tiene el terreno para reaccionar en forma elástica ante los esfuerzos que ejerce la fundación. Se lo define como la fuerza en daN que aplicada sobre una superficie de 1cm² provoque el hundimiento de 1cm. “C” se mide en daN/cm³. Ya que el terreno se comporta elásticamente, podemos relacionar a C con la idea de un módulo de elasticidad.

Se pueden diferenciar dos tipos de coeficientes de compresibilidad:

Ct = Coeficiente de compresibilidad para las paredes de la fundación, relacionada con las cargas horizontales aplicada a las paredes.

C_b = Coeficiente de compresibilidad para el fondo de la fundación, para las cargas verticales en el fondo.

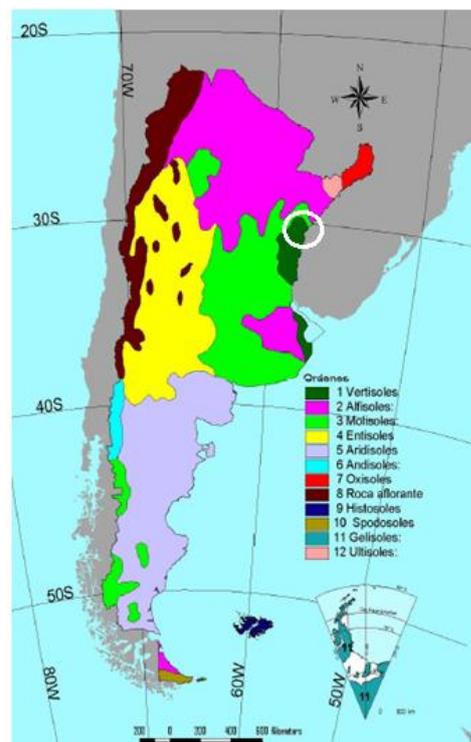
Generalmente se acepta la relación:

$$C_t = 1 \dots \dots 1,2 * C_b$$

En la teoría, se acepta que el coeficiente de compresibilidad sea variable linealmente con la profundidad, partiendo de cero en la superficie. Generalmente las tablas dan valores típicos a 2m de profundidad, por lo que se calcula por proporciones el valor a la profundidad real del fondo de la base.

2.14.7.5 Tipo de suelo.

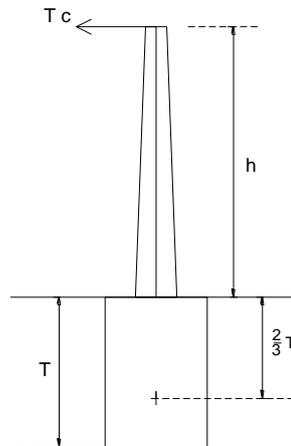
Es importante definir para la zona de emplazamiento de la línea el tipo de suelo sobre el cual se va a implantar la fundación de las estructuras. Según los datos emitidos por el INTA en su Cartografía de Suelos de la Argentina, analizando la región de emplazamiento de la línea, se tiene un suelo denominado Vertisoles, es decir, un suelo arena-arcillosa.



2.14.7.6 Momento Volcador.

Los esfuerzos volcadores son las cargas horizontales (viento, tiro de los conductores) que actúan sobre la estructura. En los apoyos de hormigón armado, lo normal es contar con la carga total reducida a la cima del poste, valor que puede tomarse como dato para realizar el cálculo del momento Volcador.

Según la posición del eje de giro, resultara la distancia de aplicación de la fuerza que provoca el momento Volcador. Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.8.



2.14.7.7 Momento Estabilizante.

La fundación reacciona ante el momento Volcador, presentando dos momentos estabilizantes:

- El “Momento de encastramiento (M_s)”, originado por la reacción de las paredes, que incluye la fricción entre el hormigón y la tierra a lo largo de las paredes.
- El “Momento de reacción de fondo (M_b)”, provocado por las cargas verticales.

Para la determinación de los momentos estabilizantes, se elabora las formulas a partir de la distribución de la presión producida por la reacción del terreno ante el movimiento de la fundación en torno al eje de giro del conjunto.

De acuerdo a la forma de la base, se determina la formula a aplicar en función del ángulo de inclinación máxima bajo la acción de los momentos volcadores, tal que $\text{tg } \alpha \leq 0,01$.

Si nos proponemos no sobrepasar una inclinación de la estructura tal que $\text{tg } \alpha \leq 0,01$, es necesario determinar si para este valor de ángulo, la fundación trabaja haciendo contacto en su totalidad o está parcialmente despegada del terreno. Las formulas a aplicar en cada caso se detallan en la tabla V – 4 – “Martínez Fayó”.

Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.8

2.14.7.8 Coeficiente de seguridad.

El método de Sulzberger ofrece una aceptable precisión cuando la fundación reacciona predominantemente con sus paredes, o sea cuando $M_s > M_b$. Esto se logra cuando la fundación tiene su mayor dimensión en el sentido de la profundidad y también cuando se trabaja sobre terrenos de capacidad portante (tensión admisible) no muy reducida.

Se logra así la estabilidad para $M_s + M_b = M_v$ o para $M_s + M_b > M_v$.

Cuando la fundación tiene dimensiones transversales relativamente grandes respecto a la profundidad (necesario muchas veces cuando la capacidad portante es baja), se presenta que $M_s < M_b$, para garantizar la estabilidad en la fundación es necesario aplicar un coeficiente de seguridad "s", de modo que:

$$M_s + M_b > s.M_v$$

El valor de "s" se lo obtiene de la tabla V – 5 – Martínez Fayo.

Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.8

2.14.7.9 Formas usuales de fundaciones.

Las fundaciones calculadas por el presente método son monobloques, con su base rectangular, cuando la estructura es un poste doble y cuadrada para postes simples. Para este último caso, orientando una de las diagonales en el sentido del esfuerzo Volcador, se logra una mayor resistencia.

Según lo analizado más arriba, la profundidad de la fundación es la dimensión que más influye en el momento estabilizante y por lo tanto conviene profundizar la fundación antes de ensancharla.

2.14.7.10 Fundación Monobloque – Método Sulzberger

Para el cálculo de las fundaciones se empleará el método de Sulzberger en el caso de terrenos donde su coeficiente de compresibilidad sea mayor o igual a 3.5 kg/cm^3 , es decir, terrenos normales.

Cuando el cálculo se realice por el método de Sulzberger el coeficiente de seguridad a aplicar será como mínimo 1,5. Las bases calculadas con el método Sulzberger se proyectarán preferentemente en hormigón simple, en forma prismática, de sección cuadrada para el caso de estructuras simples o triples, y de sección rectangular para el caso de estructuras dobles. Las fundaciones cuadradas se orientarán con sus diagonales según los máximos esfuerzos.

Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.8

2.14.7.11 Fundación Monobloque – Método Pöhl.

Este método se basa en considerar exclusivamente la acción estabilizante que produce el fondo de la fundación. Es aplicable en aquellos casos en que la fundación tiene sus lados de una magnitud considerable con respecto a su altura, por lo tanto el momento de encastramiento no es importante frente al valor de la reacción de fondo. Estas proporciones se adoptan en

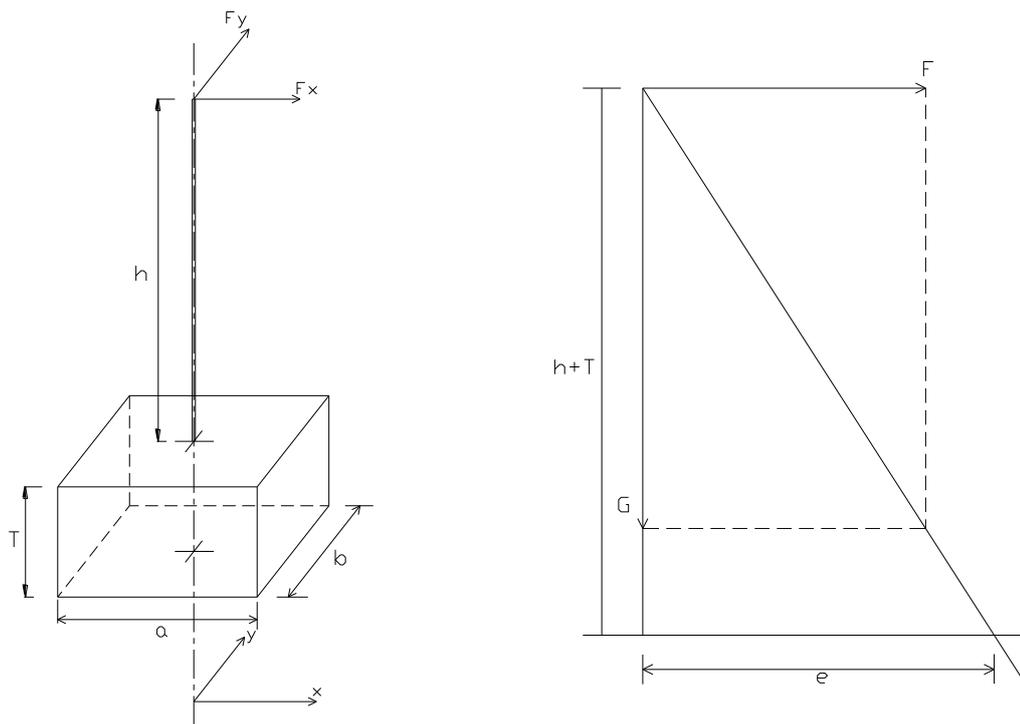
bases ubicadas en suelos pocos resistentes (Baja presión admisible, bajo coeficiente de compresibilidad – Suelos Tipo A y B). En estos casos el método Pöhl es muy útil y da garantías de que no se producirá un desplazamiento de la base por hundimiento del terreno ya que la verificación se centra precisamente en la tensión admisible que soporte el terreno.

Para este tipo de métodos de cálculo el coeficiente de seguridad a adoptar será como mínimo 2.

2.14.7.11.1 Principios de cálculo.

El cálculo permite obtener el valor de la presión producida por la acción del peso y los momentos volcadores, sobre el fondo de la fundación. Dicha presión debe ser menor que la admisible del suelo.

Los momentos de las fuerzas actuantes se toman con respecto al eje de giro del conjunto estructura-fundación o platea (Profundidad T).



$M_{vx} := F_y \cdot (h + T)$ Momento producido por las fuerzas actuantes en la dirección y-y

$M_{vy} := F_x \cdot (h + T)$ Momento producido por las fuerzas actuantes en la dirección x-x

La excentricidad viene definida por la relación:

$$\frac{e}{h + T} := \frac{F}{G} \quad \text{Donde:}$$

e = excentricidad (ex o ey según la dirección de la fuerza)

F = Fuerza actuante en la cima (Fx o Fy)

G = Peso total del conjunto estructura, elementos de cabeza, conductores, fundación y tierra gravante en el caso de haber una fundación con zapata inferior. Si la zona es inundable, debe verificarse también la estabilidad en condiciones de inundación, descontando de G el empuje volumen de agua, correspondiente.

Entonces, se tiene:

Para fuerzas según el eje x:

$$e_x := \frac{M_{vy}}{G} \quad m$$

Para fuerzas según el eje y:

$$e_y := \frac{M_{vx}}{G} \quad m$$

Para determinar el coeficiente de Pohl, deben calcularse previamente los valores:

$$\frac{e_x}{a} \quad a = \text{lado de la base según el eje x-x}$$

$$\frac{e_y}{b} \quad b = \text{lado de la base según el eje y-y}$$

En función de estos valores se extrae de la tabla V - 5 - Martínez Fayó, el coeficiente de Pohl

Para valores de:

$$\frac{e_x}{a} + \frac{e_y}{b} \geq \frac{1}{6}$$

parte del fondo de la fundación se despegará del terreno y permanecerá inactivo.

La presión máxima es ejercida sobre el terreno por el borde de la fundación y se calcula por

$$\sigma_{\text{máx}} := \mu \cdot \frac{G}{S} \quad \text{Para cualquier valor de} \quad \frac{e_x}{a} + \frac{e_y}{b}$$

S = Superficie de la base de la fundación.

LA CONDICIÓN DE ESTABILIDAD SE DEFINE POR:

$$\sigma_{\text{máx}} \leq \sigma_{\text{adm}} \quad \text{Para terrenos cohesivos.}$$

$$\sigma_{\text{máx}} \leq 1.3 \sigma_{\text{adm}} \quad \text{Para terrenos no cohesivos}$$

Ver Memoria de Calculo – Inciso 3.9

A continuación se presenta un cuadro donde se especifican las dimensiones de las bases diseñadas para cada tipo de estructura en función del tipo de método utilizado:

Tipo de Estructura	Cantidad	Tipo de Suelo	Método de Cálculo	Empotramiento (m)	Dimensiones (m)	Volumen Fundación (m ³)
S	60	Arena Arcillosa	Sulzberger	1,25	1,00x1,00x1,45	1,1
S	8	Laguna	Pöhl	1,25	2,75x2,5x1,45	2,3
RA 90°	3	Arena Arcillosa	Sulzberger	1,3	2,64 x1,80x2,50	11,4
RA 25°	1	Arena Arcillosa	Sulzberger	1,3	2,64x1,20x1,80	5,2
RA 63°	1	Arena Arcillosa	Sulzberger	1,3	2,54x1,80x2,50	11
T	4	Arena Arcillosa	Sulzberger	1,4	2,52x1,6x2,00	8

Volumen Total Hormigón (m³):	167
------------------------------------------------	------------

2.15 Diseño Puesta a Tierra.

La puesta a tierra tiene como objetivo vincular a potencial de tierra las masas metálicas de las estructuras, aparatos, equipos e hilo de guardia que conforman las instalaciones de la línea de distribución.

Esta puesta a tierra está definida como tierra de protección, destinada a evitar la aparición de tensiones permanentes peligrosas entre partes de instalaciones que normalmente están sin tensión, pero que en caso de falla la pueden tomar, y otras partes vecinas que se encuentren al potencial de tierra. Además permiten drenar a tierra las corrientes de alto valor producida por las descargas atmosféricas, evitando así sobretensiones peligrosas.

2.15.1 Puesta a tierra de las estructuras.

Se conectarán a tierra las estructuras de acero y de hormigón armado. La tierra de protección se dimensionará de ser posible para una resistencia de puesta a tierra (transición) $R_t = 125 V / I_c$ siendo I_c la corriente de falla a tierra, definida como:

- La corriente capacitiva de falla a tierra en redes con neutro aislado.
- La corriente residual de falla a tierra, en redes con elementos de despeje de la falla.

- c) La corriente de cortocircuito a tierra, en redes con neutro rígido a tierra o a través de resistencia limitadora de bajo valor.

La conexión de tierra de las estructuras y componentes como ser ménsulas, crucetas y soporte de aisladores se detallan en los *Plano N° 17, N° 18, N° 19 y N° 20*.

2.15.2 Puesta a tierra del hilo de guardia.

Debe estar conectado a tierra en cada piquete y extremos de línea o de seccionamiento de ella.

2.15.3 Requisitos de la instalación de tierra.

Continuidad: La tierra de protección debe ser eléctricamente continua y tener capacidad de soportar la corriente de falla, durante el tiempo de accionamiento de la protección eléctrica asociada.

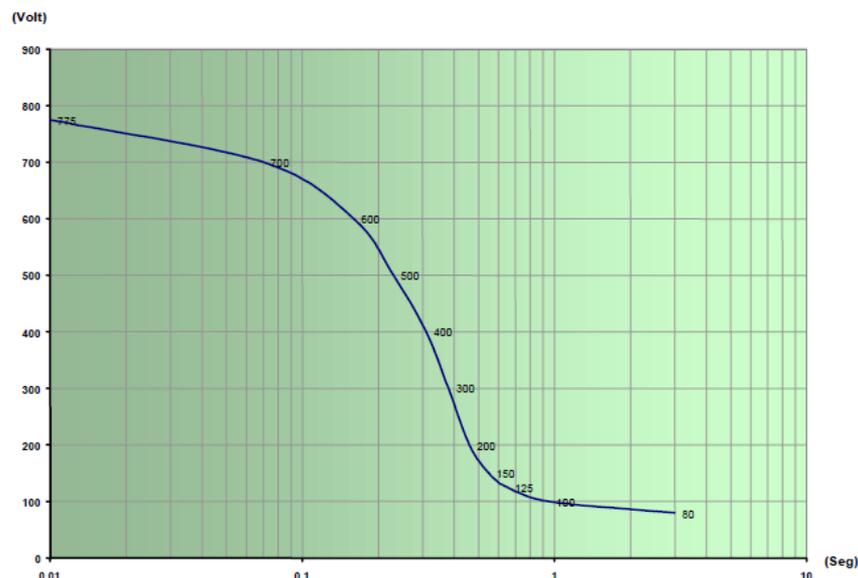
Accesibilidad: Los conductores de conexión a tierra, con sus conexiones y uniones en la parte no enterrada, deben ser accesibles para facilitar su control y mantenimiento, y estar protegidos contra daños mecánicos y químicos.

Efecto del medio ambiente: Se deberá tener en cuenta la variación de humedad del suelo, cuando esta varíe considerablemente durante distintas épocas del año.

2.15.4 Tensiones máximas admisibles.

La instalación de puesta a tierra de protección debe estar diseñada para que en caso de falla, la tensión de paso y la de contacto, en cualquier punto accesible a las personas, no pueda superar ciertos valores definidos por norma.

Por otro lado la tensión de contacto admisible, en función de la duración de la corriente de falla, viene definida por la curva (Norma IEC 60479):



2.15.5 Requerimientos para conductores de puesta a tierra.

Los requerimientos para el conductor de conexión de la estructura con la toma de puesta a tierra (jabalina, electrodo o malla) son los siguientes:

- a) Deberá ser de cobre estañado, acero galvanizado o acero-cobre, cableado y dimensionado según lo especificado más adelante.
- b) En el punto de conexión a la jabalina, electrodo o malla deberá estar soldado exotérmicamente o unido mediante compresión irreversible (sin posibilidad de desarme y reutilización) y sin ajuste o desarme mediante roscas.
- c) Deberá ser de una longitud tan corta como sea posible.
- d) Se montará con un mínimo de exposición a riesgos por daños mecánicos.
- e) Deberá estar sujeto a la estructura por grapas adecuadas en los puntos que fuere necesario para asegurar su fijación.
- f) La porción de conductor que quede enterrada deberá ser mayor o igual a 30 cm.
- g) Será conectado a la estructura por medio de un conector especialmente dedicado a ese fin.

2.15.6 Diseño de la toma de tierra.

2.15.6.1 Consideraciones Generales.

Para el diseño, se debe tener presente que la resistencia de puesta a tierra sobre las estructuras, las cuales van conectadas al hilo de guardia de la línea, debe tener como máximo un valor de **5 Ω** . De no alcanzar dicho valor con la colocación de una sola jabalina, se agregarán en paralelo las que sean necesarias hasta alcanzar el valor buscado. (*Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.10*)

Este valor de resistencia debe ser tal que se verifiquen las tensiones de paso y de contacto aplicadas al cuerpo humano.

2.15.6.2 Tensiones de paso y de contacto aplicadas al cuerpo humano.

Las tensiones de paso y contacto máximas aplicable al cuerpo humano que pueden aceptarse son las siguientes:

$$V_{ca} := \frac{k_1}{t^{n_1}} \quad V_{pa} := \frac{10k_1}{t^{n_1}}$$

V_{ca} = Tensión de contacto aplicable en V

V_{pa} = Tensión de paso aplicable en Volt.

t = Duración de la falla en segundos.

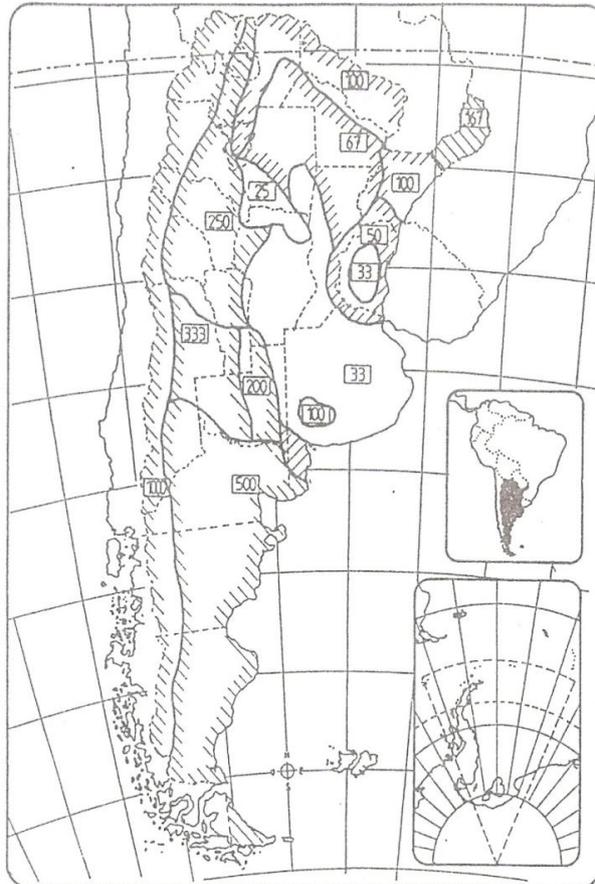
k_1 y n_1 = Constantes en función del tiempo.

Valores máximos admisibles de la tensión de paso y contacto que no pueden ser superadas en una instalación:

$$V_p := \frac{10k_1}{t^{n_1}} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000}\right) \quad V_c := \frac{k_1}{t^{n_1}} \cdot \left(1 + \frac{1.5 \rho_s}{1000}\right)$$

2.15.6.3 Resistividad del terreno.

La resistividad del terreno se define a partir de los valores especificados en la norma IRAM 2281-1, de acuerdo al "Mapa Orientativo de Resistividades Eléctricas de Suelo".



Para la región de emplazamiento de la línea se considera una resistividad del terreno del orden de los 30 Ω .m.

2.15.6.4 Electrodo de puesta a tierra.

Para el diseño de las tomas de tierra se opta por la colocación de electrodos normalizados tipo Copperweld JL1630-250 de 3,5 m de longitud y 16,20 mm de diámetro que responde a la Norma IRAM 2309-01.

2.15.6.5 Conductor de Protección.

Son aquellos que unen eléctricamente los elementos metálicos de la estructura con la toma de tierra definida por una o varias jabalinas en paralelo.

2.15.6.6 Sección mínima del conductor de protección.

La sección mínima del conductor de puesta a tierra de protección debe ser:

Tipo de conductor	Sección (mm ²)
Cobre	25
Acero galvanizado	50
Acero – Cobre	35

Esta sección se verificara con la corriente de cortocircuito máxima, mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{I_f \cdot \sqrt{t}}{K}$$

Ver memoria de cálculo – Inciso 3.10

A continuación se presenta un cuadro resumen del sistema de puesta a tierra diseñado:

PUESTA A TIERRA DE LAS ESTRUCTURAS			
Tipo de Jabalina	Cantidad por Piquete	Resistividad del Terreno (Ω .m)	Resistencia de PAT (Ω)
Copperweld JL1630-250	2	30	5

Total Jabalinas:	172
-------------------------	------------

CONDUCTOR DE PROTECCIÓN de AcCu			
Sección (mm ²)	Longitud por Piquete (m)		
	Suspensión Simple	Retención Angular	Retención Terminal
50	10	20	20

Longitud total (m):	860
----------------------------	------------

2.16 Dimensionamiento cable subterráneo de MT.

2.16.1 Consideraciones Generales.

- Acometida a subestación y cruce de línea

La acometida a la subestación transformadora se llevara a cabo mediante aproximadamente 180 metros de conductor unipolar de cobre tipo subterráneo de 95mm² de sección, instalado directamente enterrado según lo especificado en los *planos N° 03, N° 21, N° 23 y N° 25* y acometiendo a la línea aérea de manera adecuada y con las protecciones mecánicas correspondientes. A la misma vez dicha acometida también forma parte de un cruce de línea con la línea aérea de 132kV proveniente de la SET Chajari.

- Cruce de línea

Sobre la traza definida, entre los piquetes 035 y 036 se lleva a cabo el cruce de línea con la línea aérea de 132kV proveniente de la SET Curucú Cuatía. Dicho cruce se realiza mediante aproximadamente 160 metros de conductor unipolar de cobre tipo subterráneo de 95mm² de sección, instalado directamente enterrado según lo especificado en el *planos N° 04, N° 21, N° 22 y N° 23* y acometiendo a los extremos de línea de manera adecuada y con las protecciones mecánicas correspondientes.

2.16.2 Característica conductor subterráneo:

Conductor Subterráneo (IRAM 2178)	
Tipo	Unipolar
Material	Cobre
Sección Nominal	95 mm ²
Categoría	I
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36kV
Tipo de aislación	XLPE con vaina de PVC
Temp. de servicio	90 °C
Temp. de sobrecarga	130 °C
Temp. de cortocircuito	250 °C
N° Mínimo de Alambres	19
Peso	2395 kg/km
Resistencia	0,264 ohm/km

Reactancia	0,189 ohm/km
Corriente Admisible	378 A
Caída de Tensión	0,53 V/A.km
Longitud total	1400m

2.16.3 Tendido Subterráneo.

El tendido se realizará directamente enterrado mediante 292 metros de zanjeo normalizado de 0,40x1,00m. Sobre el fondo del mismo se colocará una capa de arena cribada de 0,10 m; luego se colocarán los conductores en forma paralela distanciados entre sí un diámetro, los que serán recubiertos por otra capa de arena cribada de 0,10 m sobre la que se colocarán ladrillos en forma transversal, a razón de siete (7) por metro; luego se coloca una capa de tierra compactada hasta 0,20 m por debajo del nivel del terreno, donde se colocará una malla de advertencia tipo Maintec. Por último se rellena todo con tierra compactada cada veinte (20) centímetros.

Se tenderá 1400m de cable subterráneo de media tensión (33 kV) monofásico de Cu de 4x1x95/24 mm² (uno de reserva) con pantalla electrostática de cobre de 24 mm². Se deberá colocar una chapa de cobre sobre cada conductor para identificar las fases con números estampados, a la entrada y salida del tendido.

Sobre las columnas, deberán protegerse mediante un caño de hierro galvanizado de 160 mm. El caño se soportará mediante collares adecuados y deberá desembocar en la zanja mediante una curva a 45° hierro galvanizado de 160 mm, y una extensión de caño de hierro galvanizado de 160 mm. Se deberá prever dejar un rulo de cinco (5) metros por cada conductor en ambos extremos. Además se deberá respetar la distancia eléctrica mínima de 220 mm entre fases y entre fase y tierra.

En la estructura terminal, los conductores deberán sujetarse mediante yugos de madera dura tratada.

Se deberán ejecutar dieciséis (16) conjuntos terminales unipolares termocontraíbles Voltic, modelo THSE-3610 de uso exterior para cable de 95 mm² para 33 kV.

Lo que antecede de acuerdo a *planos adjuntos N° 03, 04, 21, 22, 23 y 25*.

2.16.4 Determinación de la sección.

Como punto de partida se opta por elegir una sección igual a la del conductor de distribución aérea, por lo que se tiene un cable subterráneo de 95mm².

Dicha sección será debidamente verificada a las corrientes de sobrecargas y a las solicitaciones producidas por los cortocircuitos.

Se deberán tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- 1) Intensidad máxima admisible por el cable en servicio permanente (Intensidad nominal).

Ante todo, ha de calcularse la corriente máxima permanente que el cable debe transportar, teniendo en cuenta la potencia a transmitir y la tensión de trabajo nominal.

En base a lo determinado en *el inciso 3.2 – Memoria de Cálculo*, se tiene una corriente máxima permanente de 280A.

Luego, a partir de la sección elegida se demuestra que la capacidad de transporte del conductor es superior a la corriente máxima permanente prevista. Esto es:

$$I_{\text{máx}} := 280 \text{ A} \quad \text{y} \quad I_{\text{admC}} := 378 \text{ A}$$

$$I_{\text{admC}} > I_{\text{máx}}$$

2) Intensidad máxima admisible en cortocircuito durante un tiempo determinado.

Para verificar si la sección elegida es suficiente para soportar la corriente de cortocircuito, conocido el valor de esta última (I , en ampere) y su duración (t , en segundos), debe cumplirse la condición:

$$I_{\text{adm}_{\text{cc}}} \cdot \sqrt{t} := K \cdot S$$

Para lo cual se debe determinar la corriente máxima de cortocircuito y el tiempo de duración del mismo asociado a la velocidad de las protecciones, ver *inciso 3.12 – Memoria de Cálculo*.

Luego:

$$S := 95 \quad [\text{mm}^2]$$

$$t := 0.1 \quad [\text{s}]$$

$$I_{\text{cc}} := 8 \quad [\text{kA}]$$

$$K := 0.176 \quad \text{Coeficiente que tiene en cuenta el material del conductor. (Tabla 15.12.c - AEA)}$$

$$I_{\text{adm}_{\text{cc}}} := \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}} \quad I_{\text{adm}_{\text{cc}}} = 52.873$$

Luego:

$$I_{\text{adm}_{\text{cc}}} > I_{\text{cc}} \quad (\text{VERIFICA})$$

2.17 Tabla de tendido.

Se emplea la tabla de tendido para el montaje de los conductores e hilo de guardia sobre las estructuras y para verificar los valores de tensión mecánica, de tiro y flechas, para cada vano en particular.

La tabla de tendido se calcula para un vano medio estudiado para cada tramo de retención en recta considerado.

Entonces:

$$a_m := \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum a}}$$

La tabla de tendido se calcula considerando desde 0°C hasta la máxima temperatura de la condición climática estudiada, determinando la tensión mecánica, tiro y flecha para cada temperatura, grado por grado. Para generar el cálculo de la tabla se aplica la ecuación de cambio de estado, definidas en el *inciso 3.3 de la memoria de cálculo*, considerando el estado básico como el establecido por el método de los vanos críticos, calculando la tensión mecánica, el tiro y la flecha para cada temperatura de 0°C a 45°C sin considerar la acción del viento.

Durante el tendido de los conductores, entre dos estructuras de retención, a partir de la temperatura leída mediante un termómetro de cierta precisión al lado del conductor, se definen el valor de flecha y tiro mediante la tabla de tendido. Así, se aproxima el valor de la flecha y con un dinamómetro el valor del tiro. Luego se procede a fijar los conductores a cada aislador de suspensión y por ultimo fijar el mismo a las morsas de retención de las dos estructuras extremas, dando las medidas definitivas de flecha y tiro extraídas de la tabla para la temperatura estudiada con la ayuda de un dinamómetro (tiro), teodolito para medir la flecha y por el método de los tiempos que da lo que tarda el decimo retorno de onda en volver al punto tomado como referencia.

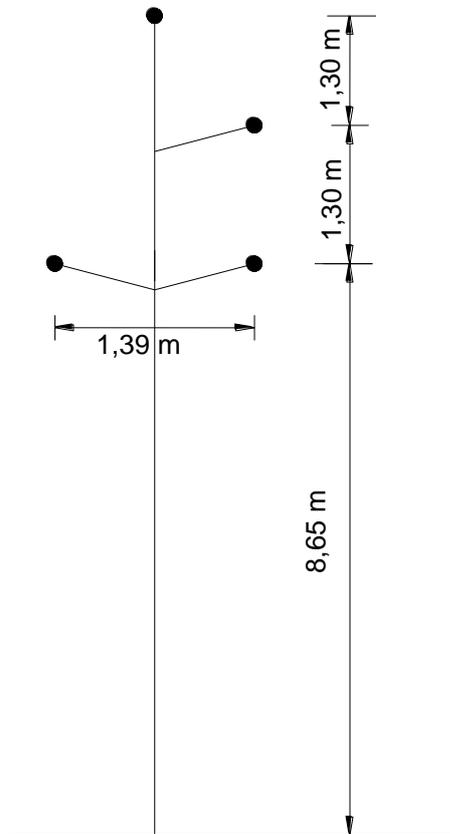
Las tablas de tendido de conductores, definida entre columnas de retención adyacentes, se definen en las tablas 5.3.

2.18 Parámetros Eléctricos de la Línea.

El sistema en estudio corresponde a un sistema con el neutro directamente puesto a tierra, donde el sistema de puesta a tierra está formado fundamentalmente por los hilos de guardia y el suelo.

Para llevar adelante los cálculos se considera una línea aérea en su totalidad sin tener presente los tramos de conductores subterráneos, ya que la longitud de los mismos no es significativa respecto a la longitud total de la línea.

A partir de la configuración de la línea, se determinan los parámetros (Capacidad y Reactancia) mediante el programa de cálculo "PARALAT".



CONDUCTOR DE FASE

HMG = 9,06 m

rc = 6,8 mm

$$RMG = rc \cdot e^{-k_c/4} = 6,8 \cdot e^{-1/4} = 5,29mm$$

Rc = 0,306 Ω / km

ρ = 100 Ω m

Longitud de Línea = 7 km

Frecuencia = 50 Hz

HILO DE GUARDIA

HMGh = 11,25 m

rh = 3,75 mm

$$RMG = rh \cdot e^{-k_c/4} = 3,75 \cdot e^{-1/4} = 2,92mm$$

Rh = 1,86 Ω / km

Los resultados arrojados por el programa "PARALAT" se definen en el inciso 3.11 – Memoria de cálculo.

A continuación se define un cuadro resumen con los resultados arrojados:

Pámetros Eléctricos	Valor Absoluto	Valor en p.u.
Impedancias de Secuencia		
Z ₀	4,361 + j10,058	0,40049 + j0,92357
Z ₁	2,144 + j2,486	0,19684 + j0,22829
Z ₂	2,144 + j2,486	0,19684 + j0,22829
Suceptancias de Secuencia		
B ₀	10,9719	0,0001
B ₁	22,7869	0,0002
B ₂	22,7869	0,0002

Impedancias Características de secuencia		
Zc(0)	978,730 - j203,070	
Zc(1)	355,782 - j132,204	
Zc(2)	355,782 - j132,204	

2.19 Estudio de Cortocircuito.

Se determinan las corrientes máximas de cortocircuito que resultan necesarias para dimensionar los dispositivos de maniobra, protección, medición y control de la línea aérea en estudio. Además se requiere conocer los valores de corriente de cortocircuito en puntos de la línea para poder dimensionar los conductores subterráneos a colocar en los piquetes respectivos.

En redes con neutro rígido a tierra, como es nuestro caso, las corrientes máximas de cortocircuito pueden aparecer también para el cortocircuito unipolar a tierra y para calcularlas es necesario conocer los valores de impedancia homopolar.

El cálculo de cortocircuito se realiza sobre la barra de 33kV perteneciente a la subestación transformadora. Los valores obtenidos (I''_{k3} e I''_{k1}) serán los máximos, luego en distintos puntos de la línea en estudio, dichos valores serán menores ya que se ven limitados por la impedancia de propia línea.

Como estamos trabajando con una línea del tipo radial, los únicos aportes considerados se tienen del lado de alta del transformador, por lo que se suponen aportes de potencia infinitas por carecer con datos exactos de los mismos.

CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO			
Barra	Ubicación	I_{k3} [kA]	I_{k1} [kA]
II	Transformador	6,415	8,02

Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.12

2.20 Caída de Tensión y Pérdida de potencia.

A partir del diagrama unifilar de la línea y de los parámetros de la misma, se determina a caída de tensión en el extremo receptor y así se obtiene el perfil de tensión de la línea como la pérdida de potencia activa y reactiva.

En el siguiente cuadro se resumen los valores obtenidos:

Valores Absolutos	Barra de Vinculación	Barra de Carga
	B2	B1
Tensión [kV]	34,48 \angle 0,351°	33 \angle 0°
Potencia [MVA]	2,49 \angle -36,09°	16 \angle -36,86°
Caida de Tensión [kV]	1,483 \angle 8,13°	
Pérdida de potencia [MVA]	0,7226 \angle -45°	

Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.13
Ver Plano N° 26

2.21 Equipos de Maniobra, protección y medición:

Para la selección de los equipos de maniobra, medición y protección es necesario contar con los valores de corriente de cortocircuito (I''_{k3} e I''_{k1}) y la corriente nominal a 50 Hz (Ver Incisos 3.2 - Memoria de Cálculo e Inciso 3.12 - Memoria de Cálculo).

2.21.1 Dimensionamiento Equipos de Maniobra:

Para aislar las diversas partes de la línea del resto del sistema se emplean como equipo de maniobra seccionadores unipolares a cuchillas, los cuales son diseñados para operar bajo tensión pero sin carga alguna, evitando así el desgaste de sus contactos por la presencia del arco de flameo.

La capacidad de un seccionador se califica por la corriente nominal para la que ha sido construido, esto es, para la corriente que pueda atravesarlo sin elevación anormal de su temperatura. Pero hay que tener en cuenta, además, la corriente límite térmica, que es la que el seccionador puede resistir durante un segundo sin calentarse en exceso, y la corriente dinámica límite, que es la máxima amplitud (valor de cresta), de la corriente de cortocircuito para la cual está construido el seccionador.

Los seccionadores a cuchilla unipolares se colocaran en los puntos de transición entre la red aérea y el tendido subterráneo, con lo cual en el proyecto se tienen tres puntos de instalación:

1 – Piquete N° 001: Entre la acometida subterránea a la S.E.T Monte Caseros y la Línea aérea de salida, sobre estructura de retención terminal (Ver Plano N° 03, N° 21 y N° 25).

2 – Piquete N° 035: Sobre el extremo inicial del cruce de línea subterráneo con la línea de 132kV (Ver Planos N° 04, N° 21 y N° 22).

3 – Piquete N° 036: Sobre el extremo terminal del cruce de línea subterráneo con la línea de 132kV (Ver Planos N° 04, N° 21 y N° 22).

A la hora de elegir los seccionadores a colocar se tienen en cuenta:

Consideraciones con respecto a la tensión:

- Tensión Nominal: U_n
- Tensión Máxima: $U_m = 1,1 * U_n$
- Tensión de prueba con lluvia: es la tensión que debe soportar a frecuencia industrial, durante un minuto bajo lluvia con el seccionador abierto y luego cerrado.
- Tensión de prueba en seco: es la tensión que debe soportar a frecuencia industrial, durante un minuto en seco con el seccionador abierto y luego cerrado.
- Sobretensión atmosférica (BIL): el BIL se determina con un ensayo de onda de corta duración (1,2 / 50 μ seg.).
- Sobretensiones de maniobra (SIL): el SIL se determina con un ensayo de onda (200 / 2400 μ seg.).

Consideraciones con respecto a la corriente:

- Corriente Nominal (I_n): es la corriente que atraviesa el equipo cuando tenemos las condiciones normales de operación. (tensión y carga nominal).

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

- Corriente resistida de corta duración nominal (I_{th}): Valor eficaz de la corriente que el dispositivo puede conducir sin deteriorarse sus materiales, también llamada Capacidad de Corriente Térmica. Se deberá verificar que los aparatos se mantengan dentro de los límites admisibles, es decir que no se sobrepase la intensidad de corriente de corta duración. Representa el valor efectivo de la corriente que el aparato en servicio soporta. Valores Normalizados: 8 – 10 – 12,5 – 16 – 20 – 25 – 31,5 – 40 – 50 – 63 – 80 – 100 kA eficaz.
- Corriente resistida de cresta nominal o dinámica: Valor máximo de la corriente que el interruptor puede soportar sin deteriorarse sus materiales en el instante inicial del cortocircuito.
Valores Normalizados: 2,5 veces la corriente de corta duración eficaz.

En el siguiente cuadro se resumen las especificaciones técnicas del seccionador a instalar:

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
AC33-600	33	630	15	40	75	100	170	195

Ref: Cat Seccionadores

Dimensiones: Ver Plano Nº 27

2.21.2. Dimensionamiento de Descargadores:

En base al estudio estadístico sobre las descargas eléctricas producidas por rayos, la probabilidad de que un rayo superior a 10kA atraviese un descargador de este valor es menor al 10%, lo cual justifica el empleo de un descargador de 10kA de corriente nominal.

Introducción:

Descargadores de sobretensión de óxidos metálicos:

Los descargadores de sobretensiones constituyen la protección principal contra sobretensiones atmosféricas y de funcionamiento. La norma IRAM 2318 lo define de la siguiente manera: Dispositivo para la protección de las aislaciones contra las sobretensiones transitorias o sea atmosféricas y de maniobra. No contempla la protección contra las sobretensiones temporarias.

Por regla general se conectan en paralelo con el equipo a proteger, para disipar la sobrecorriente. Los elementos activos (bloques de ZnO) de los descargadores de sobretensiones están fabricados con un material de resistencia cerámico altamente alineal, compuesto principalmente por óxido de cinc mezclado y sinterizado con otros óxidos metálicos.

Criterio de selección:

- ✓ Elección correcta de la clase de descarga y la corriente nominal de descarga.
- ✓ Inserción del pararrayo en el sistema, debe ser capaz de soportar la tensión máxima del sistema y las sobretensiones temporales que aparezcan.
- ✓ Debe tener una línea de fuga mínima para garantizar que no se generen contorneos.
- ✓ Selección de los niveles de protección, debe ser capaz de limitar las sobretensiones por maniobras y rayos, por debajo de los niveles que soportan las aparata.

El lugar donde se recomienda instalarlos es:

- ✓ Próximo a los devanados de un transformador (Ambos lados)
- ✓ **En la llegada de líneas a ET para proteger IAP y equipamientos.**

- ✓ **En las transiciones aéreas - subterráneas**
- ✓ En los tramos de las líneas muy críticos

Definiciones (Conformes a Norma IEC 60099-4):

Tensión Nominal ó Asignada (Ur): Es la tensión nominal eficaz que soporta el descargador, durante 10 segundos, después de haber sido sometido a un ciclo de descargas de alta duración. Si la sobretensión es superior a este valor, el descargador no lo soportara por el mismo tiempo, sino por uno menor según la característica tensión-tiempo del mismo. Con ello se define el factor de sobrecarga temporaria.

$$U_r := 1.25 \cdot U_c$$

El valor 1.25 es empírico y funciona bien, independiente del fabricante.

Tensión de funcionamiento continuo (Uc): La tensión máxima de funcionamiento o tensión de operación continua (Uc), a menudo abreviada COV, es el valor de tensión eficaz designado como admisible que debe ser aplicado continuamente entre los terminales del descargador. La corriente que fluye a través del mismo sometido a esta tensión Uc es predominantemente capacitiva con una amplitud aproximada de 1 mA de pico.

Con este valor, se escoge el descargador apropiado. Si no se cumpliera esto, los descargadores estarían drenando a tierra continuamente.

$$U_c := \frac{U_{\text{máx}}}{\sqrt{3}}$$

Tensión residual (Up): Es el valor de cresta de la tensión que aparece entre sus terminales durante la circulación de la corriente de descarga, para una onda de rayo normalizada 8/20 microsegundos ó 30/60 microsegundos, para maniobra.

Tensión residual para Maniobra (SIPL): (Switching impulse protección level) tensión que aparece entre sus terminales con la actuación y la corriente de descarga, para una onda de maniobra. Define el nivel de protección para sobretensiones de maniobras.

Tensión residual para Rayo (LIPL): (Lighting impulse protección level) tensión que aparece entre sus terminales con la actuación de la corriente de descarga, para una onda de rayo. Define el nivel de protección para sobretensiones de rayo.

Corriente Nominal de descarga (In): Valor normalizado de la corriente de cresta del descargador, drenada a tierra durante la operación (8/20 μ seg). Valores normalizados son: 1,5 - 2,5 - 5 - 10 - 20 KA.

Clase de Descargadores de Línea: La Norma, fija cinco clases de descargadores según su uso y su capacidad de absorber energía. Los de distribución son los de Clase 1, y las clase 2 a 5 son de Estaciones Transformadoras y LAT. A mayor Clase, mayor capacidad de evacuar energía.

CLASE 1: 2,85 a 3,9 KJ/KV.

CLASE 2: 4,3 KJ/KV, Corriente impulsiva de larga duración 500 A, 2 m seg.

CLASE 3: 7,5 KJ/KV, Corriente impulsiva de larga duración 700 A, 2 m seg.

CLASE 4: 9,5 KJ/KV, Corriente impulsiva de larga duración 1200 A, 2 m seg.

CLASE 5: 13 a 15 KJ/KV, Corriente impulsiva de larga duración 1600 A, 2 m seg.

Sobretensiones temporales (TOVc): Es el valor eficaz de la máxima sobretensión temporal que es capaz de soportar entre sus terminales, durante un tiempo determinado, generalmente, 1seg o 1 min. Es levemente superior a U_r

Nivel Básico de Aislación (NBA):

Una vez escogido el aislador, se busca el Nivel básico de aislamiento (NBA) en la norma. Este es el nivel de aislación a impulso del equipo más importante de la red (comúnmente los transformadores de potencia y los reactores en aceites). Es un coeficiente de seguridad.

Se debe verificar que:

$$NBA > 1.25 \times U_p$$

Si no se cumple, se debe variar el valor de U_p para que cumpla. La tensión U_p se denomina "nivel de protección". Es el mayor valor de tensión residual que aparece en el descargador durante una descarga de 10 KA de forma de onda 8/20 μ s.

Pasos para la elección:

1. Elección de la corriente nominal y clase de descarga del descargador. En función de la tensión nominal (U_n) del sistema y las recomendaciones dadas por la norma IEC 60099, tablas 6.13 y 6.14.

2. Cálculo de la tensión de funcionamiento continuo, se debe cumplir que:

$$U_c := \frac{U_{\text{máx}}}{\sqrt{3}}$$

$U_{\text{máx}}$ = Tensión Máxima. Máximo voltaje de operación, se lo considera en un 10% superior a la tensión nominal de la línea.

3. Cálculo de la sobretensión temporal, se determina una tensión equivalente U_{eq} para 10 segundos.

$$U_t := k \cdot \frac{U_{m\acute{a}x}}{\sqrt{3}} \quad k = \text{Factor de falla a tierra, de tabla}$$

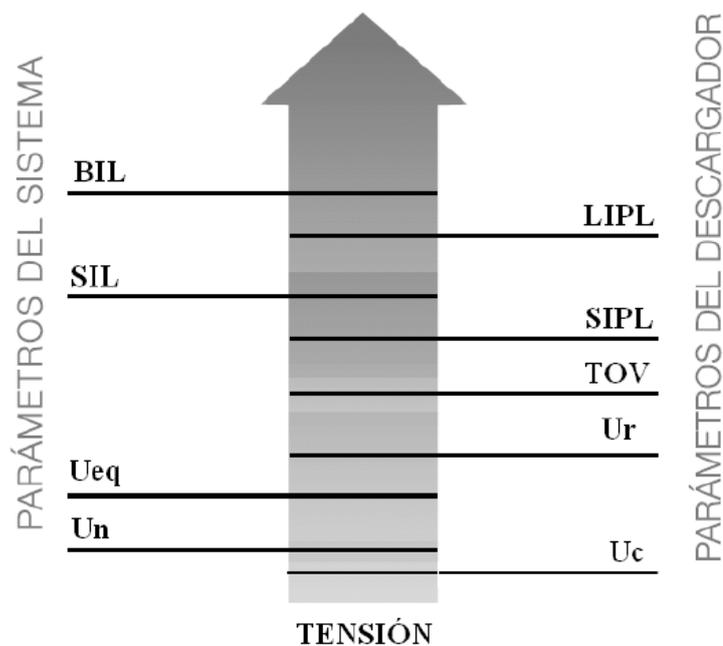
$$U_{eq} := U_t \cdot \left(\frac{T}{10} \right)^{0.02} \quad T = \text{Tiempo de despeje de la falla.}$$

Luego se debe llevar adelante la siguiente verificación:

$$TOV_c(10s) \geq U_{eq}$$

4. Margen de protección a impulsos tipo rayo: Resulta del cociente entre el NBA ó BIL del equipamiento y el nivel de protección contra descargas atmosféricas del descargador, no debe ser inferior a 1,25

5. Margen de protección a impulsos tipo maniobra: Resulta del cociente entre el NAIM ó SIL del equipamiento y el nivel de protección contra maniobras del descargador, no debe ser inferior a 1,15.



Referencia:

- **Uc:** Tensión de funcionamiento continuo del descargador.
- **Un:** Tensión nominal del sistema.
- **Ueq:** Tensión temporal equivalente.
- **Ur:** Tensión nominal del descargador.
- **TOVc:** Capacidad de soportar la Tensión temporal.
- **SIPL:** Nivel de Tensión residual para maniobra.
- **SIL:** Nivel de aislación normalizado para maniobra del equipamiento.
- **LIPL:** Nivel de Tensión residual para rayo.
- **BIL:** Nivel de aislación normalizado para rayos del equipamiento.

Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.14

Ubicación de los descargadores:

Sobre la línea proyectada se lleva a cabo la colocación de tres descargadores, dos correspondientes a la transición entre tendido aéreo y subterráneo (piquetes N° 035 y N° 036) y el restante sobre la acometida aérea-subterránea a la estación transformadora (Piquete N° 001), Para cada caso van adosados juntos a los seccionadores unipolares definidos anteriormente (*Ver planos N° 03, 04, 21, 22 y 25*)

Dimensiones: *Ver Plano N° 28*

2.21.3 Dimensionamiento de Equipos de protección y medición.

2.21.3.1 Reconectador automático aislado en SF6:

Para llevar adelante la protección de la línea, se plantea como solución óptima, compacta y económica la colocación de un equipo integral para la protección, medición e interrupción, establecido en un reconectador automático, marca Merlin Gerin, modelo N-36, 38 kV - 630 A, de alta capacidad de ruptura, con telecontrol y telemetría vía radio UHF.

El reconectador está diseñado con interruptores de vacío contenidos en un tanque de acero inoxidable de grado 316 totalmente soldado y sellado. El tanque es sellado con gas hexafluoruro de azufre (SF6), el cual posee excelentes propiedades aislantes eléctricas.

Por otro lado, cuenta con un gabinete de panel de control del operador y la microelectrónica. Dicho gabinete contiene un control electrónico que monitorea el interruptor y provee las funciones de protección. Aquí se llevan a cabo la protección avanzada y los registro de eventos.

En forma conjunta se tiene un reconectador monitoreado en forma remota.

Entre el usuario y el panel de control del operador se proporcionan tres niveles de interfaz:

1 – Nivel Operador: este permite la operación básica, como abrir, cerrar y mostrar las configuraciones, tales como:

- Ajustes de protecciones y registro de fallas,
- Mediciones de línea y datos históricos,
- Funciones del reconectador, como: Control remoto, control local, falla a tierra de alta sensibilidad, falla a tierra, modo auto recierre, cerrar-abrir,
- Alarmas/Estados tales como: Falla en la fuente auxiliar/Falla en la batería, Bloqueo, pérdida del gas.

2 – Nivel Técnico: este nivel esta protegido por una contraseña a criterio del usuario en el “Nivel Ingeniero” y permite la configuración de todos los parámetros relacionados con la protección.

3 – Nivel Ingeniero: Este nivel es accesible mediante una computadora portátil o una PC y permite una configuración avanzada del panel de control.

Características de Protección general:

- Secuencia de Operación: La secuencia de operación viene definida por:

O – 1er Tr – OC – 2do Tr – OC – 3er Tr – OC

Tr: Tiempo de Recierre

- Tiempo de Recierre:

1er Tiempo de recierre: 0,5 a 180 seg.

2do Tiempo de recierre: 2,0 a 180 seg.

3er Tiempo de recierre: 2,0 a 180 seg.

Resolución de tiempo: 0,1 seg.

- Tiempo de reinicio de la secuencia:

Trs: 5 a 180 seg.

Resolución de tiempo: 1 seg

- Aperturas para el bloqueo: el número de aperturas por sobrecorriente y falla es seleccionable entre 1 y 4. Para la protección de tierra de alta sensibilidad se dispone de una configuración por separado.
- Curvas de tiempo inverso: se ofrecen un total de 48 curvas de protección para tiempo inverso a seleccionar por el usuario.

- Curvas definidas por el usuario: se pueden seleccionar hasta cinco curvas definidas por el usuario en el panel de control.
- Protección Instantánea: La protección instantánea opera abriendo al reconectador si la corriente de línea excede el multiplicador instantáneo x Corriente ajustada.

Rango del Multiplicador: 1 – 30
Resolución del Ajuste: 0,1
Ajuste Efectivo Máximo: 16kA

- Protección por tiempo definido: trabaja abriendo al reconectador en un tiempo prefijado luego de la detección de la falla.

Rango de Corriente: 10 – 1260A
Resolución de tiempo: 0,1 seg
Rango de tiempo: 0,5 a 100 seg.
Resolución de ajuste de corriente: 1A

- Protección de tierra de alta sensibilidad: Hace que el reconectador abra cuando la corriente de tierra se eleva por encima de un valor prefijado, por un lapso mayor a un tiempo prefijado.

Rango de corriente de apertura: 4 a 20A
Tiempo de operación: 0,1 a 100 seg.
Resolución del ajuste de la corriente de disparo: 1A
Resolución del tiempo de operación: 0,1 seg.

- Coordinación de secuencia: permite al reconectador mantener su secuencia de apertura a la par con otro reconectador ubicados aguas abajo.
- Bloqueo por carga viva: previene al reconectador de cerrar si cualquiera de los terminales del lado de la carga está energizado.
- Pérdida de fase: abre al reconectador si la tensión de fase a tierra en una o dos fases cae por debajo de un umbral de tensión prefijado por un período de tiempo prefijado.

Rango del umbral de tensión: 2 – 15kV
Resolución de la tensión: 1V
Rango de tiempo: 0,1 – 100 seg.
Resolución de tiempo: 0,1 seg.

- Restrictor de corriente Inrush: eleva el umbral de las corrientes de fase y de tierra por un periodo de tiempo corto para permitir la circulación de corrientes Inrush de corta duración cuando se cierra el equipo sobre una carga.

Rango del multiplicador:	1 – 30
Resolución del multiplicador:	0,1
Rango de tiempo:	0,05 – 30 seg.
Resolución de tiempo:	0,05 seg.

- Protección por Baja/Sobre Frecuencia:

Rango de Frecuencia de apertura:	45 – 65Hz
Cálculo de la frecuencia:	Una vez por ciclo en un período de dos ciclos.
Numero de ciclos de Baja/Sobre Frecuencia antes de la apertura:	2 – 1000
Precisión:	+/-0,05Hz

- Tensión: el verdadero valor eficaz es medido en los seis terminales (Precisión: +/-2,5%).

- Corriente: el verdadero valor eficaz es medido en las tres fases.

Precisión:	+/-2,5%
Lectura:	2 – 800A

- Potencia Activa: se determina multiplicando V por I en tiempo real durante 2 segundos.

Precisión: +/-5% de la lectura

- Registros de eventos:

Cantidad mínima de eventos típicos Almacenados en el registro:	3.000 eventos
----------------------------------------------------------------	---------------

- Medición de presión de gas:

Resolución de la presión de gas:	1kPa
Precisión de la Presión de gas:	+/-5kPa
Ajuste de alarma de Baja Presión:	15kPa a 20°C
Precisión de la alarma de baja presión:	+/-5kPa

Dimensiones: Ver Plano N° 29

Montaje: El reconectador será montado sobre un pórtico de H⁰A⁰ existente en la subestación y en la cercanía de la salida en 33kV del transformador.

Especificaciones Reconectador Serie N-36

Especificaciones	
Tensión Máxima del Sistema	38kV
Corriente Nominal	800A
Poder de Cierre sobre Falla (Vef)	16kA
Poder de Cierre sobre Falla (Vpico)	40kA
Tiempo de Operación (Cierre/Apertura)	0,1/0,05s
Operaciones Mecánicas	10000
Operaciones a Plena Carga	10000
Corriente de Corta Duración (1 y 3 seg. Vef)	16kA
Capacidad de Interrupción	
Principalmente Activa (fdp:0,7)	800A
Interrupción de Falla	16kA
Carga en la Línea	40A
Nivel de Aislación al Impulso	
Fase a Tierra	170kV
A través del Interruptor	170kV
En Pérdidas de Gas SF6	70kV
Nivel de Aislación a Frecuencia Industrial	
Fase a Tierra	70kV
A través del Interruptor	70kV

Datos de placa

Las placas de datos del interruptor y del mecanismo, deben de satisfacer los requerimientos de la norma IEC 62271-000. Además deberán contener la siguiente información:

- Número de licitación
- Número de orden de compra
- Año de fabricación
- Secuencia de operación
- Rangos de las presiones de gas SF6.
- Valor de resistencia de contactos (Valor de catálogo)
- Tiempo de apertura (opening-time) (ms) (Valor de catálogo)

- Tiempo de interrupción (break-time) (ms) (Valor de catálogo)
- Tiempo de cierre (closing-time) (ms) (Valor de catálogo)

La placa de datos debe ser metálica, anticorrosiva, en relieve, escrita en español y fijada al gabinete del interruptor.

Repuestos

Las ofertas deben incluir la cotización de todos los repuestos que a continuación se detallan:

1. Un motor eléctrico.
2. Un mecanismo de operación completo
3. Un polo de interruptor
4. Dos bobinas de apertura.
5. Dos bobinas de cierre.
6. Un amortiguador para las maniobras de apertura y cierre (si aplica).
7. Un densímetro incluyendo manómetro.

Además se requiere que el oferente cotice todos los repuestos que, con base en la experiencia del fabricante del equipo, considere necesarios para un correcto funcionamiento y mantenimiento del mismo.

El ICE se reserva el derecho de adquirir la cantidad y tipo de repuestos que considere necesarios al mismo precio unitario ofrecido.

El costo de los repuestos no será tomado en cuenta para el estudio comparativo de las ofertas.

Herramientas

El oferente deberá cotizar las siguientes herramientas:

1. Manivela para cierre lento. (SI APLICA).
2. Herramienta para carga manual del resorte
3. Equipo completo para llenado de gas SF6. (SI APLICA).

El ICE se reserva el derecho de adquirir la cantidad y el tipo de herramientas que considere necesarias al mismo precio unitario ofrecido.

El costo de las herramientas no se tomará en cuenta para el estudio comparativo de ofertas.

2.21.3.2 Celdas 33kV aisladas en SF6

Sobre las celdas se ubicarán los elementos de maniobra, protección, control y medición. La función principal es la de recibir y distribuir la energía eléctrica.

Consideraciones Generales:

Los tableros serán de construcción blindada a prueba de arco interno, según definición de la norma IEC-298, de simple sistema de barras para media tensión (hasta 36 kV), apto para instalación interior.

Se construyen en módulos individuales componibles, este diseño facilita el transporte, montaje y mantenimiento del tablero así como posteriores ampliaciones.

Se cuentan con tres módulos componibles: el primero de acometida al transformador, el segundo de medición y el último de salida de línea.

Consideraciones de Diseño:

Enumeramos a continuación las características más importantes que se han tenido en cuenta en el diseño de este tablero:

- Solidez mecánica:

Dada que las sobrepresiones internas que se presentan durante la primera etapa de desarrollo del arco, pueden ser del orden de 0,5 daN/cm² aproximadamente, y que este valor aparentemente pequeño, origina esfuerzos considerables sobre puertas y paneles frontales y laterales, es evidente que la solidez de la estructura juega un papel importante.

Conjuntamente con la solidez estructural debe priorizarse la estanqueidad de las partes accesibles al escape de gases calientes generados durante el arco, las que deben evacuarse solamente mediante los "flaps" colocados a tal efecto.

- Evacuación de gases calientes provenientes del arco:

Es importante destacar también que finalizada la primera etapa del arco (expansión violenta - sobrepresión) comienza una segunda etapa de combustión caracterizada por una rápida generación de abundantes gases a altas temperaturas, los que deben ser eficaz y velozmente evacuados.

A tal fin los tableros deben contar con "flaps" de grandes dimensiones en todos los compartimentos en los que es posible la aparición de una falla de arco ubicado en el techo de

cada celda, cuya sección y orientación debe ser cuidadosamente estudiada y experimentada a fin de actuar como guía de los gases durante su evacuación.

- *Hermeticidad:*

Es muy importante que la evacuación de gases mencionada en el punto anterior se realice solamente por los sectores previstos ("flaps", conductos de confinamiento y/o evacuación).

A tal fin y a efectos de evitar la fuga de gases calientes en zonas de acceso del personal al tablero es importante bloquear eventuales aberturas mediante soldadura ó laberintos, de forma tal de garantizar una adecuada hermeticidad del sistema (esta hermeticidad, tal como indica la norma IEC, se verifica durante la ejecución del ensayo de arco interno por medio de testigos de tela colocados delante de los cierres de paneles o puertas frontales y posteriores).

- *Régimen térmico en el interior de la celda:*

Las consideraciones sobre hermeticidad indicadas en el punto anterior, obligan forzosamente a la eliminación de toda ventilación ubicada en los frentes de los compartimentos dentro de los que se puede originar una descarga de arco y por lo tanto a un cuidadoso estudio del régimen térmico del tablero en servicio.

- *Sistema de monitoreo de arco interno:*

A los efectos de mejorar las condiciones de funcionamiento del tablero permitiendo una rápida intervención en el inicio de una falla originada por arco eléctrico, se puede instalar un sistema de detección compuesto por los siguientes elementos:

- Monitores de arco
- Detectores con optocable.

Los monitores se ubican en forma centralizada en la zona media de la longitud del tablero, y los detectores se ubican en cada celda generalmente en los siguientes cubicles:

- Compartimento de interruptor.
- Compartimento de salida de cables de M.T.
- Compartimento de barras (opcional).
- Compartimento de seccionadores.

Características Constructivas:

Cada celda está construida como una unidad independiente en chapa de hierro, en general de espesor no inferior a 2,5 mm, adecuadamente doblada, reforzada y calada, a fin de constituir una estructura autoportante compacta y de rigidez mecánica suficiente para resistir las sollicitaciones eléctricas, mecánicas y térmicas a las que puede estar sometida en servicio.

Interiormente cada celda está dividida en compartimentos metálicamente separados entre sí, a fin de facilitar los trabajos de mantenimiento con tensión, sin riesgos de accidente, permaneciendo el resto del tablero en servicio.

Se destacan para cada celda los siguientes compartimentos:

A) COMPARTIMIENTO INTERRUPTOR AUTOMATICO:

Está ubicado en la parte anterior de la celda y su frente está cerrado con una puerta adecuadamente reforzada y trabada a la estructura.

Dentro del mismo se ubica el interruptor automático con su bastidor montado sobre un carro con ruedas convenientemente guiadas sobre rieles. Este carro está diseñado para desplazarse por la operación de una manija giratoria removible accionada manualmente desde el exterior del tablero, a puerta cerrada y bloqueada. La secuencia de enclavamiento sobre esta maniobra asegura la máxima seguridad personal para el operador.

Mediante el desplazamiento horizontal sobre rieles, el conjunto extraíble del interruptor con su bastidor, puede colocarse en dos posiciones diferentes:

a) Posición conectado:

En esta posición es posible maniobrar el interruptor que cierra o abre el circuito principal.

b) Posición seccionado:

En esta posición se puede maniobrar el interruptor sin que éste opere sobre el circuito principal que está seccionado y se utiliza para el control del funcionamiento del aparato.

En ambas posiciones el interruptor se mantiene bloqueado mecánicamente con respecto a su contenedor.

Desconectando previamente la ficha de circuitos de comando y auxiliares y accionando la traba mecánica, se puede desplazar y retirar el aparato del compartimento.

En caso de utilizarse un seccionador de puesta a tierra en el compartimento de cables, su comando estará enclavado mecánicamente y/o eléctricamente con la posición del interruptor.

La traslación del carro de interruptor y la operación del seccionador de puesta a tierra se efectúan del íntegramente a puerta cerrada.

B) COMPARTIMIENTOS DE BARRAS:

En la parte posterior superior del tablero y a todo lo largo del mismo, conformando un conducto separado metálicamente entre si y también de los otros compartimentos, está ubicado el juegos de barras colectoras, constituido por planchuelas de cobre electrolítico.

Dichas barras están dimensionadas para soportar los esfuerzos provocados por las sollicitaciones térmicas y dinámicas de las corrientes nominales y de cortocircuito.

Estas barras, a pedido, pueden entregarse aisladas mediante materiales termocontraibles.

Asimismo, también a pedido, las uniones entre barras y derivaciones pueden entregarse plateadas, y en caso de barras aisladas pueden protegerse mediante cubiertas desmontables aislantes.

El acceso a los compartimentos de barras se realiza por medio de tapas desmontables aseguradas por ganchos metálicos y bulones.

C) COMPARTIMIENTO DE TERMINALES DE CABLE:

Está ubicado en la parte posterior inferior de la celda, aislado de los otros compartimentos aunque comunicado con el exterior mediante dos conductos laterales de ventilación y escape de gases.

Dentro del mismo se ubican los transformadores de intensidad, seccionadores de puesta a tierra y terminales de aislación seca y/o botellas terminales.

Un panel retirable permite el acceso a este compartimento. En caso de utilizarse seccionador de puesta a tierra el acceso a este compartimento está enclavado con la posición del mismo.

D) COMPARTIMIENTO DE BAJA TENSION:

Está ubicado en la parte anterior superior de la celda y en él se ubican los elementos de baja tensión.

Sobre la puerta y en su frente se montan los instrumentos de medición, señalización y protección y comando, mientras que en el interior, se colocan los relés auxiliares, fusibles, borneras y todo otro elemento de baja tensión que se requiera.

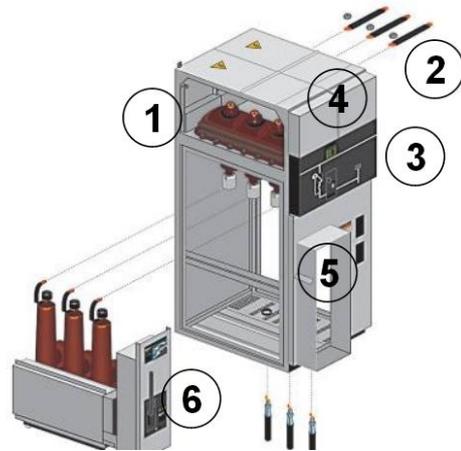
E) PUESTA A TIERRA

A lo largo del tablero se ubica una barra general de tierra constituida por una planchuela de cobre, a la que están conectadas en derivación mediante un cable o barra individual de cobre las bases de todos los aparatos eléctricos.

Además cada una de las puertas está conectada a la estructura del tablero con un cable o malla flexible de cobre.

● Celda con interruptor en SF6

1. Seccionador
2. Barraje
3. Mecanismo de operación
4. Baja tensión
5. Conexión de Cables y accesorios MT
6. Interruptor



ELEMENTOS DE LA CELDA

La celda se compone de una serie de compartimentos independientes:

1. Cuba SF6
2. Compartimento de mecanismos de maniobra
3. Base
 - 3a. Compartimento de cables
 - 3b. Compartimento de salida de gases

1 - Cuba de gas: compartimento estanco que alberga los embarrados y los elementos de corte y maniobra, cuyo medio aislante es el gas SF₆.

La cuba va provista de una membrana para facilitar la salida de gases en caso de arco interno. Para la comprobación de la presión de gas, en cada cuba se dispone un manómetro indicador que se puede visualizar fácilmente desde el exterior de la celda. La escala del manómetro se divide en diferentes colores: rojo, gris y verde. Para una operación segura la aguja debe estar en la zona verde de su banda de temperatura correspondiente.



Manómetro



Cuba de Gas

Interruptor – Seccionador y Seccionador de Puesta a Tierra: elemento con 3 posiciones: cerrado, seccionado y puesto a tierra.

La operación se realiza mediante palanca de accionamiento sobre 2 zonas de accionamiento distintas: una para el interruptor (conmutación entre las posiciones de conectado y seccionado); y otra para el seccionador de puesta a tierra (que conmuta entre las posiciones de seccionado y puesto a tierra) de los cables de acometida, y en el caso de las celdas de protección con fusibles, de las seis mordazas de los portafusibles.

Estos elementos son de maniobra independiente[2], es decir, la velocidad de actuación no depende de la velocidad de ejecución de la maniobra manual.

Interruptor Automático de Corte en Vacío: el interruptor automático de la celda **CGMCOSMOS-V** usa la tecnología de corte en vacío.

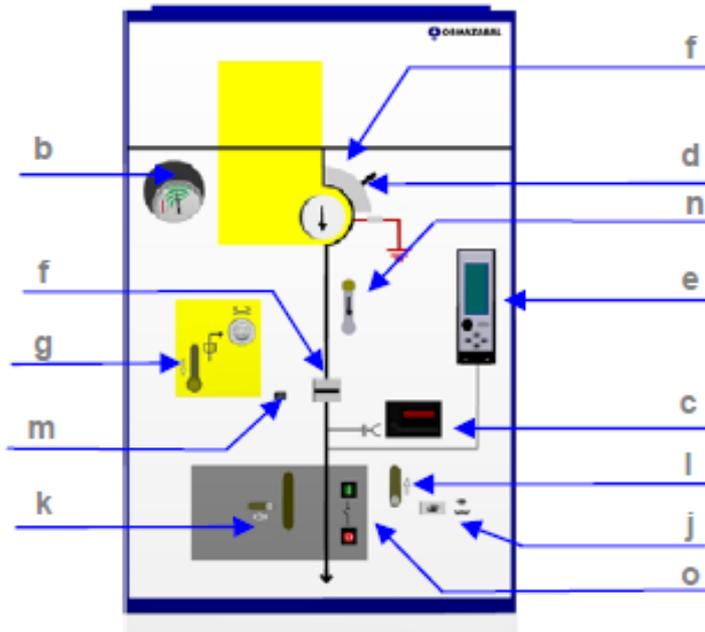
La actuación sobre el interruptor automático se realiza mediante una botonera situada en el frontal de la celda. Para su accionamiento manual es necesario realizar la carga de muelles con la palanca correspondiente.

2 - Compartimento de Mecanismos de Maniobra: en este compartimento se realiza la actuación sobre el interruptor – seccionador, o sobre el interruptor automático, dependiendo del tipo de celda. En la tapa de este compartimento está reflejado el esquema sinóptico del circuito principal de MT.

Los indicadores de posición de los elementos de maniobra están totalmente integrados en el sinóptico.

Los mecanismos de maniobra tienen la posibilidad de ser sustituidos, por aumento de prestaciones, en cualquiera de las tres posiciones del interruptor - seccionador. En los mecanismos de maniobra B, BM y BR, estas posiciones se pueden bloquear mediante un dispositivo de acoplamiento, enclavable por candado, estando o no la celda en servicio.

Elementos de la zona de mecanismo de maniobra:

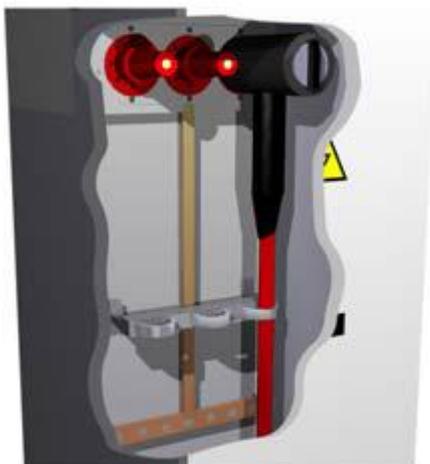


donde:

- | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>b: Mirilla del manómetro</p> <p>c: Indicador de tensión ekorVPIS o ekorVDS</p> <p>d : Zona de maniobras:</p> <ul style="list-style-type: none"> • GRIS: Seccionador / interruptor-seccionador • AMARILLO: Seccionador PaT <p>e: Unidad de protección ekorRPG</p> <p>f: Indicadores de estado</p> | <p>g: Enclavamiento por candado del sistema de PaT</p> <p>j: Indicador de carga de muelles</p> <p>k: Carga de muelles manual de interruptor automático</p> <p>l: Desenclavamiento de tapa de cables</p> <p>m: Contador de maniobras</p> <p>n: Enclavamiento del seccionador / interruptor-seccionador</p> <p>o : Zona de maniobras para interruptor automático</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pulsador ROJO para apertura • Pulsador VERDE para cierre |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

3 - Base: Constituida por el compartimento de cables y el compartimento de salida de gases:

3.a - Compartimento de cables: Ubicado en la zona inferior delantera de la celda, dispone de una tapa, enclavada con el seccionador de puesta a tierra, que permite el acceso frontal a los cables de Media Tensión.



Está diseñado para contener hasta:

- Opcionalmente, 2 bornas apantalladas atornillables por fase o una borna más autoválvula con el espacio para la acometida de los correspondientes cables de potencia.
- Bridas de sujeción para los cables de potencia.
- Pletinas de puesta a tierra.

3.b - Compartimento de salida de gases: Ubicado en la parte inferior trasera de la celda. En caso de arco interno, los gases producidos se desvían hacia abajo y hacia atrás, sin que afecten en ningún caso a las personas, los cables o el resto de aparamenta del Centro de Transformación.

PUESTA A TIERRA DEL EQUIPO

Para unir el colector general de tierras basarse en la siguiente figura.

1. Atornillar la pletina de unión de tierras entre cada 2 celdas de Media Tensión, en la parte trasera de las mismas, mediante 2 tornillos hexagonales M8 x 20. Aplicar un par de apriete de 15 Nm.
2. Conectar la pletina final de tierras, marcada con el símbolo , a la toma general de tierras del Centro de Transformación.

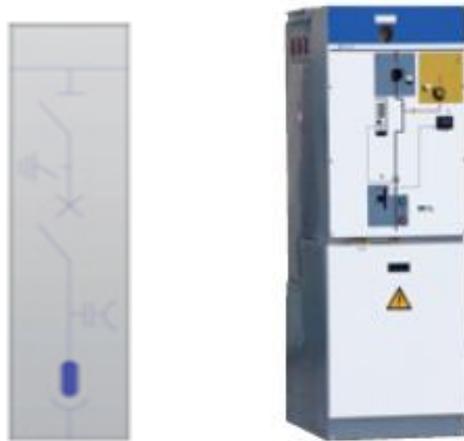
A continuación se detallan las celdas a instalar, seleccionadas en base a los resultados arrojados en el cálculo de los parámetros (*Ver Memoria de Cálculo – Inciso 3.15*).

- ◆ Celda modular tipo de línea o acometida (Modelo CGM.3-L), provista de un interruptor-seccionador de tres posiciones (Conectado, seccionado y puesta a tierra). Se utiliza para la acometida de entrada de los cables de media tensión.



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS				
	Alto [mm]	Ancho [mm]	Fondo [mm]	Peso [kg]
	1745	418	845	138

- ◆ Celda modular tipo de línea o acometida (Modelo CGM.3-V), provisto de un interruptor automático de corte en vacío en serie con el seccionador de tres posiciones (Conectado, seccionado y puesta a tierra). Se utiliza para las maniobras de conexión, desconexión y protección general de la instalación.



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS				
	Alto [mm]	Ancho [mm]	Fondo [mm]	Peso [kg]
CGM.3-V (TIPO AV)	1745	600**	850	240

- ◆ Celda Modular tipo de medición (CGM.3-M), para alojar los transformadores de medida de tensión e intensidad permitiendo comunicar con el embarrado del conjunto general de celdas mediante cable seco.



CARACTERÍSTICAS FÍSICAS

Alto (mm)	Ancho (mm)	Fondo (mm)	Peso (kg)
1950	900/1100	1160	290* / 520*

En los siguientes cuadros se resumen los datos técnicos garantizados según fabricante:

Celda tipo de línea o acometida

Modelo: CGM.3-L

Fabricante: Ormazabal

Normas: IRAM 2200/2211. IEC 298. DIN-57103

Descripción	Unidad	Garant.	Calculado
Tensión Nominal	[kV]	36	33
<i>Intensidad Nominal</i>	[A]	630	43.74
<i>Frecuencia Asignada</i>	[Hz]	50	50
<i>Tensión nominal soportada a frecuencia industrial durante 1 min.</i>			
A tierra entre polos y entre bornes del seccionador abierto	[kV]	70	
A la distancia de seccionamiento	[kV]	80	
<i>Tensión soportada a impulso tipo rayo</i>			
A tierra entre polos y entre bornes del seccionador abierto	[kV]	170	
A la distancia de seccionamiento	[kV]	195	
<i>Arco Interno</i>	[kA]	20 1s	
Interruptor s/IEC 60265-1			
<i>Intensidad de corta duración</i>			
Valor eficaz 1/3 s	[kA]	16	6.415
Valor de Pico	[kA]	40	18.144
<i>Poder de corte de corriente activa</i>	[A]	630	
<i>Poder de corte cables en vacío</i>	[A]	50	
<i>Poder de corte bucle cerrado</i>	[A]	630	
<i>Poder de cierre del interruptor principal (Valor de pico)</i>	[kA]	40	18.144
Seccionador de puesta a tierra s/ IEC 62271-102			
<i>Intensidad de corta duración (Circuito de tierras)</i>			
Valor eficaz 1s	[kA]	16	6.415
Valor de Pico	[kA]	40	18.144
<i>Poder de cierre del seccionador de tierra (Valor de Pico)</i>	[kA]	40	

Celda tipo de Medición

Modelo: CGM.3-M

Fabricante: Ormazabal

Normas: IRAM 2200/2211. IEC 298. DIN-57103

Descripción	Unidad	Garant.	Calculado
Tensión Nominal	[kV]	36	33
<i>Intensidad Nominal</i>	[A]	630	

<i>Frecuencia Asignada</i>	[Hz]	50	50
<i>Tensión nominal soportada a frecuencia industrial durante 1 min.</i>			
A tierra entre polos y entre bornes del seccionador abierto	[kV]	70	
A la distancia de seccionamiento	[kV]	80	
<i>Tensión soportada a impulso tipo rayo</i>			
A tierra entre polos y entre bornes del seccionador abierto	[kV]	170	
A la distancia de seccionamiento	[kV]	195	

Celda tipo de línea o acometida

Modelo: CGM.3-V

Fabricante: Ormazabal

Normas: IRAM 2200/2211. IEC 298. DIN-57103

Descripción	Unidad	Garant.	Calculado
Tensión Nominal	[kV]	36	33
<i>Intensidad Nominal</i>	[A]	630	43.74
<i>Frecuencia Asignada</i>	[Hz]	50	50
<i>Tensión nominal soportada a frecuencia industrial durante 1 min.</i>			
A tierra entre polos y entre bornes del seccionador abierto	[kV]	70	
A la distancia de seccionamiento	[kV]	80	
<i>Tensión soportada a impulso tipo rayo</i>			
A tierra entre polos y entre bornes del seccionador abierto	[kV]	170	
A la distancia de seccionamiento	[kV]	195	
<i>Arco Interno</i>	[kA]	20 1s	
Interruptor automático s/IEC 62271-100			
<i>Intensidad de corta duración</i>			
Valor eficaz 1 s	[kA]	16/20	6.415
Valor eficaz 3 s	[kA]	20	18.144
<i>Poder de corte de corriente activa</i>	[A]	630	
<i>Poder de corte cables en vacío</i>	[A]	50	
<i>Poder de corte en Cortocircuito</i>	[kA]	20	
<i>Poder de cierre (Valor de pico)</i>	[kA]	40	18.144
<i>Secuencia de Maniobra</i>	O-0.3s-CO-15s-CO		
Seccionador de puesta a tierra s/ IEC 62271-102			
<i>Intensidad de corta duración (Circuito de tierras)</i>			
Valor eficaz 1s	[kA]	16	6.415
Valor de Pico	[kA]	40	18.144
<i>Poder de cierre del seccionador de tierra (Valor de Pico)</i>	[kA]	40	

Ref.: Cat. Celdas

Ver Plano Nº 30.

2.21.3.3 Transformador de Tensión Inductivo (TT)

Los principales puntos a considerar para su elección son los siguientes:

- Tensión de Servicio: $U_n = 33\text{kV}$
- Tensión Máxima de servicio: $U_{\text{max}} = 1,1 * U_n$
- Tipo: Inductivo
- Norma: IEC 186, IRAM 2271
- Frecuencia de Servicio: 50Hz
- Conexión a tierra del neutro: Rígido
- Nivel de aislamiento:

Tensión de corta duración a frecuencia Industrial (kV_{eficaz}): 70kV

Tensión de impulso tipo rayo (kV_{cresta}): 170kV

- Tensión Primaria Nominal: es el valor de tensión que figura en la designación del transformador. Valor normalizado de tensión para el arrollamiento primario: 33000V.
- Tensión Secundaria Nominal: Valor de tensión secundaria que figura en la designación del transformador. Para el arrollamiento secundario: 110/1,73
- Factor de Tensión Nominal: Es el factor por el que hay que multiplicar la tensión primaria asignada, para determinar la tensión máxima para la que el transformador debe responder a las especificaciones de precisión y calentamiento.
- Factor de sobretensión / 30seg.: $1,5 * U_n$ (Entre fase y tierra de una red efectivamente puesta a tierra).
- Factor de Sobretensión continua: $1,2 * U_n$ (Entre fase y tierra de una red efectivamente puesta a tierra).
- Potencia de exactitud: Valor de la potencia aparente expresada en VA, a un factor de potencia especificado, que el transformador puede suministrar al circuito secundario a la tensión secundaria nominal y con la carga nominal conectada.
- Carga: Admitancia del circuito secundario expresada en Siemens y con indicación del factor de potencia. Generalmente la carga se expresa por la potencia aparente expresada en VA.

A la salida del TT se pueden conectar como elementos de medición un voltímetro, un vatímetro, medidores de energía y/o fasímetro cuya potencia no excede los 15VA.

Como elementos de protección se conectan distintos relé de protección, cuya potencia aparente de carga no supera los 15VA.

- Valores Nominales de la Potencia de exactitud: Se definen los valores nominales de la potencia de exactitud, para un factor de potencia 0,8 Inductivo:

10 , 15, 25 , 30, 50 , 60, 75, 100, 120, 200, 300, 400, 500

Potencia de exactitud: 15VA

- Clase de precisión (Grado de exactitud): se lo relaciona con la utilización que vaya a recibir el transformador. En este caso se emplea el transformador de tensión para alimentar equipos de medición, por lo que debe ser exacto bajo las condiciones normales de servicio. Entonces, el grado de exactitud nos indica en tanto por ciento el máximo error que se comete en la medida. Se especifica a continuación la clase de precisión deseada:

Clases de Exactitud.	Error de relación	Error de ángulo	
		Minutos	Centirradiares (aproximadamente)
0,1	± 0,1	5	0,15
0,2	± 0,2	10	0,30
0,5	± 0,5	20	0,60
1,0	± 1,0	40	1,20
3,0	± 3,0	----	-----

*Límite de tensión: 0,8 - 1,2 * Un*

A continuación se presenta un cuadro resumen con las características de los transformadores designados:

Transformador de Tensión Inductivo

Marca: HOWEST

Modelo: WSK 33

Norma: IRAM 2271-1/2/3, IEC 186

Descripción	Unidad	Garantizado
Tensión Máxima de Servicio	kV	36
Tensión Nominal primaria	kV	33/√3
Tensión Nominal Secundaria	V	110/√3

Prestación (Burden)	VA	15
Clase		0.2
Factor de Tensión		1,9*Un/1Hs
		$\sqrt{3}$ *Un/8Hs
Conexión a tierra del Neutro		Rígido
Tensión de prueba secundaria, a 50 Hz, 1 min.	kV	2
Tensión de prueba primario:		
- impulso 1,2 / 50 microseg. (v.cresta)	kV	170
- 50 Hz, 1 min (v.eficaz)	kV	70

Ref.: Cat TM

Sobre la celda de medición se tendrán dos TT, uno perteneciente al sistema de medición comercial (SMEC) sobre el cual tiene acceso solamente CAMMESA y el otro pertenece la distribuidora.

2.21.3.4 Transformador de Corriente (TI)

Los principales puntos a considerar para su elección son los siguientes:

- Corriente asignada: es el valor de corriente primaria y secundaria asignada con el cual se define el transformador y en base a la cual esta diseñado.

Corriente Primaria asignada (I_{np}): Depende de la red y es definida por el operador. Para el caso en estudio, definimos una $I_{np} = 400A$.

- Corriente Secundaria asignada (I_{ns}) = 5A.
- Corriente térmica de cortocircuito asignada (I_{th}): Valor eficaz de la corriente primaria que el transformador debe soportar durante 1 o 3 segundos con el arrollamiento secundario en cortocircuito sin sufrir daños perjudiciales.

$$I_{th} = 80 * I_{np} = 32kA$$

- Corriente dinámica asignada (I_{din}): Valor de cresta de la corriente primaria que el transformador debe soportar con el secundario en cortocircuito sin producirse daños mecánicos o eléctricos.
- Relación de Transformación asignada (K_n): Relación entre la corriente primaria asignada y la corriente secundaria asignada.

$$K_n = 400 / 5$$

- Potencia de Precisión (S_n): Valor de potencia aparente con el cual el transformador de corriente debe mantener su clase de precisión bajo la corriente secundaria asignada y la carga de precisión.

$$S_n \leq 30VA$$

- Carga (Burden): Es la carga que se conecta a los bornes del secundario del TI, corresponden a las bobinas de corriente de los instrumentos de medición y/o relé de protección por

intermedio del cableado de conexión. Se toma como carga al valor de impedancia del conjunto conectado incluyendo la del cable de conexión. Esta carga usualmente de expresa en VA.

Se define la carga a conectar en el TI:

Elementos de Medición: Amperímetro, contadores, fasímetros, Vatímetros: < 10VA

Relé de protección: < 10VA

- Carga de exactitud (Prestación): es la carga a la cual se basan los requisitos de exactitud especificados.

Núcleo 1 (Medición): 10VA

Núcleo 2 (Protección): 10VA

- Clase de exactitud: Designación aplicada a un TI cuyos errores quedan dentro de los límites especificados para las condiciones de funcionamiento prescriptas.
- Error de corriente: Se define mediante la expresión:

$$EdC = 100 * \frac{Kn * Is - Ip}{Inp}$$

Kn = Relación de transformación asignada (Ins/Inp)

Ip = Corriente primaria real

Is = Corriente secundaria real

- Nivel de aislamiento:

Tensión de corta duración a frecuencia Industrial (kVeficaz): 70kV

Tensión de impulso tipo rayo (kVcresta): 170kV

- Factor de seguridad: Relación entre la corriente nominal de seguridad y la corriente primaria nominal,

$$Fs = InpS / Ipn$$

A continuación se presenta un cuadro resumen con las características de los transformadores designados:

Transformador de Corriente

Marca: HOWEST

Modelo: HBK 30

Norma: IRAM 2275, IEC 185

Descripción	Unidad	Garantizado
Máxima Tensión de Servicio	[kV]	36
Corriente Térmica Nominal de Cortocircuito	[A]	80*In
Corriente Nominal Primaria	[A]	400

Corriente Nominal Secundaria	[A]	5
Tensión de prueba secundaria, a 50 Hz, 1 min.	kV	2
- impulso 1,2 / 50 microseg. (v.cresta)	kV	170
- 50 Hz, 1 min (v.eficaz)	kV	70
Conexión a tierra del Neutro		Rígido
Núcleo de Medición		
Clase de exactitud		0.2/0.5
Potencia de exactitud (Burden)	VA	15
Factor de seguridad		≤ 5
Núcleo de Protección		
Clase de exactitud		5P
Potencia de exactitud (Burden)	VA	15
Factor de sobreintensidad (n)		45
Corriente de corta duración (a 34,5 kV):		
- térmica - 1 s (valor eficaz)	kA	12,5
- dinámica (valor de cresta)	kA	31,5

Ref.: Cat TM

Sobre la celda de medición se tendrán dos TI, uno perteneciente al sistema de medición comercial (SMEC) sobre el cual tiene acceso solamente CAMMESA y el otro pertenece la distribuidora.