

# MEMORIA DESCRIPTIVA.

# ÍNDICE.

<b>1. Memoria descriptiva</b> .....	1
<b>1.1. Objeto del proyecto</b> .....	1
<b>1.2. Alcances del proyecto</b> .....	1
<b>1.3. Antecedentes</b> .....	1
1.3.1. Ubicación.....	1
1.3.2. Descripción general de la ET.....	4
<b>1.4. Estimación de la demanda</b> .....	20
1.4.1. Composición de la demanda.....	20
1.4.2. Datos históricos.....	20
1.4.3. Escenarios.....	22
<b>1.5. Parámetros para el diseño</b> .....	26
1.5.1. Estudios eléctricos.....	27
1.5.2. Flujo de carga.....	28
1.5.3. Cortocircuito.....	30
1.5.4. Coordinación de la aislación.....	31
<b>1.6. Criterios de diseños y selección</b> .....	34
1.6.1. Distancias eléctricas.....	35
1.6.1.1. Distancias mínimas.....	35
1.6.1.2. Distancias de seguridad.....	36
1.6.1.3. Distancias de fuga.....	40
<b>1.7. Compatibilidad electromagnética</b> .....	40
<b>1.8. Características del equipamiento en la ET</b> .....	41
1.8.1. Equipamiento de AT.....	41
1.8.2. Equipamiento de 33 kV.....	54
1.8.3. Equipamiento de 13,2 kV.....	61

<b>1.9. Protecciones</b> .....	71
<b>1.10. Aparatos de medida</b> .....	74
<b>1.11. Requisitos de orden regulatorio</b> .....	75
<b>1.12. Servicios Auxiliares</b> .....	76
1.12.1. Servicios auxiliares de CA.....	76
1.12.2. Servicios auxiliares de CC.....	78
<b>1.13. Sistemas de Seguridad</b> .....	82
1.13.1. Malla de puesta a tierra.....	82
1.13.2. Protección contra descargas atmosféricas.....	83
1.13.3. Cerco Perimetral.....	84
<b>1.14. Bibliografía</b> .....	85

## 1. MEMORIA DESCRIPTIVA.

### 1.1. OBJETO DEL PROYECTO.

El objeto del presente proyecto es realizar la ampliación de una estación transformadora ubicada en la ciudad de Gualeguay.

El proyecto tiene las siguientes finalidades:

- Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio en la red de distribución local al nivel de 13,2 kV.
- Disponer de capacidad necesaria para cubrir la demanda futura.
- Mejorar la calidad y confiabilidad del servicio de la región.
- Mayor oferta de energía eléctrica.
- Posibilidad de extender la distribución de energía eléctrica a otros puntos de la región.

El mismo esta destinado a cubrir la demanda de la región durante los próximos 30 años.

### 1.2. ALCANCES DEL PROYECTO.

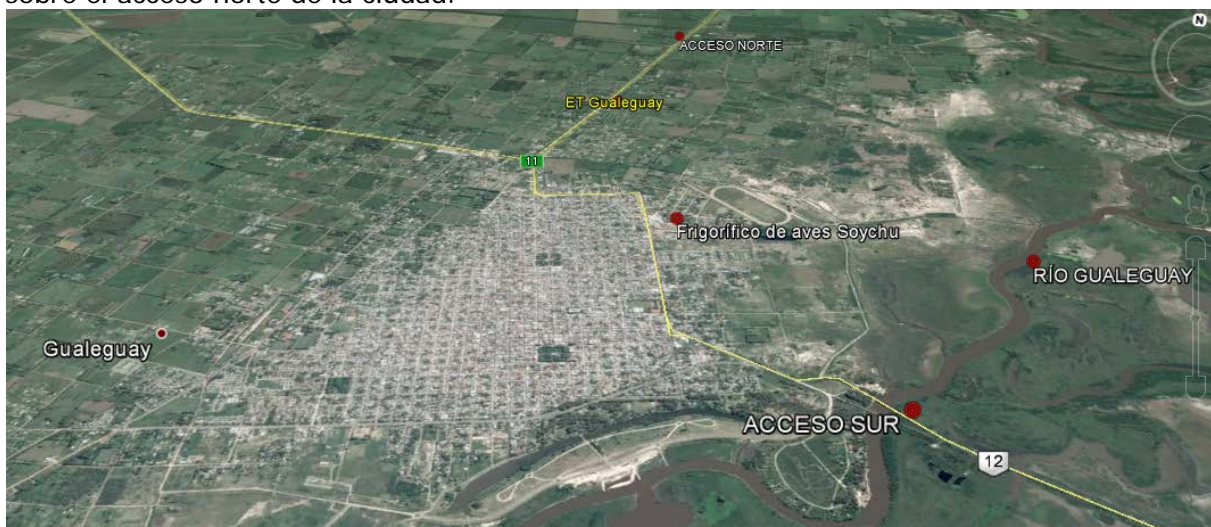
En este proyecto se presentan las características correspondientes al diseño conceptual para la ampliación de la estación transformadora, la cual comprende el reemplazo de los transformadores existentes y la reingeniería de los componentes relacionados con el funcionamiento de la ET.

Teniendo en cuenta que la elaboración del proyecto es una ampliación de la instalación actual, se tiene por alcance del proyecto la descripción, cálculos y modificaciones en el diseño y en algunos de sus componentes que no respondan a las solicitudes debidas a la ampliación.

### 1.3. ANTECEDENTES.

#### 1.3.1. Ubicación.

La estación transformadora se encuentra ubicada al norte de la ciudad de Gualeguay, sobre la ruta nacional N° 12 en el km 233. Se encuentra alejada de la concentración poblacional, sobre el acceso norte de la ciudad.





Los datos característicos del lugar donde se encuentra la estación transformadora son los siguientes:

- Temperatura ambiente: entre  $-6\text{ }^{\circ}\text{C}$  y  $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ .
- Humedad relativa ambiente: podrá llegar al 100 %.
- Altura sobre el nivel del mar: 100 m.
- Contaminación ambiental: bajo.
- Nivel isoyetas: 1000 mm.
- Nivel isocerámico: 40 días de tormentas al año.
- Nivel isocletas: 130 km/h.
- Calificación de sismicidad: baja.

Hace unos años que la región de Gualeguay viene experimentando un continuo desarrollo económico debido al crecimiento industrial, principalmente del sector avícola. Tal crecimiento ha impulsado un proyecto para la creación de un parque industrial en la ciudad de Gualeguay.

La ciudad se alimenta solamente a través de la ET Gualeguay, perteneciente a ENERSA. La misma es una estación transformadora de 132/33/13,2 kV con una potencia total instalada de 30 MVA, compuesta por dos transformadores de 15 MVA cada uno.

La estación transformadora forma parte del cierre del anillo sur de Entre Ríos, en 132 kV, siendo alimentada por la LAT Gualeguay desde la ET Gualeguaychu y por la LAT Victoria II desde la ET Victoria. Estas líneas de alta tensión que alimentan a la ET se encuentran al 20% de su capacidad.



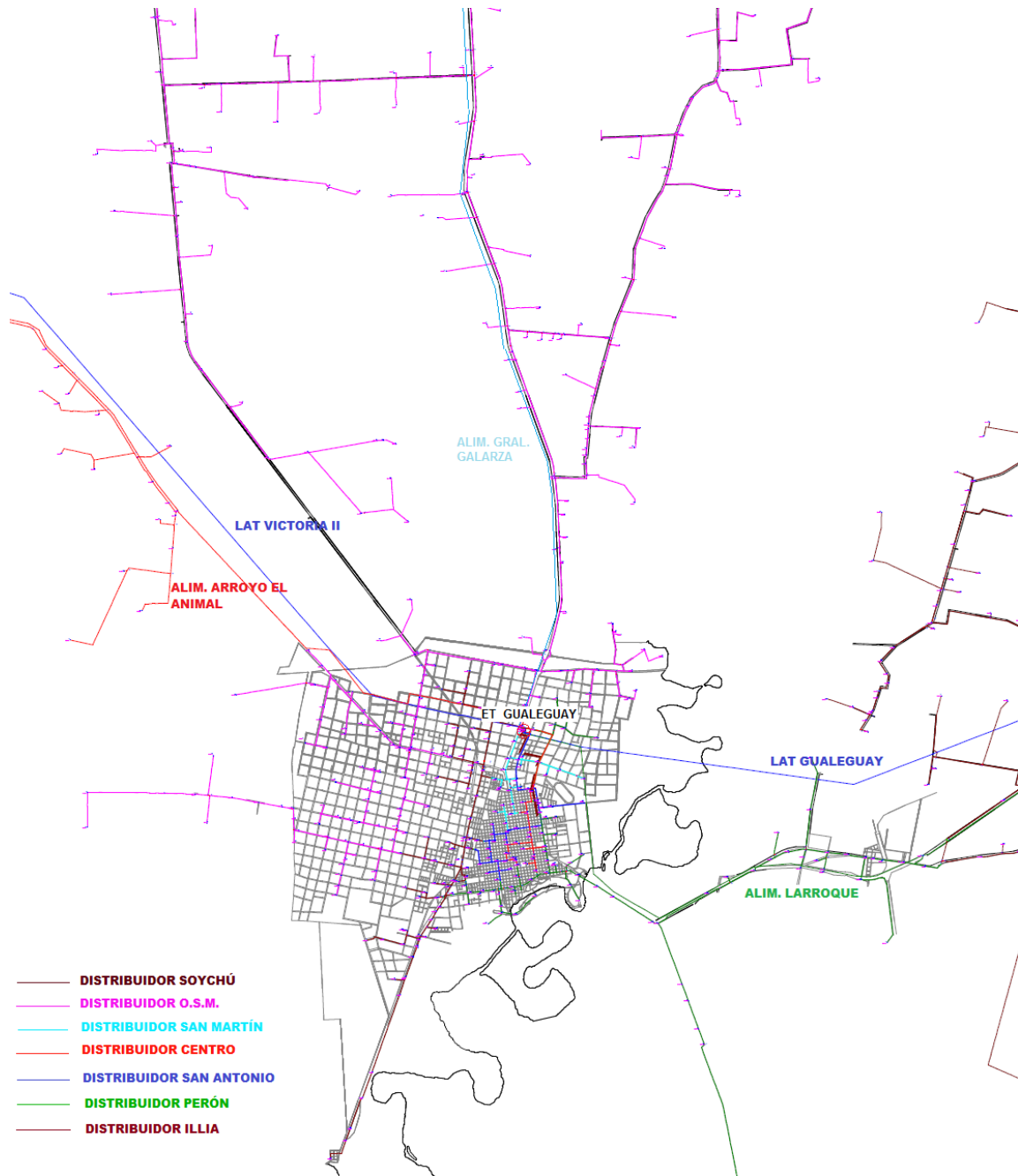
Las salidas en MT se dividen en cuatro salidas de 33 kV y en siete salidas de 13,2 kV, alimentado la ciudad de Gualeguay y zonas aledañas. Los alimentadores de 33 kV abastecen parte de la demanda de otras ciudades, como son Villa Larroque y General Galarza, y parte de la electrificación rural de la zona se realiza mediante estos alimentadores.

Los distribuidores de 13,2 kV abastecen la totalidad de la demanda en la ciudad de Gualeguay y parte de la electrificación rural comprendida por los asentamientos Puerto Ruiz, E. Carbó, C. Redonda, Gonzales Calderón, Lazo y Aldea Asunción se realiza mediante estos distribuidores.

La industria más importante de la región es el frigorífico de aves Soychú, la cual tiene un consumo de aproximadamente 7 MVA, y es abastecido por un distribuidor exclusivo para la empresa.

Actualmente no presenta problemas de demanda, pero se estima que la misma crecerá y a fines del año 2020 la región se encontrará con problemas de abastecimiento de energía eléctrica. En estas condiciones es necesario el aumento de potencia instalada en la estación transformadora u otra alternativa que garantice un correcto suministro de energía.

En la siguiente figura se puede observar la distribución de energía eléctrica en la región de Gualeguay. También puede observarse la ubicación de la ET Gualeguay con las LAT provenientes de Gualeguaychu y Victoria.



### 1.3.2. Descripción general de la estación transformadora.

#### Estación transformadora.

La estación transformadora tiene el objetivo de reducir la tensión de 132 kV a 33 y 13,2 kV. Para ello se dispone de dos transformadores de 15/10/15 MVA, ambos transformadores están diseñados y protegidos para su correcta utilización.

La estación tiene unas dimensiones de 80 m x 96 m, con una superficie de 7680 m<sup>2</sup> y consta de dos partes bien diferenciadas. Por un lado, el nivel de 132 kV se sitúa en el exterior, a la que llamamos playa de 132 kV. Por otro lado, los niveles de 33 y 13,2 kV están instalados en un local de un edificio construido a tal fin, a lo que llamaremos Sala de Celdas.

#### Playa de 132 kV.

En esta parte de la ET se sitúan las llegadas de las líneas de alta tensión al juego de doble barra con interruptor de acoplamiento. Desde estas barras se conectan los dos transformadores.

En el campo de 132 kV están situados los dos transformadores de potencia así como todo el equipamiento requerido para dicho nivel de tensión (interruptores, seccionadores, TI, TV, descargadores, etc.).

La playa de 132 kV se divide en cinco campos, el campo 1 corresponde a la llegada de la LAT Gualeguay, el campo 2 corresponde a la llegada de la LAT Victoria II, el campo 3 corresponde al acoplamiento de barras, el campo 4 corresponde al transformador N°1 y el campo 5 corresponde al transformador N°2.

#### Sala de Celdas.

Esta parte de la estación se encuentra en el interior de un edificio de obra civil construido para este fin. Este edificio tiene unas medidas de 16 m x 25 m con una superficie de 400 m<sup>2</sup>. Aquí se sitúa todo el equipamiento de 33 y 13,2 kV, así como todos los elementos que constituyen los aparatos de medida, protección y los servicios auxiliares.

#### Cuadros de mando.

Para maniobrar los interruptores y seccionadores de la parte de intemperie desde la propia ET se utilizan cuadros de mando. Estos cuadros llevan unos accionamientos que alimentan a los motores de conexión y desconexión mediante los conductores de mando, distribuidos en los canales de cables o cañerías.

Los cuadros de mando están en el interior del edificio. Además, muestran la intensidad, tensión y potencia de las líneas a las cuales estén conectados, mediante la conexión oportuna con los transformadores de tensión e intensidad.

#### Configuración de barras.

En el nivel de 132 kV la configuración es un esquema de doble juego de barras y acoplamiento transversal.

El esquema indicado se utiliza en instalaciones de importancia, requiriendo mayor equipamiento que en los otros sistemas. Este esquema de E.T. posibilita incrementar notablemente la flexibilidad operativa, elevando el costo final de la instalación.

A continuación se detallan ventajas y desventajas de la configuración en estudio, la cual se muestra en el esquema unifilar de la ET:



### Ventajas:

- Cada salida puede conectarse indistintamente a cada una de las barras
- En caso de una avería de una de las barras, se produce una interrupción parcial y momentánea del servicio dado que inmediatamente se pueden transferir las líneas a la otra barra.
- Permite efectuar el mantenimiento de una barra y seccionador de barra sin interrupción del servicio
- El interruptor de acoplamiento puede utilizarse como reserva de los interruptores de línea, siendo posible la transferencia o no de las protecciones dado que ello depende de la filosofía de diseño de la E.T.

### Desventajas:

- El mantenimiento de un interruptor implica la salida de servicio de la línea respectiva
- El mantenimiento de las barras o seccionadores de barras, implica la interrupción parcial del servicio

Para los niveles de 33 y 13,2 kV la configuración del juego de barras es un esquema de simple de barra con acoplamiento longitudinal.

En el esquema de juego de barras simple y acoplamiento longitudinal, las barras se encuentran divididas en dos secciones (BI y BII), vinculadas a través de un equipamiento de acoplamiento longitudinal. Dicho equipamiento requiere un interruptor y dos seccionadores. En el esquema unifilar de la ET se muestra la configuración indicada.

A continuación se indican ventajas y desventajas de la configuración en estudio:

### Ventajas:

- Una falla en barras, en el interruptor de una salida determinada o en su protección asociada, produce solamente la interrupción parcial del servicio.
- El sistema puede operar con dos fuentes de alimentación independientes.
- Se facilita el mantenimiento.

### Desventajas:

- Las salidas no pueden transferirse de barras
- El mantenimiento de un interruptor implica la salida de servicio de la línea respectiva
- El mantenimiento de las barras o seccionadores de barras, implica la interrupción parcial del servicio.

### **Barras.**

En 132 kV las barras rígidas son tubulares de cobre para uso eléctrico, de diámetro 32/24 mm. Las barras flexibles tendidas están conformadas por haces de conductores retenidos por cadenas de aisladores a estructuras aporcadas. Estas barras son de Aluminio con alma de Acero con una sección de 300/50 mm<sup>2</sup>.

Las barras de 33 kV son pletinas rígidas de cobre para uso eléctrico de sección rectangular 40 mm x 10 mm.

Las barras de 13,2 kV son pletinas rígidas de cobre para uso eléctrico de sección rectangular 2 x 80 mm x 10 mm.

### Líneas de alta tensión.

La ET está vinculada mediante dos líneas de alta tensión en 132 kV, una llamada LAT Gualeguay y la otra LAT Victoria II.

La LAT Gualeguay parte de la ET Gualeguaychu, tiene una longitud de 78,8 km, una disposición triangular, conductores de Al/Ac de 240/40 mm<sup>2</sup> de sección, un hilo de guardia de Ac 50 mm<sup>2</sup> y torres de H°A°.

La LAT Victoria II parte de la ET Victoria, tiene una longitud de 98,8 km, una disposición triangular, conductores de Al/Ac de 240/40 mm<sup>2</sup> de sección, un hilo de guardia de Ac 50 mm<sup>2</sup> y torres de H°A°.

### Interruptores en 132 kV.

Los interruptores son marca IATE – Magrini, modelo 145 MHD 1P, la corriente nominal es de 1200 A, el poder de corte es 5000 MVA, el accionamiento es neumático, el medio de interrupción es SF<sub>6</sub> y el tiempo de apertura es de 60 ms. Los interruptores de línea y de acoplamiento de barras tienen un modo de operación unipolar – tripolar, mientras que en los interruptores de los transformadores es tripolar.

### Seccionadores 132 kV.

Los seccionadores son marca IATE, modelo STE 3C, la corriente nominal es de 600 A, la tensión nominal es de 132 kV y posee cuchillas de puesta a tierra.

### Transformadores de corriente en 132 kV.

Los TI son marca IATE, modelo ATH 145, la relación es 150-300/1-1 A para los TI de línea y acoplamiento de barras mientras que los TI de transformadores tienen un relación 75-150/1-1 A, posee dos núcleos uno para medición de clase 0,5 y otro para protección 5P.

### Transformadores de tensión en 132 kV.

Los TV son marca IATE, modelo TVH 145, la relación de transformación es 132/√3:0,110/√3 kV, posee un núcleo para medición y protección de clase 0,5.

### Descargadores de sobretensión en 132 kV.

Los descargadores de sobretensión son de marca ASEA, modelo XAF120, tensión nominal 120 kV y una corriente de descarga de 10 kA. Son descargadores de efecto valvular de óxido de zinc.

### Características de los Transformadores de potencia.

Marca:	MIRON
Potencia:	15/10/15 MVA
Tensión:	132/34,5/13,8 kV
Conexión de los neutros:	rígidamente a tierra.
Grupo de Conexión:	YN/YNO/d11.
Regulación en 132 kV:	mediante conmutador bajo carga.
Conmutación en 33 kV:	sin tensión.
Rango de Regulación:	132+8x1,25 % - 12x1,25 % 34,5±2x2,5 % 13,86 kV.
Sistema de Refrigeración:	ONAN (0-70 %) - ONAF (70-100 %).
Reactancia directa (X1-2):	10,98 %
Reactancia directa (X1-3):	16,99 %
Reactancia directa (X2-3):	5,98 %
Reactancia homopolar (X <sub>0</sub> 1):	8,65 %

Reactancia homopolar ( $X_{02}$ ): 0,56 %  
Reactancia homopolar ( $X_{03}$ ): 4,84 %

Los valores de reactancias anteriores se encuentran en % de los valores nominales del arrollamiento 1.

### **Cables en 33 kV.**

Los cables de acometida a barras de 33 kV son CAS de cobre, con una sección de 2 x 50 mm<sup>2</sup>.

### **Seccionadores en 33 kV.**

Los seccionadores son de la marca Fammie–Fammi, del tipo rotativo de dos columnas, la corriente nominal es de 800 A y la tensión nominal es de 33 kV.

### **Descargadores de sobretensión en 33 kV.**

Los descargadores de sobretensión son de marca FAPA, modelo DMT30, tensión nominal 30 kV y una corriente de descarga de 10 kA. Son descargadores de efecto valvular de óxido de zinc.

### **Interruptores en 33 kV.**

Los interruptores son marca ABB, modelo VD4 36, la corriente nominal es de 630 A, el poder de corte es 1200 MVA, el accionamiento es a resortes, el medio de interrupción es vacío y el tiempo de apertura es de 60 ms. Los interruptores de celdas de salida y de acoplamiento de barras tienen un modo de operación unipolar – tripolar, mientras que en los interruptores de acometida a celdas es tripolar.

### **Transformadores de corriente en 33 kV.**

Los TI son marca ABB, modelo TPU 200, la relación es 150-300/5-5 A para los TI de acometida a barras y acoplamiento de barras mientras que los TI de celdas de salida tienen un relación 100-200/5-5 A, posee dos núcleos uno para medición de clase 0,5 y otro para protección 5P.

### **Transformadores de tensión en 33 kV.**

Los TV son marca ABB, modelo UMZ 350, la relación de transformación es  $33/\sqrt{3}:0,110/\sqrt{3}$  kV, posee un núcleo para medición y protección de clase 0,5.

### **Salidas en 33 kV.**

Las celdas de salida en 33 kV son:

- Celda N°1: Alimentador Larroque.

El alimentador Larroque abastece de energía eléctrica a parte de la ciudad de Villa Larroque, actualmente el consumo de la ciudad demandado al alimentador llega a los 7 MVA. La línea tiene una longitud de 34 km, una disposición triangular, conductores de Al/Ac de 120/20 mm<sup>2</sup> de sección, un hilo de guardia de Ac 35 mm<sup>2</sup> y torres de H°A°.

- Celda N°2: Alimentador General Galarza.

El alimentador General Galarza abastece de energía eléctrica a parte de la ciudad de General Galarza, actualmente el consumo de la ciudad demandado al alimentador llega a los 5 MVA. La línea tiene una longitud de 45 km, una disposición triangular, conductores de Al/Ac de 120/20 mm<sup>2</sup> de sección, un hilo de guardia de Ac 35 mm<sup>2</sup> y torres de H°A°.

- Celda N°3: Salida de reserva.

- Celda N°9: Alimentador Arroyo El Animal.

El alimentador Arroyo El Animal abastece de energía eléctrica a la zona rural del noroeste de la ciudad, actualmente posee muy poca carga, el consumo demandado al alimentador no supera los 0,2 MVA. La línea tiene una longitud de 20 km, una disposición coplanar horizontal, conductores de Al/Ac de 70/12 mm<sup>2</sup> de sección, un hilo de guardia de Ac 35 mm<sup>2</sup> y torres de H°A°.

### **Cables en 13,2 kV.**

Los cables de acometida a barras de 13,2 kV son CAS de cobre, con una sección de 2 x 240 mm<sup>2</sup>.

### **Seccionadores en 13,2 kV.**

Los seccionadores son de la marca Fammie–Fammi, del tipo rotativo de dos columnas, la corriente nominal es de 800 A y la tensión nominal es de 17,5 kV.

### **Descargadores de sobretensión en 13,2 kV.**

Los descargadores de sobretensión son de marca FAPA, modelo DMT21, tensión nominal 21 kV y una corriente de descarga de 10 kA. Son descargadores de efecto valvular de óxido de zinc.

### **Interruptores en 13,2 kV.**

Los interruptores son marca EMA, modelo VE, la corriente nominal es de 800 A, el poder de corte es 375 MVA, el accionamiento es a resortes, el medio de interrupción es vacío y el tiempo de apertura es de 60 ms. Los interruptores de celdas de salida y de acoplamiento de barras tienen un modo de operación unipolar – tripolar, mientras que en los interruptores de acometida a celdas es tripolar.

### **Transformadores de corriente en 13,2 kV.**

Los TI son marca EMA, modelo ACF-17, la relación es 350-700/5-5 A para los TI de acometida a barras y acoplamiento de barras mientras que los TI de celdas de salida tienen un relación 100-200/5-5 A, posee dos núcleos, uno para medición de clase 0,5 y otro para protección 5P.

### **Transformadores de tensión en 13,2 kV.**

Los TV son marca EMA, modelo UCI-17, la relación de transformación es  $13,2/\sqrt{3}:0,110/\sqrt{3}$  kV, posee un núcleo para medición y protección de clase 0,5.

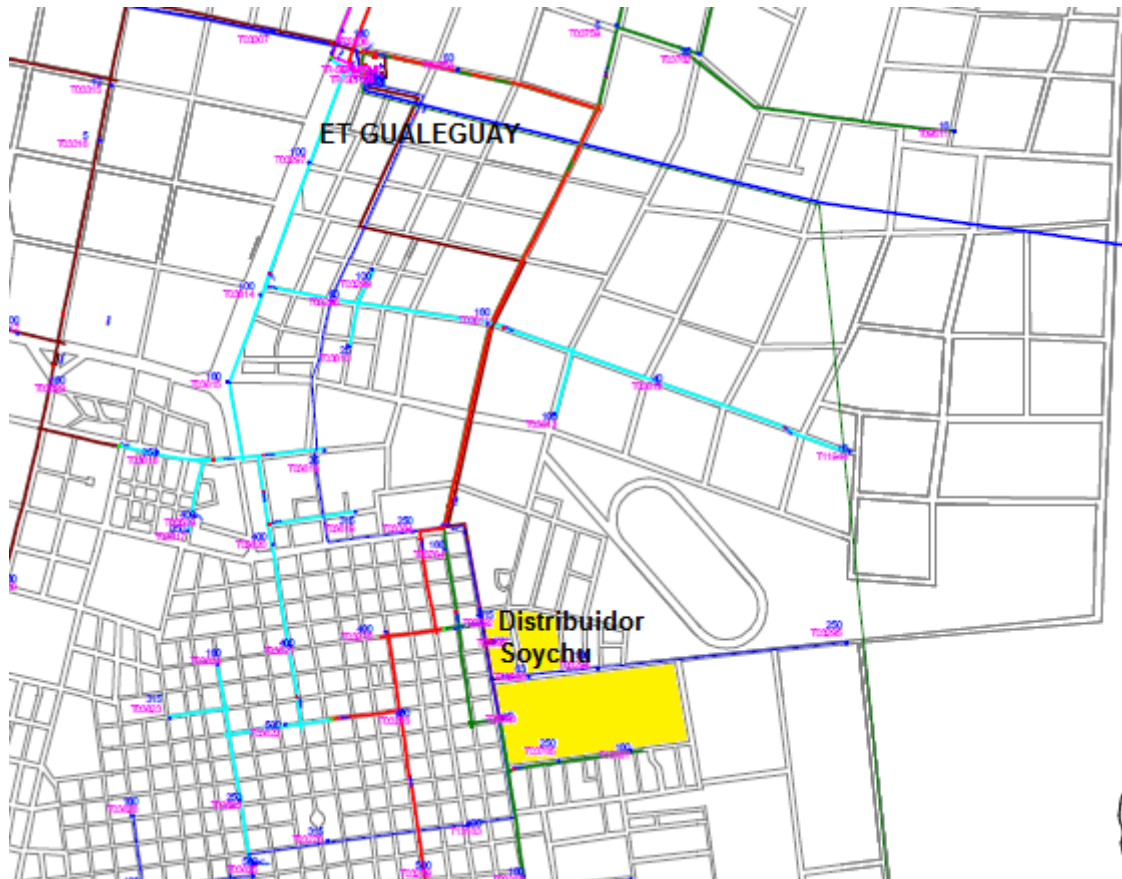
### **Salidas en 13,2 kV.**

Las celdas de salida en 13,2 kV son:

- Celda N°2: Distribuidor Frigorífico Soychú.
- Celda N°3: Distribuidor Perón.
- Celda N°4: Distribuidor Centro.
- Celda N°5: Distribuidor O.S.M.
- Celda N°10: Distribuidor San Martín.
- Celda N°11: Distribuidor Illia.
- Celda N°13: Distribuidor San Antonio.

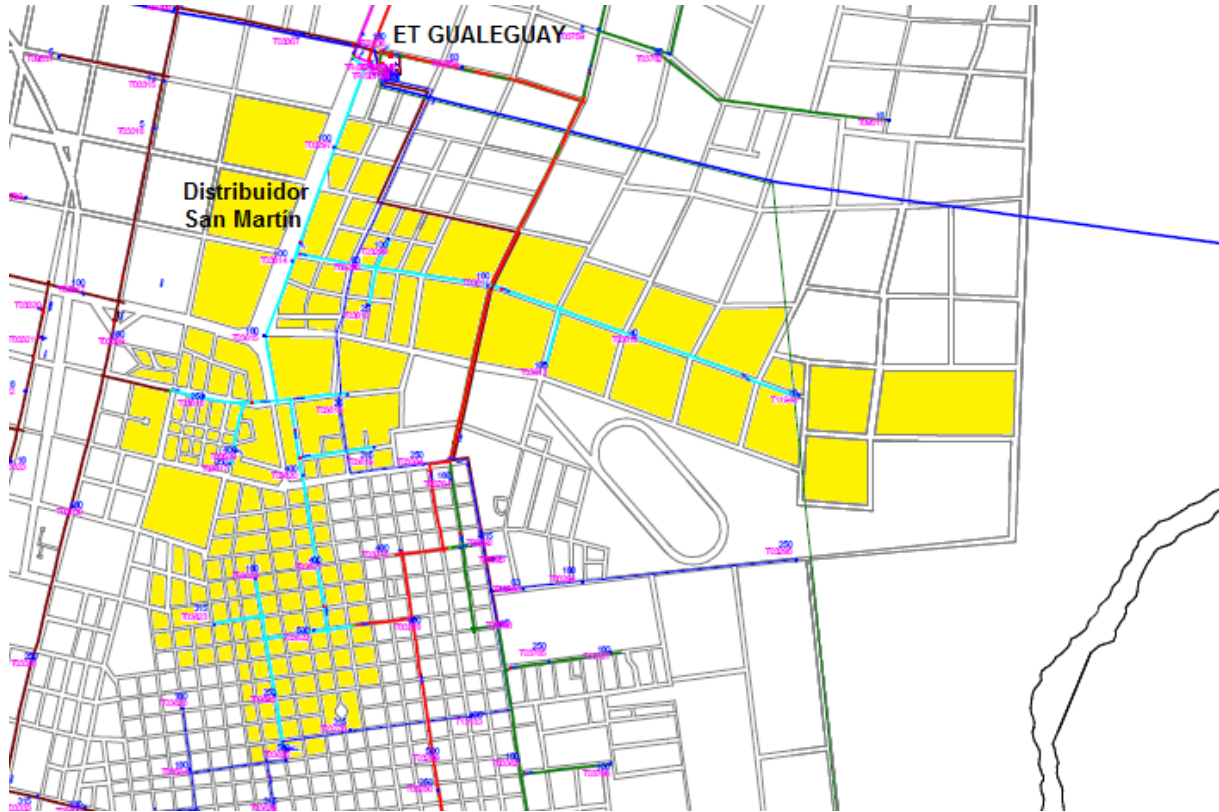
### Distribuidor Frigorífico Soychú.

El distribuidor Soychú es un alimentador exclusivo para el frigorífico de aves Soychú que abastece su demanda de energía eléctrica, actualmente tienen una demanda máxima de casi 7 MVA. La línea tiene una disposición coplanar vertical, conductores de Cu de 240 mm<sup>2</sup> de sección y torres de H<sup>o</sup>A<sup>o</sup>.



### Distribuidor San Martín.

El distribuidor San Martín se distribuye en la zona noreste de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica dicha zona, actualmente tienen una demanda máxima de 3,5 MVA. La línea tiene una disposición coplanar horizontal, conductores de Al de 70 mm<sup>2</sup> de sección y torres de H°A°.

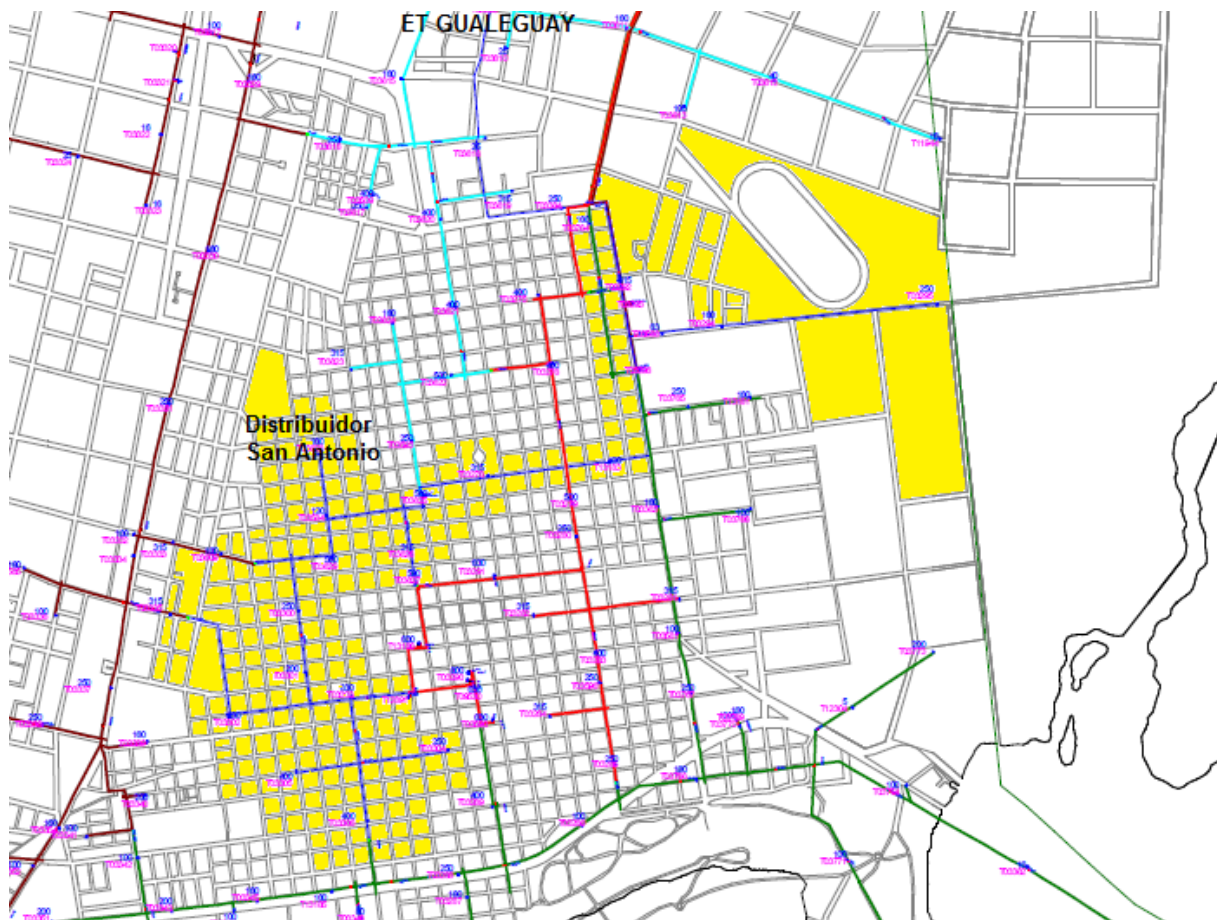


Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)
T03297	100
T03298	63
T03299	100
T03810	25
T03811	160
T03812	40
T03813	100
T11944	16
T03814	100
T03815	160
T03816	250
T03509	400
T03817	250
T03818	25
T03819	315
T03820	400
T03821	400
T03822	500
T03823	315
T03824	160
T03593	250

T03825	500
Nº de subestaciones instaladas	22
<b>Potencia total instalada (kVA)</b>	<b>4629</b>

### Distribuidor San Antonio.

El distribuidor San Antonio atraviesa la concentración urbana de la ciudad desde la zona noreste hasta la zona suroeste de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica dichas zonas, actualmente tienen una demanda máxima de 5 MVA. La línea tiene una disposición coplanar vertical con aisladores line post, conductores de Al de 185 mm<sup>2</sup> de sección y torres de H°A°.

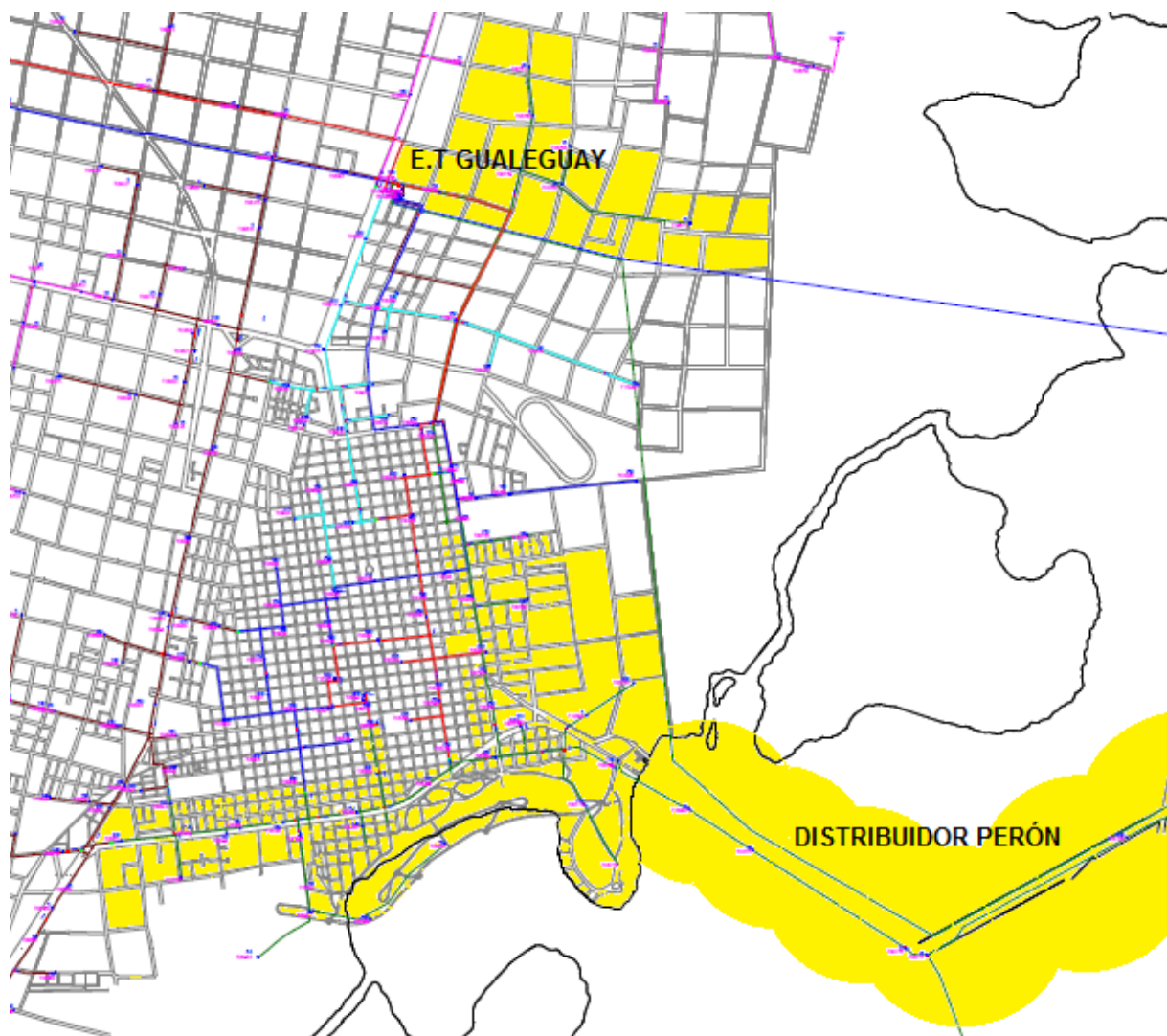


Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)
T03384	250
T03292	15
T03588	63
T03294	160
T03295	250
T13183	400
T03278	315
T03826	315
T03827	500
T03584	160
T03828	160

T03829	500
T03300	250
T03301	200
T03302	630
T03303	630
T03304	250
T03305	400
T03306	400
Nº de subestaciones instaladas	<b>19</b>
<b>Potencia total instalada (kVA)</b>	<b>5848</b>

### Distribuidor Perón.

El distribuidor Perón atraviesa a la ciudad desde la zona norte hasta la zona sur de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica principalmente a la zona sur de la ciudad y a la electrificación rural sur hasta la localidad de Enrique Carbó, actualmente tienen una demanda máxima de 4,5 MVA. La línea tiene una disposición coplanar vertical, conductores de Al de 185 mm<sup>2</sup> de sección y torres de H°A°.



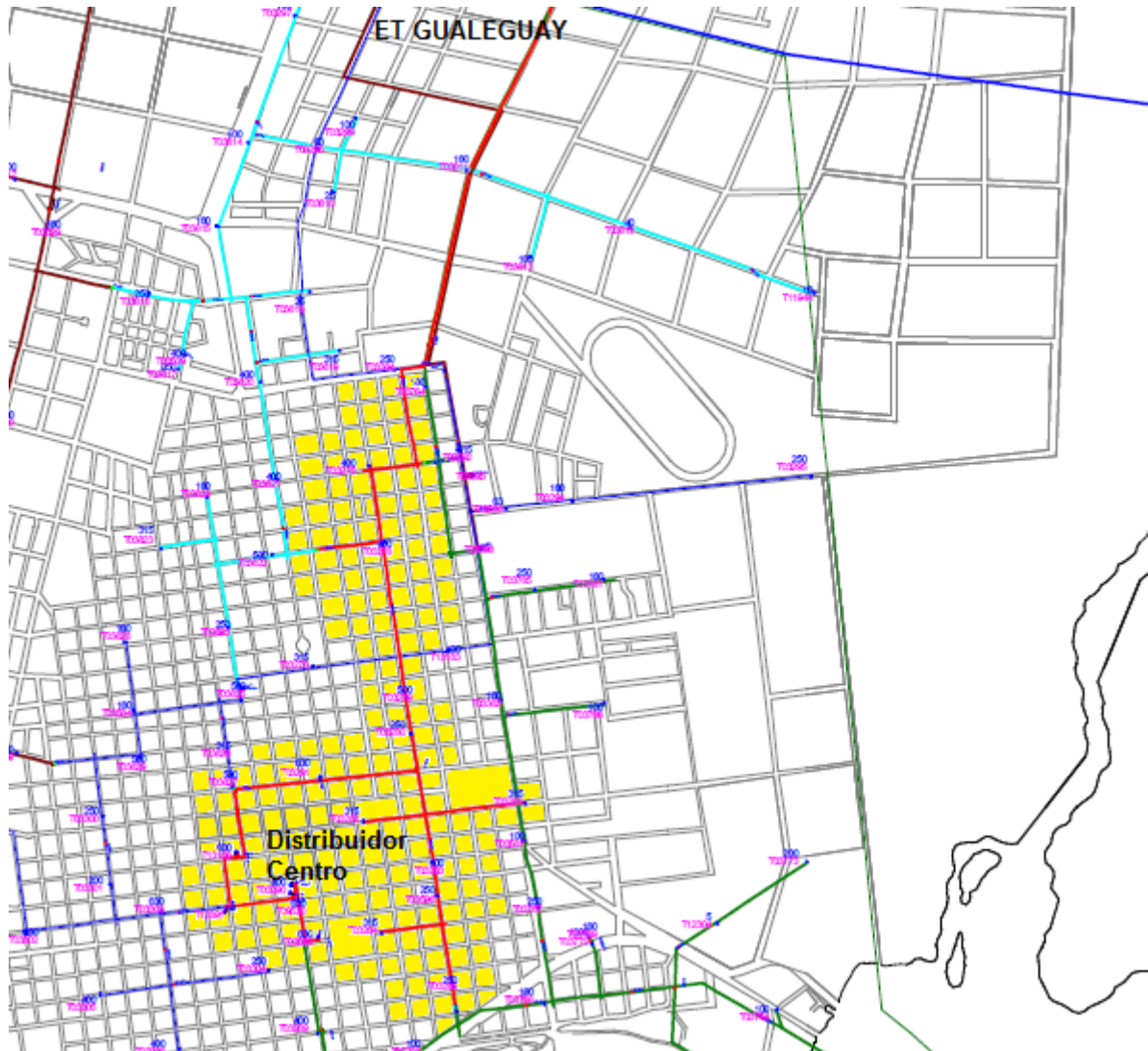




Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)	Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)	Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)
T03758	63	T03776	10	T03270	100
T03759	5	T03777	16	T12305	160
T03760	5	T03778	5	T03271	160
T03761	40	T03591	16	T03272	63
T03762	25	T03781	10	T03273	10
T03763	16	T03779	25	T03274	160
T09511	16	T03785	400	T03768	160
T03764	160	T03786	25	T03286	100
T03765	250	T03787	25	T03289	400
T13181	160	T03788	25	T03287	160
T03383	160	T03789	5	T03288	250
T03766	100	T03790	10	T03346	80
T03581	100	T03381	10	T13182	63
T03767	250	T03791	16	T03347	25
T03769	160	T03792	5	T03348	63
T03770	1000	T03793	5	T03349	630
T03771	100	T03794	63	T03350	160
T03772	100	T03795	5	T13185	160
T12304	5	T03796	16	T03345	160
T03773	200	T03594	250	T03344	100
T03774	100	T03797	5	T03343	200
T03382	16	T03798	16	T03342	100
T03775	25	T03799	5	T13727	100
N° de subestaciones instaladas			<b>69</b>		
Potencia total instalada (kVA)			<b>7588</b>		

### Distribuidor Centro.

El distribuidor Centro se distribuye en la parte céntrica de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica a dicha zona, actualmente tienen una demanda máxima de 5 MVA. La línea tiene una disposición coplanar horizontal, conductores de Al de 185 mm<sup>2</sup> de sección y torres de H°A°.

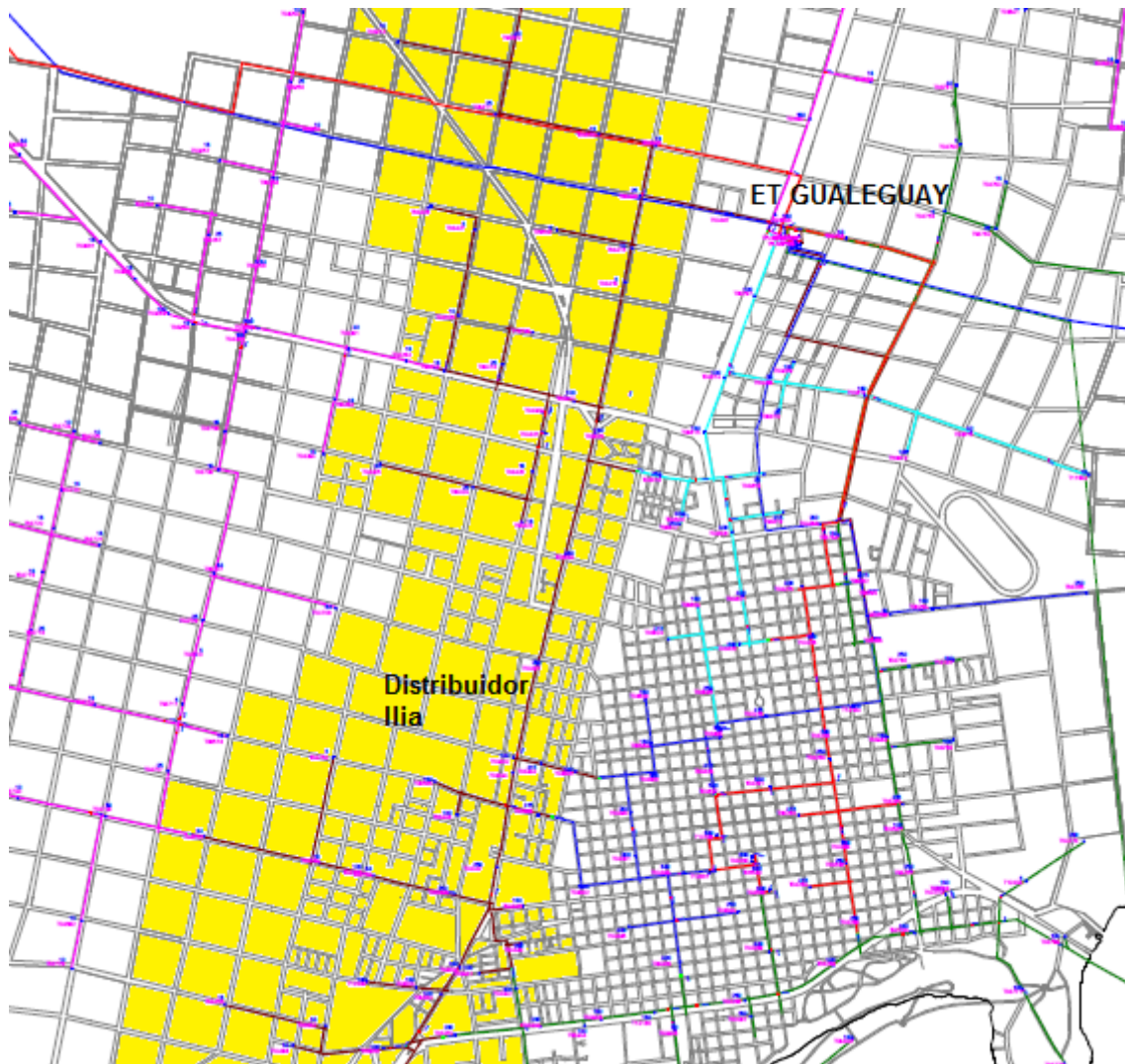


Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)
T03275	400
T03276	400
T03279	500
T03280	250
T03291	630
T13186	630
T12191	500
T03290	800
T09530	630
T03590	630
T03281	315
T03282	315
T03283	400
T03596	250

T03284	315
T03285	250
N° de subestaciones instaladas	<b>16</b>
<b>Potencia total instalada (kVA)</b>	<b>7215</b>

### Distribuidor Illia.

El distribuidor Illia se distribuye rodeando a la parte oeste de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica a dicha zona y parte de la electrificación rural hasta la localidad de Puerto Ruiz, actualmente tienen una demanda máxima de 4,7 MVA. La línea tiene una disposición coplanar horizontal, conductores de Al de 185 mm<sup>2</sup> de sección y torres de H°A°.

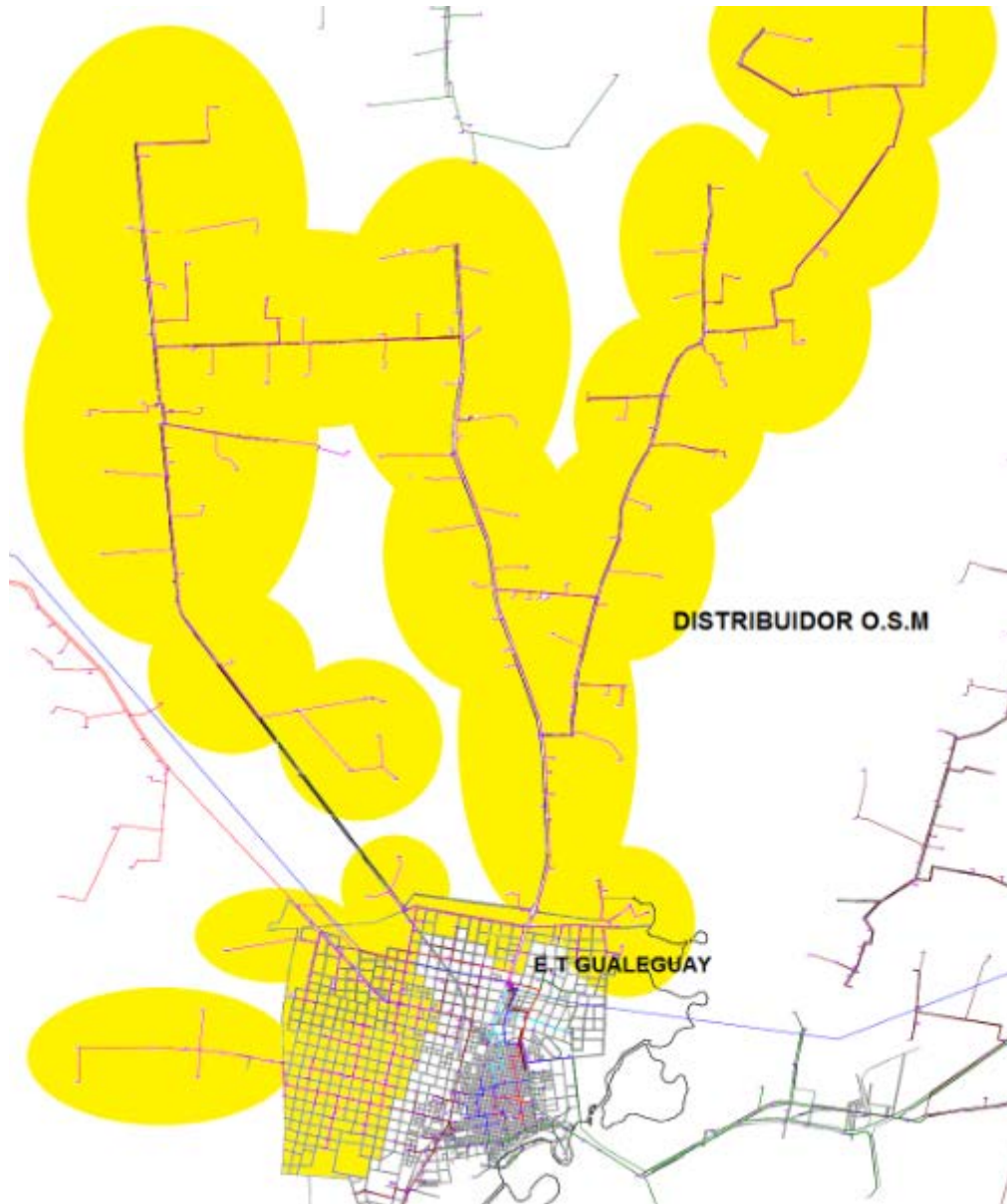




Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)	Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)	Identificación de la Subestación	Potencia de la subestación (kVA)
T03307	16	T03331	250	T03357	63
T03308	25	T03332	100	T03358	16
T03309	16	T03333	315	T03359	25
T03310	16	T03609	160	T03360	5
T03311	25	T03334	100	T03361	63
T03312	10	T03335	315	T03362	63
T03313	10	T03336	100	T03363	100
T03314	10	T03585	160	T03364	63
T03315	10	T03337	250	T03365	63
T09537	5	T03339	160	T03366	63
T03316	5	T03338	250	T03367	63
T03317	100	T03756	63	T03368	40
T03319	16	T03755	100	T03369	5
T03326	10	T03753	10	T03370	5
T03327	5	T03752	63	T03371	160
T03328	5	T03754	5	T03372	16
T03318	25	T03339	160	T03373	16
T13730	25	T03340	200	T03558	250
T03320	25	T03341	100	T03374	10
T03321	16	T03354	160	T03375	16
T03322	16	T03353	160	T03376	25
T03323	16	T12303	100	T03377	5
T03324	25	T03352	100	T03378	5
T03325	63	T03351	200	T03379	5
T03329	160	T03355	100	T03380	160
T03330	160	T03356	63		
N° de subestaciones instaladas			<b>77</b>		
<b>Potencia total instalada (kVA)</b>			<b>5864</b>		

### Distribuidor O.S.M.

El distribuidor O.S.M. principalmente se distribuye en la zona rural que se encuentra al norte y oeste de la ciudad abasteciendo de energía eléctrica a dicha zona rural y también a las localidades de Aldea Asunción, Lazo y G. Calderón, actualmente tienen una demanda máxima de 1,3 MVA. La línea tiene una disposición coplanar horizontal, conductores de Al de 120 mm<sup>2</sup> de sección y postes de madera.





Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)	Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)	Identificación de la subestación	Potencia de la subestación (kVA)
94 set de 5 kVA	470	T02885	63	T03696	63
59 set de 10 kVA	590	T02890	25	T03697	40
46 set de 16 kVA	736	T03111	25	T03698	25
T02836	160	T03113	25	T03699	63
T02837	160	T03142	25	T03701	40
T02839	63	T03174	25	T03707	63
T03557	160	T03175	25	T03708	63
T02844	63	T03247	63	T03709	25
T02854	200	T13176	63	T03713	25
T02856	250	T03249	25	T03718	25
T02858	25	T03255	25	T03725	25
T03182	25	T03259	63	T03727	25
T03194	25	T03260	500	T03728	63
T03219	25	T03261	40	T03731	25
T02866	63	T03265	100	T03733	40
T02871	25	T03267	25	T03739	25
T02872	160	T03269	100	T03742	25
T02873	25	T03692	25	T03747	40
T12894	63	T03693	63	T03751	63
N° de subestaciones instaladas			<b>260</b>		
<b>Potencia total instalada (kVA)</b>			<b>5356</b>		

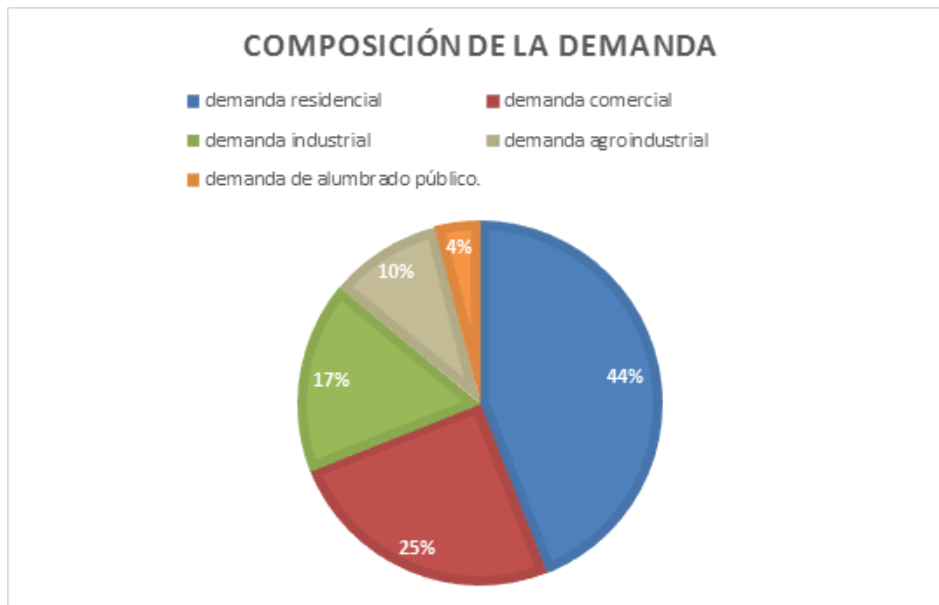
## 1.4. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA.

En este apartado se estudia el comportamiento de la demanda del sistema de distribución en la región de Gualeguay, con el objetivo de estimar cuál será la demanda de energía eléctrica que deberá sustentar dicho sistema en los próximos 30 años.

### 1.4.1. Composición de la demanda.

La demanda está compuesta por:

- demanda residencial.
- demanda comercial.
- demanda industrial.
- demanda agroindustrial.
- demanda de alumbrado público.



### 1.4.2. Datos históricos.

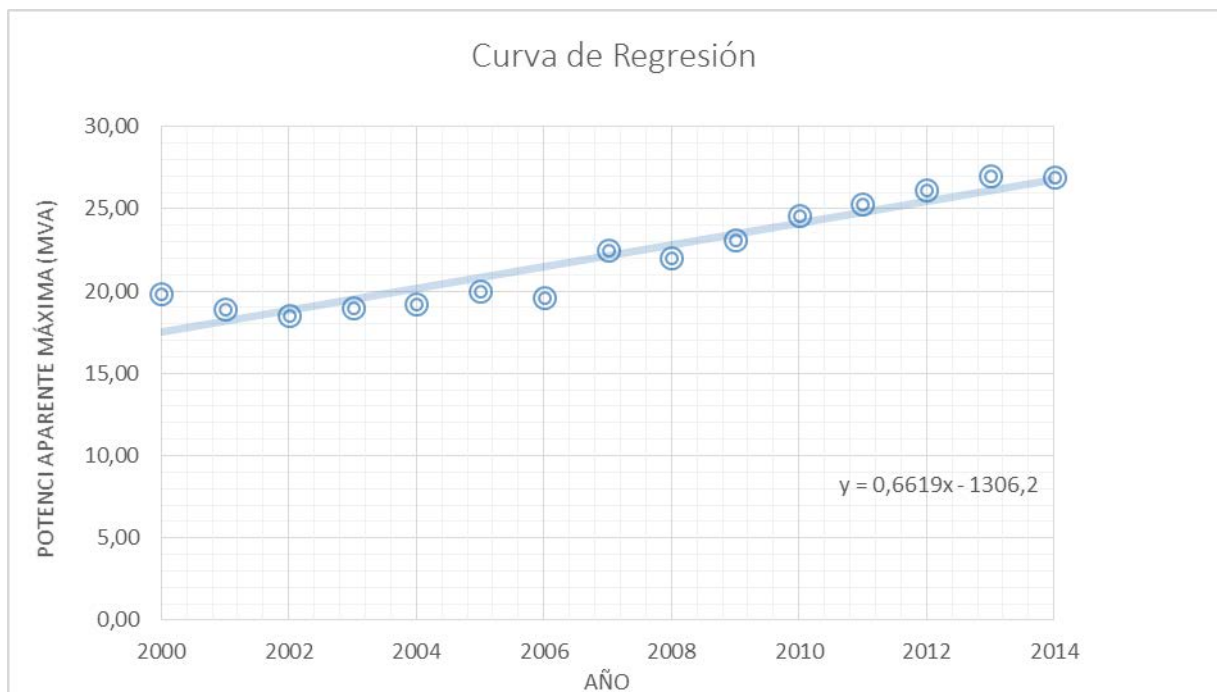
El método utilizado para estimar la demanda máxima es una proyección lineal basada en las mediciones históricas registradas en la ET, que representa el comportamiento futuro de la demanda en función de sus datos de explotación registrados.

La siguiente tabla muestra las demandas máximas históricas de la región de Gualeguay a partir del año 2000. Estos datos fueron brindados por el personal de ENERSA.

Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)
2000	19,85
2001	18,94
2002	18,53

2003	19,00
2004	19,25
2005	20,02
2006	19,61
2007	22,48
2008	22,06
2009	23,08
2010	24,58
2011	25,27
2012	26,13
2013	26,99
2014	26,91

A partir de estos datos se realizó un análisis de regresión estadística, donde se grafican estos valores y se obtiene la tasa media de crecimiento en la demanda energética correspondiente a la región de Gualeguay. Dicha tasa es 0,6619 MVA/año.

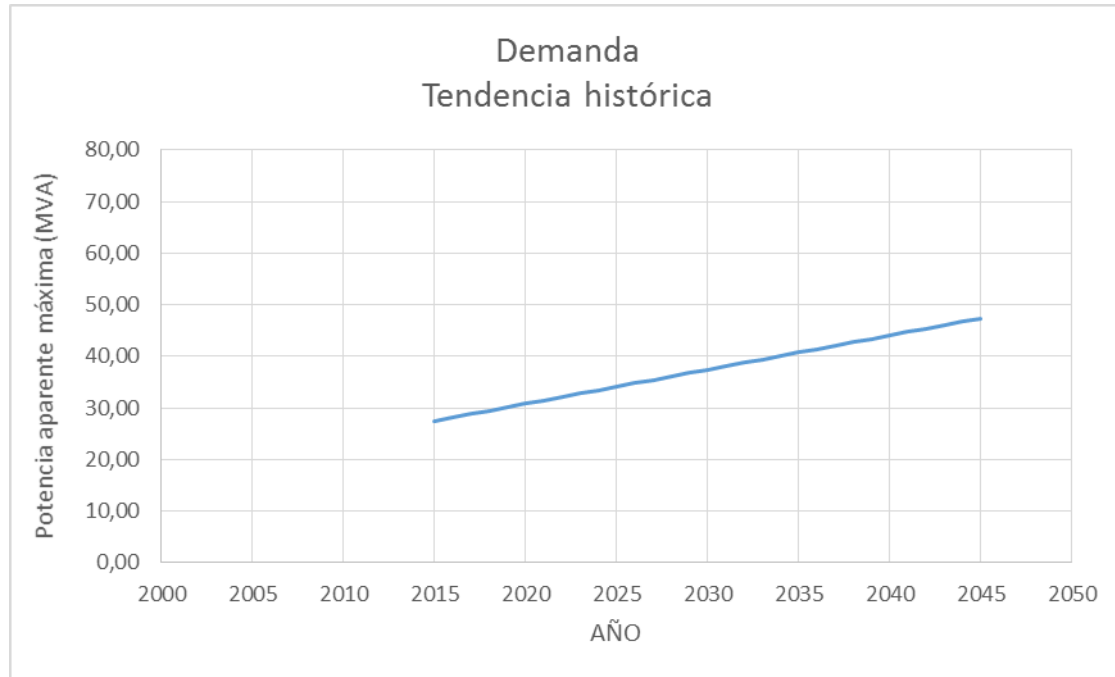


Con los resultados de este análisis, realizamos una extrapolación para obtener la demanda de los próximos años.

Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)	Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)
2015	27,53	2031	38,12
2016	28,19	2032	38,78
2017	28,85	2033	39,44
2018	29,51	2034	40,10
2019	30,18	2035	40,77
2020	30,84	2036	41,43
2021	31,50	2037	42,09
2022	32,16	2038	42,75
2023	32,82	2039	43,41



2024	33,49	2040	44,08
2025	34,15	2041	44,74
2026	34,81	2042	45,40
2027	35,47	2043	46,06
2028	36,13	2044	46,72
2029	36,80	2045	47,39
2030	37,46		



### 1.4.3. Escenarios.

A continuación se plantean tres escenarios para la estimación de la demanda máxima. El método, para dicha estimación de la demanda, es el utilizado por ENERSA, el cual es una proyección lineal basada en una tasa de crecimiento demográfico-económico aproximada a partir del año 2014.

Los tres escenarios estudiados para la región de Gualeguay son:

- Escenario Pesimista: 2% anual.
- Escenario Intermedio: 4,5% anual.
- Escenario Optimista: 6% anual.

#### Escenario pesimista.

Tasa de crecimiento del 2% anual.

Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)	Transformadores en servicio
2014	26,91	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2015	27,44	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2016	27,98	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2017	28,52	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2018	29,06	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)

2019	29,60	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2020	30,13	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2021	30,67	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2022	31,21	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2023	31,75	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2024	32,29	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2025	32,83	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2026	33,36	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2027	33,90	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2028	34,44	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2029	34,98	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2030	35,52	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2031	36,05	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2032	36,59	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2033	37,13	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2034	37,67	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2035	38,21	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2036	38,74	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2037	39,28	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2038	39,82	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2039	40,36	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2040	40,90	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2041	41,44	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2042	41,97	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2043	42,51	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2044	43,05	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2045	43,59	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)

En el cuadro anterior se muestra la evolución de la potencia máxima demandada para un crecimiento del 2 %. En el mismo se observa en color naranja cuando será necesario la incorporación de los transformadores. En el año 2026 será necesaria la implementación del primer transformador de 30 MVA, y en el año 2056 será necesaria la implementación del segundo transformador de 30 MVA.

### Escenario intermedio.

Tasa de crecimiento del 4,5% anual.

Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)	Transformadores en servicio
2014	26,91	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2015	28,12	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2016	29,33	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2017	30,54	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2018	31,75	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2019	32,96	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2020	34,17	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2021	35,38	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2022	36,59	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2023	37,80	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2024	39,01	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2025	40,22	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)

2026	41,44	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2027	42,65	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2028	43,86	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2029	45,07	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2030	46,28	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2031	47,49	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2032	48,70	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2033	49,91	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2034	51,12	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2035	52,33	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2036	53,54	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2037	54,75	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2038	55,96	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2039	57,18	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2040	58,39	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2041	59,60	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2042	60,81	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2043	62,02	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2044	63,23	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2045	64,44	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)

En el cuadro anterior se muestra la evolución de la potencia máxima demandada para un crecimiento del 4,5 %. En el mismo se observa en color naranja cuando será necesario la incorporación de los transformadores. En el año 2020 será necesaria la implementación del primer transformador de 30 MVA, y en el año 2033 será necesaria la implementación del segundo transformador de 30 MVA. Y en el año 2046 será necesario aumentar nuevamente la capacidad de la ET Gualeguay o buscar otra alternativa para abastecer la demanda de la región de Gualeguay.

### Escenario optimista.

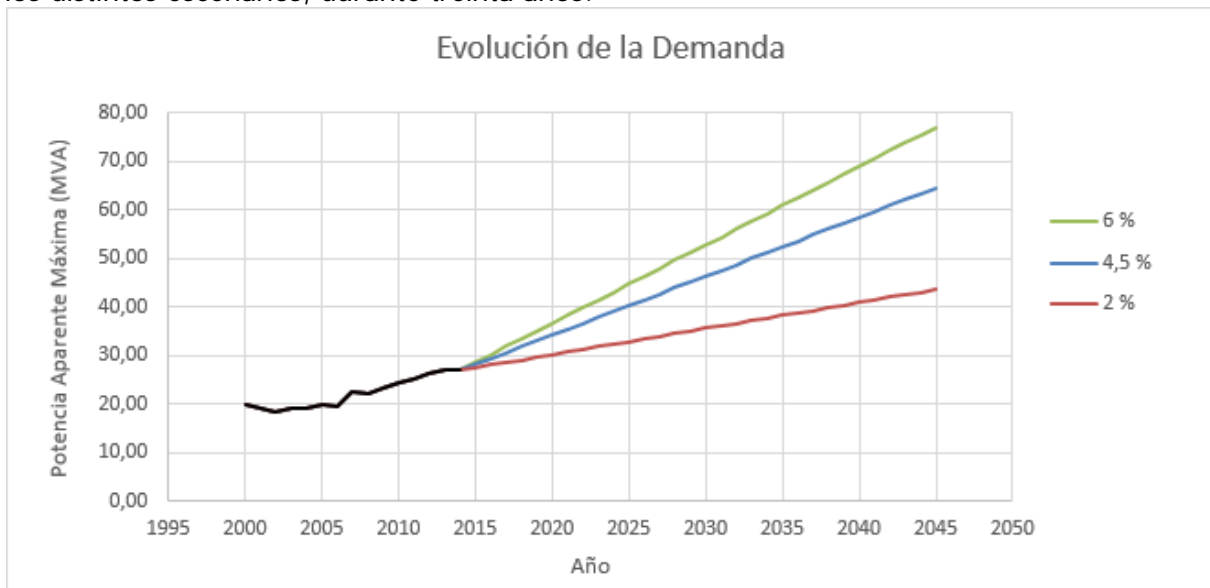
Tasa de crecimiento del 6% anual.

Periodo	Potencia aparente máxima (MVA)	Transformadores en servicio
2014	26,91	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2015	28,52	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2016	30,13	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2017	31,75	T1 (15 MVA) - T2 (15 MVA)
2018	33,36	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2019	34,98	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2020	36,59	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2021	38,21	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2022	39,82	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2023	41,44	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2024	43,05	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2025	44,66	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2026	46,28	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2027	47,89	T1 (15 MVA) - T2 (30 MVA)
2028	49,51	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2029	51,12	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2030	52,74	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)

2031	54,35	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2032	55,96	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2033	57,58	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2034	59,19	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2035	60,81	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2036	62,42	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2037	64,04	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2038	65,65	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2039	67,26	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2040	68,88	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2041	70,49	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2042	72,11	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2043	73,72	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2044	75,34	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)
2045	76,95	T1 (30 MVA) - T2 (30 MVA)

En el cuadro anterior se muestra la evolución de la potencia máxima demandada para un crecimiento del 6 %. En el mismo se observa en color naranja cuando será necesario la incorporación de los transformadores. En el año 2018 será necesaria la implementación del primer transformador de 30 MVA, y en el año 2028 será necesaria la implementación del segundo transformador de 30 MVA. Y en el año 2039 será necesario aumentar nuevamente la capacidad de la ET Gualeguay o buscar otra alternativa para abastecer la demanda de la región de Gualeguay.

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



Teniendo en cuenta que la ET Gualeguay es la única alimentación para la región, el proyecto se realiza para aumentar la capacidad de la ET en un 100%. Es decir, se reemplazarán los dos transformadores de 15 MVA por otros dos transformadores de 30 MVA, aumentando significativamente la confiabilidad del sistema.

De esta manera se podrá satisfacer la demanda de energía eléctrica en la región de Gualeguay durante los próximos treinta años.

## 1.5. PARÁMETROS PARA EL DISEÑO.

Datos del sistema de transporte.

Los datos característicos de una estación transformadora están condicionados por la red a la que se vincula. En consecuencia, es necesario partir de los datos propios del sistema de transporte. También es necesario conocer la configuración de la red, los datos característicos del equipamiento de transformación, compensación y líneas, así como las previsiones de expansión del sistema para un horizonte suficiente en relación con la importancia de las instalaciones a diseñar.

Sistema de 132 kV:

:: Tensión nominal	132 kV
:: Rango de tensión en operación en estado normal	+ - 5%
:: Máxima tensión de servicio:	145 kV
:: Frecuencia nominal:	50 Hz
:: Rango de frecuencia en operación en estado normal:	+ - 0,2%
:: Valores transitorios de frecuencia tolerables:	+3/-2
:: Potencia de cortocircuito de diseño:	5000 MVA
:: Sistema trifásico con neutro efectivamente puesto a tierra	
:: Sistema radial y mallado	
:: BIL	550 kV
:: Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial:	230 kV

Sistema de 33 kV:

:: Tensión nominal	33 kV
:: Rango de tensión en operación en estado normal	+ - 5%
:: Máxima tensión de servicio:	36 kV
:: Frecuencia nominal:	50 Hz
:: Rango de frecuencia en operación en estado normal:	+ - 0,2%
:: Valores transitorios de frecuencia tolerables:	+3/-2
:: Potencia de cortocircuito de diseño:	750 MVA
:: Sistema trifásico con neutro efectivamente puesto a tierra	
:: Sistema radial	
:: BIL	170 kV
:: Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial:	70 kV

Sistema de 13,2 kV:

:: Tensión nominal	13,2 kV
:: Rango de tensión en operación en estado normal	+ - 5%
:: Máxima tensión de servicio:	14,5 kV
:: Frecuencia nominal:	50 Hz
:: Rango de frecuencia en operación en estado normal:	+ - 0,2%
:: Valores transitorios de frecuencia tolerables:	+3/-2
:: Potencia de cortocircuito de diseño:	500 MVA
:: Sistema trifásico con neutro puesto a tierra a través de reactores trifásicos formadores de neutro (neutro no efectivamente puesto a tierra)	
:: Sistema radial	
:: BIL	95 kV
:: Rigidez dieléctrica a frecuencia industrial:	38 kV

### 1.5.1. Estudios Eléctricos.

La decisión de vincular una nueva ampliación al sistema, se trate de una demanda a abastecer o refuerzo de transmisión, normalmente viene precedida por los estudios eléctricos en estado permanente que la reglamentación vigente estipula. En consecuencia, una parte de los valores eléctricos característicos se encuentran ya definidos al iniciar el diseño; sólo es necesario completar dichos estudios en lo que respecta a:

:: Flujos de carga: permite conocer en condiciones normales y de contingencia (simple), con máxima y mínima generación, las transferencias de potencia entre las E.T., los niveles de tensión en las distintas barras de las mismas, los requerimientos de compensación necesarios para la segura operación de la red y las pérdidas presentes en el Sistema Eléctrico considerado.

De este modo se puede seleccionar:

- La capacidad del equipamiento
- Los extremos de regulación de los transformadores
- La capacidad de compensación necesaria en la red
- Las protecciones

:: Transitorios electromagnéticos.

:: Transitorios electromecánicos.

:: Cortocircuito: este estudio permite determinar los niveles de cortocircuito en las barras de las distintas E.T. con diferentes topologías de la red, y distintos parques de generación.

:: Coordinación de la aislación: permite determinar el nivel de aislamiento de los equipos así como los elementos de protección, tales como relés, pararrayos, descargadores, hilos de guardia, etc.

Mediante dichos estudios será posible definir:

:: Las características de los interruptores.

- Poder de interrupción.
- Tiempo máximo de maniobra.

:: Las características de los descargadores.

- Tensión nominal.
- Corriente de descarga.
- Energía disipada.

:: Las características de los transformadores de corriente.

- Respuesta al cortocircuito.

:: Las características de los reactores.

- Reactancia de neutro.

:: Las características de las protecciones.

- Tiempo máximo de actuación.

### 1.5.2. Flujo de carga.

Para el estudio de flujos de carga se simulan y analizan cinco posibles escenarios que involucran a la Estación Transformadora, para poder evaluar su comportamiento ante diferentes exigencias de la demanda y de las contingencias de la red.

Los escenarios analizados son:

- Demanda mínima 2015.
- Demanda máxima 2015.
- Demanda máxima 2030.
- Contingencia de LAT Gualeguay.
- Contingencia de LAT Victoria II.

*VER: ANEXO "MEMORIA DE CÁLCULO" SECCIÓN "ESTUDIOS ELÉCTRICOS".*

**Caso 1)** El flujo de potencia se realiza con las demandas mínimas del año 2015 (según guía de referencia de ENERSA), tomando en cuenta la inserción al sistema de la ET Gran Paraná, y con lo RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 132 kV (0%).

**Conclusiones:** En el estudio se aprecia un adecuado perfil de tensiones en las barras de la red de 132 kV, presentando en la barra de la ET Gualeguay una tensión de 128 kV, la cual se encuentra dentro del rango permitido (+- 10%).

La LAT Gualeguay se encuentra en un 7,6% de su capacidad de transporte y la LAT Victoria II se encuentra en un 3,9 % de su capacidad de transporte.

**Caso 2)** El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas del año 2015 (según guía de referencia de ENERSA), tomando en cuenta la inserción al sistema de la ET Gran Paraná, y con lo RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 138,6 kV (-5%).

**Conclusiones:** En el estudio se aprecia un adecuado perfil de tensiones en las barras de la red de 132 kV, presentando en la barra de la ET Gualeguay una tensión de 125,2 kV, la cual se encuentra dentro del rango permitido (+- 10%).

La LAT Gualeguay se encuentra en un 17% de su capacidad de transporte y la LAT Victoria II se encuentra en un 6,8 % de su capacidad de transporte.

**Caso 3)** El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas estimadas para el año 2030 y sin considerar ampliaciones en la red de 132 kV, y con los RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 145,2 kV (-10%).

**Conclusiones:** En el estudio se aprecia un adecuado perfil de tensiones en las barras de la red de 132 kV, presentando en la barra de la ET Gualeguay una tensión de 120,2 kV, la cual se encuentra dentro del rango permitido (+- 10%).

La LAT Gualeguay se encuentra en un 36,4% de su capacidad de transporte y la LAT Victoria II se encuentra en un 8,4 % de su capacidad de transporte. A partir de este año, tanto en el cierre del anillo sur como en otras regiones del sistema, se deben considerar futuras ampliaciones para mantener los perfiles de tensión en niveles adecuados y abastecer nuevos puntos de consumo. En esta situación, una posible solución para el sistema, sería la construcción de una nueva LAT que vincule la ET con la red, y así permitir reforzar la red en

la zona sur de Entre Ríos para poder suministrar la totalidad de la potencia instalada de la ET y garantizar un correcto suministro continuo de energía eléctrica en la región.

**Caso 4)** El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas estimadas para el año 2030, suponiendo la salida de servicio de LAT Gualeguay y sin considerar ampliaciones en la red de 132 kV, con los RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 145,2 kV (-10%).

**Conclusiones:** En este caso se aprecia en la barra de la ET Gualeguay una tensión de 72,6 kV, la cual se encuentra fuera del rango permitido (+- 10%).

La LAT Victoria II se encuentra en un 72 % de su capacidad de transporte y la LAT Gualeguay se encuentra fuera de servicio. Se puede observar que en este caso se encuentra más de una ET con problemas de tensión.

Una posible solución podría ser la construcción de una nueva LAT que vincule las ET Gualeguay y Basavilbaso. Y de esta manera se refuerza la red garantizando un correcto suministro de energía eléctrica.

**Caso 5)** El flujo de potencia se realiza con las demandas máximas estimadas para el año 2030, suponiendo la salida de servicio de LAT Victoria II y sin considerar ampliaciones en la red de 132 kV, con los RBC de los transformadores de 500/132 kV en posición tal que la tensión en sus barras sea de 145,2 kV (-10%).

**Conclusiones:** En este caso se aprecia en la barra de la ET Gualeguay una tensión de 115,1 kV, la cual se encuentra fuera del rango permitido (+- 10%).

La LAT Gualeguay se encuentra en un 46,1 % de su capacidad de transporte y la LAT Victoria II se encuentra fuera de servicio.

Una posible solución podría ser la construcción de una nueva LAT que vincule las ET Gualeguay y Basavilbaso. Y de esta manera se refuerza la red garantizando un correcto suministro de energía eléctrica.



### 1.5.3. Cortocircuito.

Los valores de corrientes de cortocircuito vienen indicados en la Guía de Referencia de ENERSA, para la red de interconexión completa en 132 kV, considerando los diferentes aportes y los tiempos fijados para el despeje de fallas. Los valores determinados en los estudios mencionados en el punto anterior permitirán verificar la capacidad de corte requerida para los interruptores de alta tensión.

Según los estudios realizados por ENERSA los niveles de cortocircuito para la ET en cuestión son:

- Potencia de cortocircuito trifásico: 464 MVA.
- Potencia de cortocircuito monofásico: 272 MVA.

Mediante el software NEPLAN verificamos estos valores de cortocircuito en la ET Gualeguay. Para ello cargamos todos los datos de la red de 132 kV de Entre Ríos en el software y el mismo realiza el cálculo del nivel de cortocircuito según especificaciones de la norma IEC 60909.

Los resultados obtenidos fueron:

- Potencia de cortocircuito trifásico: 541 MVA
- Corriente de cortocircuito trifásico: 2,366 kA
- Potencia de cortocircuito monofásico: 306 MVA
- Corriente de cortocircuito monofásico: 1,338 kA

*VER: ANEXO "MEMORIA DE CÁLCULO" SECCIÓN "ESTUDIOS ELÉCTRICOS".*

#### Tabla resumen de resultados.

	<b>Barra I (132 kV)</b>	<b>Barra II (33 kV)</b>	<b>Barra III (13,2 kV)</b>
<b>Potencia de cortocircuito trifásico</b>	541 MVA	293,21 MVA	220 MVA
<b>Corriente de cortocircuito trifásico</b>	2,363 kA	5,13 kA	9,62 kA
<b>Potencia de cortocircuito monofásico</b>	306 MVA	210 MVA	0 MVA
<b>Corriente de cortocircuito monofásico</b>	1,338 kA	3,674 kA	0 kA

La potencia de cortocircuito para diseño utilizada por ENERSA al nivel de 132 kV es de 5000 MVA. Como se observa, en la anterior tabla, la potencia de cortocircuito trifásica en barras de 132 kV de la ET es de 541 MVA. Con lo cual todo el equipamiento e instalación de 132 kV no presentará problemas debidos a cortocircuito ante la ampliación de la ET.

La potencia de cortocircuito para diseño utilizada por ENERSA al nivel de 33 kV es de 750 MVA. Como se observa, en la anterior tabla, la potencia de cortocircuito trifásica en barras de 33 kV de la ET es de 293,21 MVA. Con lo cual todo el equipamiento e instalación de 33 kV no presentará problemas debidos a cortocircuito ante la ampliación de la ET.

La potencia de cortocircuito para diseño utilizada por ENERSA al nivel de 13,2 kV es de 500 MVA. Como se observa, en la anterior tabla, la potencia de cortocircuito trifásica en barras

de 13,2 kV de la ET es de 220 MVA. Con lo cual todo el equipamiento e instalación de 13,2 kV no presentará problemas debidos a cortocircuito ante la ampliación de la ET.

#### 1.5.4. Coordinación de la Aislación.

Para obtener una seguridad en el servicio y desplazar la descarga por sobretensión a un lugar no peligroso, se ha recurrido a un escalonamiento de las tensiones de descarga superficial o de contorneamiento, que se denomina coordinación de la aislación.

En las estaciones transformadoras se busca un valor absoluto conveniente para fijar el nivel mínimo de aislamiento. Naturalmente, cuanto mayor sea este valor, mejor será la protección contra sobretensiones pero, por otra parte, mayores serán los gastos necesarios para establecer esta protección.

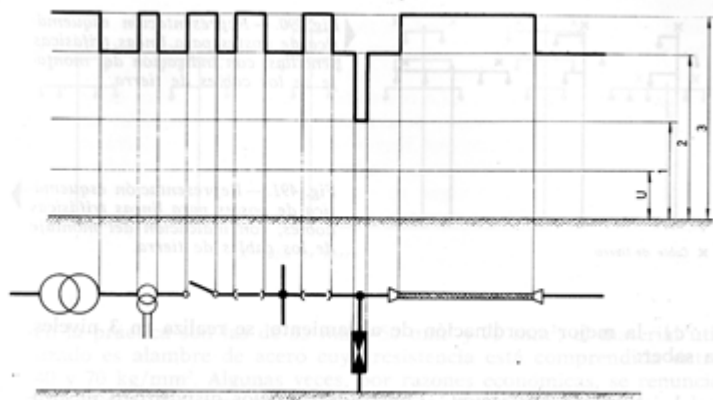
En general, podemos decir que el escalón más bajo corresponde a los descargadores de sobretensión o pararrayos. El siguiente escalón, a las separaciones de aire entre polo y tierra, por ejemplo, en aisladores, pasatapa, etc. y el escalón o nivel máximo de aislación, a los elementos con aislante sólido o líquido, como transformadores, cables, reactores, etc.

La instalación presentará 3 niveles de aislamiento. Las descargas superficiales se producirán primeramente en los sitios destinados a propósito para este objeto, es decir, en los pararrayos, que constituyen el más bajo nivel de aislamiento de la instalación. Si este nivel inferior no funciona, se producirán descargas superficiales en cualquier parte de la instalación cuyo aislamiento sea de nivel medio, quedando protegidas las partes interiores de las máquinas, transformadores y aparatos, que constituyen el nivel máximo de aislamiento.

Resumiendo, los 3 niveles de aislamiento están constituidos de la siguiente forma:

1. Nivel mínimo: pararrayos, descargadores de protección.
2. Nivel medio: aisladores, distancias libres en el aire.
3. Nivel máximo: aislantes sólidos y líquidos en el interior de transformadores y aparatos, distancias entre contactos abiertos, y entre diferentes fases de los aparatos de corte, etc.

Coordinación de aislación en 3 escalones: 1- Nivel inferior, de protección. 2 – Nivel medio, de seguridad. 3 – Nivel superior, de funcionamiento normal.



Con este sistema de coordinación, son aconsejables las siguientes relaciones entre los distintos niveles:

Nivel 2 = 25 % más elevado que nivel 1

Nivel 3 = 15 % más elevado que nivel 2

La coordinación de la aislación comprende la selección de las tensiones resistidas por los equipos y partes de una ET, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual se vinculan y teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles.

La coordinación de la aislación se realiza siguiendo lo establecido por la norma IEC 60071 – 1 Parte 4.

Los valores de las tensiones a ser soportadas por el equipamiento están dados en la norma IEC 60071-1 Rango I para tensiones inferiores a 245 kV.

### Niveles de aislación normalizados para Rango I ( $1 \text{ kV} < U_m < 245 \text{ kV}$ )

Tensión máxima para el Equipamiento $U_m$ [kV] (Valor eficaz)	Tensión resistida de corta duración a frecuencia industrial nominal. [kV] (Valor eficaz)	Tensión resistida de impulso Atmosférico nominal. [kV] (Cresta)
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
14,5	38	75
		95
36	70	145
		170
72,5	140	325
		(185)
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1050

Dichos valores no deben fijarse aisladamente, sino en coordinación con los criterios adoptados para otras instalaciones de la red, como ser la aislación de las líneas, la protección contra sobretensiones y la confiabilidad requerida al sistema. En consecuencia, la Empresa responsable del Sistema de Transporte por Distribución Troncal en Alta Tensión es quien establece los valores que deben ser utilizados.

Para el caso de las ampliaciones de instalaciones existentes, las mismas se diseñan con iguales niveles de aislación que las del equipamiento existente en la playa de alta tensión.

En instalaciones complejas, como lo son las EETT, que no pudieron ser ensayadas en su conjunto, es necesario asegurarse que la capacidad dieléctrica sea la adecuada.

El análisis de la distancia de aislamiento es relativo al de la instalación (barras, conductores, etc.) y distancias en aire, no así las correspondientes a los aparatos en sí, cuyas normas específicas fijan los ensayos a los que son sometidos debiendo cumplir con las mismas (Normas IEC correspondientes).

**Correlaciones entre tensiones resistidas atmosféricas normalizadas y las distancias mínimas en aire.**

Tensión resistida a los impulsos atmosféricos Nominal (kV)	Distancia mínima en aire (mm)	
	Punta-Estructura metálica	Conductor-Estructura metálica
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
145	270	
170	320	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900

Estas distancias están dirigidas solamente a los requerimientos de la coordinación de la aislación. Los requerimientos de seguridad pueden tener como resultado distancias sustancialmente mayores.

## 1.6. CRITERIOS DE DISEÑO Y SELECCIÓN.

### General.

En el diseño de la ampliación se mantiene los criterios de diseño de la instalación existente. También los niveles de control, la señalización, alarmas, protocolización e información visual y los niveles de calidad de su equipamiento.

Además, las obras de ampliación quedan integradas con las existentes, en lo que a disposición física se refiere.

### Configuración de barras.

Un factor importante al plantear un determinado esquema es la evaluación de la disponibilidad. Debe tenerse en cuenta que los criterios operativos imponen restricciones para la transmisión en condiciones de mantenimiento, más severas cuanto menor es la redundancia del esquema.

Las instalaciones están diseñadas de forma tal que, en situaciones de falla de un elemento en una acometida, no se interrumpa la capacidad de transporte o de transformación de la instalación y no se reduzca la confiabilidad de las otras acometidas.

El circuito eléctrico es redundante en lo que respecta a la cantidad de caminos de conexión a través de interruptores o seccionadores que pueden ser utilizados sin desconexión de las barras.

El esquema eléctrico en 132 kV tiene un doble juego de barras y acoplamiento transversal.

El esquema indicado se utiliza en instalaciones de importancia, requiriendo mayor equipamiento que en los otros sistemas. Este esquema de E.T. posibilita incrementar notablemente la flexibilidad operativa, elevando el costo final de la instalación.

A continuación se detallan ventajas y desventajas de la configuración en estudio, la cual se muestra en el esquema unifilar de la ET:

#### Ventajas:

- Cada salida puede conectarse indistintamente a cada una de las barras
- En caso de una avería de una de las barras, se produce una interrupción parcial y momentánea del servicio dado que inmediatamente se pueden transferir las líneas a la otra barra.
- Permite efectuar el mantenimiento de una barra y seccionador de barra sin interrupción del servicio
- El interruptor de acoplamiento puede utilizarse como reserva de los interruptores de línea, siendo posible la transferencia o no de las protecciones dado que ello depende de la filosofía de diseño de la E.T.

#### Desventajas:

- Mantenimiento de un interruptor implica la salida de servicio de la línea respectiva
- El mantenimiento de las barras o seccionadores de barras, implica la interrupción parcial del servicio

Para las tensiones de 33 y 13,2 kV se utilizarán juego simple de barra con acoplamiento longitudinal.

En el esquema de juego de barras simple y acoplamiento longitudinal, las barras se encuentran divididas en dos secciones (BI y BII), vinculadas a través de un equipamiento de acoplamiento longitudinal. Dicho equipamiento requiere un interruptor y dos seccionadores, motivo por el cual el esquema en estudio resulta más oneroso que el anterior.

En el esquema unifilar de la ET se muestra la configuración indicada.

A continuación se indican ventajas y desventajas de la configuración en estudio:

#### Ventajas:

- Una falla en barras, en el interruptor de una salida determinada o en su protección asociada, produce solamente la interrupción parcial del servicio.
- El sistema puede operar con dos fuentes de alimentación independientes
- Se facilita el mantenimiento

#### Desventajas:

- Las salidas no pueden transferirse de barras
- El mantenimiento de un interruptor implica la salida de servicio de la línea respectiva
- El mantenimiento de las barras o seccionadores de barras, implica la interrupción parcial del servicio.

### **1.6.1. Distancias Eléctricas.**

#### **1.6.1.1. Distancias Mínimas.**

Las distancias mínimas entre partes bajo tensión y componentes puestos a tierra vienen fijadas por la norma IEC 60071 y definen el nivel de aislación necesario en instalaciones que no pueden ser sometidas a ensayos de laboratorio.

Para prevenir descargas disruptivas en trabajos efectuados en la proximidad de partes no aisladas de instalaciones eléctricas en servicio, las separaciones mínimas medidas entre cualquier punto con tensión y la parte más próxima del operario o de las herramientas no aisladas por él utilizadas en la situación más desfavorable que pudiera producirse, serán las siguientes.

<b>NIVEL DE TENSION</b>	<b>DISTANCIA MINIMA</b>
Más de 50 V hasta 1 kV.	0,80 m
Más de 1 kV hasta 33 kV.	0,80 m
Más de 33 kV hasta 66 kV.	0,90 m
Más de 66 kV hasta 132 kV.	1,50 m
Más de 132 kV hasta 150 kV.	1,65 m
Más de 150 kV hasta 220 kV.	2,10 m
Más de 220 kV hasta 330 kV.	2,90 m
Más de 330 kV hasta 500 kV.	3,60 m

### 1.6.1.2. Distancias de Seguridad.

En este apartado se estipulan las distancias eléctricas mínimas para garantizar la seguridad del personal involucrado en tareas de operación, mantenimiento y obra en las EETT como así también en la circulación general dentro de la instalación.

En el caso de ampliaciones, las Distancias de Seguridad aquí definidas se aplicarán exclusivamente a la instalación de los nuevos equipos y sus conexiones.

#### Determinación de las distancias eléctricas de seguridad.

La Distancia Eléctrica de Seguridad se expresa como la suma de los siguientes valores:

La distancia eléctrica mínima no disruptiva, que para la Reglamentación vigente se adopta la definida por la ley N° 19587 de Higiene y Seguridad del Trabajo, las cuales corresponden a la tabla detallada en el apartado anterior (distancias mínimas). Éstas distancias se definen en la Figura **A** como "Distancia de Base".

La distancia predeterminada que depende del movimiento del personal de operación o mantenimiento, de la naturaleza de los trabajos a efectuar, y de los requerimientos de circulación y acceso determina una "Zona de Seguridad" que en la Figura A se ha definido con una distancia mínima de 2,25 m (longitud de la persona con manos extendidas) para distancias verticales y 0,9 m (longitud de los brazos de la persona) para distancias horizontales.

Se determinan a las distancias eléctricas mínimas de seguridad con las siguientes expresiones:

$$d_h = d_{base} + 0,9 \text{ [m]}$$

$$d_v = d_{base} + 2,25 \text{ [m]}$$

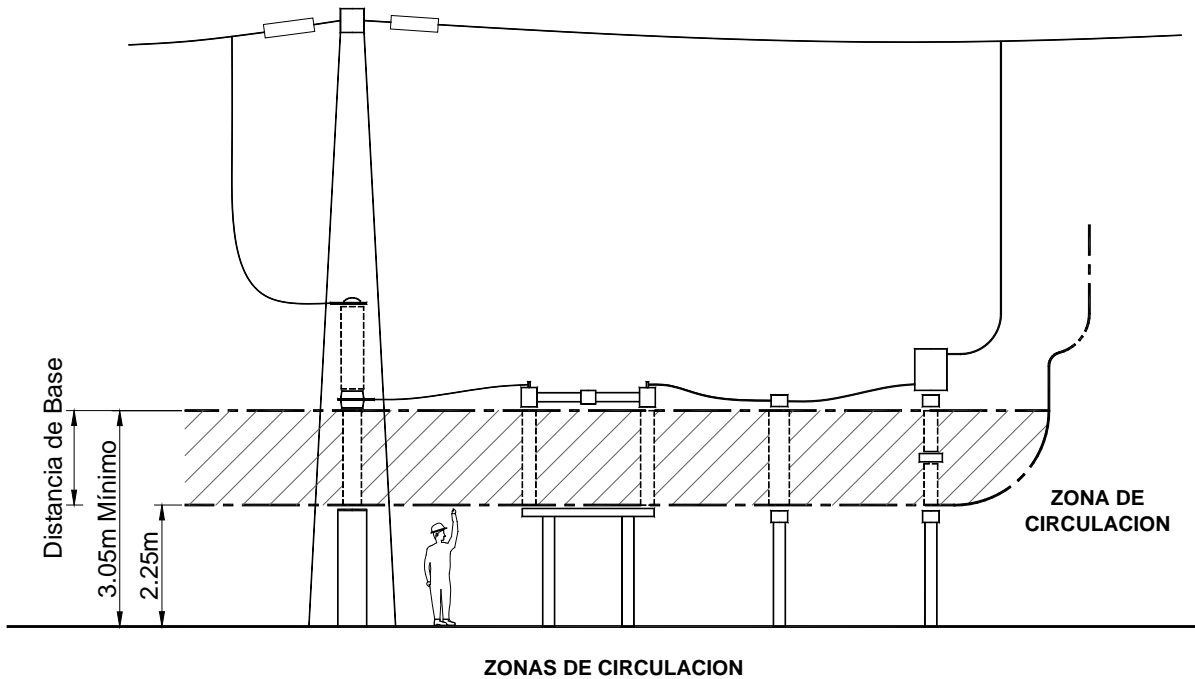
$d_h$  = distancia horizontal, en metros, que debe respetarse en todas las zonas de circulación.

$d_v$  = distancia vertical, en metros, que debe respetarse en toda la zona de circulación y nunca debe ser menor de 3,05 m.

$d_{base}$  = Distancia Base (distancias mínimas) correspondiente al nivel de tensión.

En la Figura A se representan las diferentes situaciones, ya sea para tareas de mantenimiento, circulación, etc.

Figura A. Zonas de circulación.



La distancia entre la base del aislador más cercano a tierra y el piso no deberá ser inferior a estos valores (2,25 m).

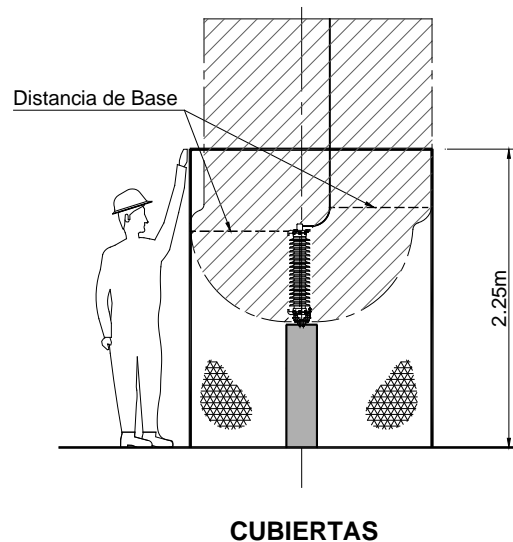
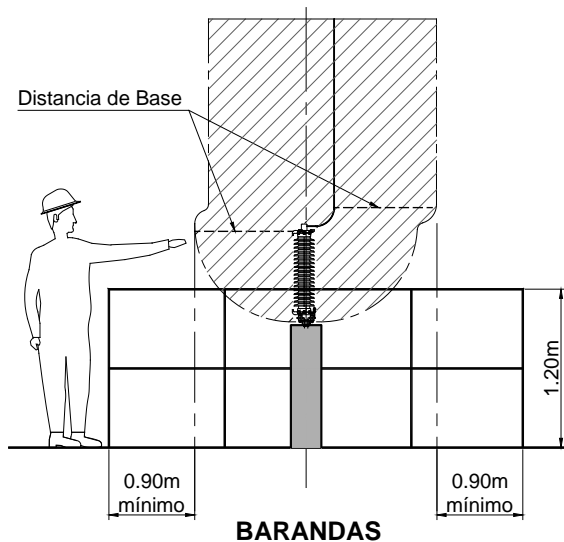
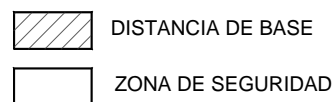
La altura mínima (dv) de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3,05 m, si no se encuentran aisladas por barreras de protección.

Las cubiertas deben ser de 2,25 m de altura y estar alejadas de las partes vivas a una distancia igual a la distancia base (dbase).

Barandas y cubiertas.

ALTURA MINIMA = DISTANCIA DE BASE + 2.25m

DISTANCIA HORIZONTAL MINIMA = DISTANCIA DE BASE + 0.90m







Las barandas deben tener 1,20 m de altura y quedar a una distancia de las partes vivas igual a la distancia base (dbase) aumentada en 0,90 m como mínimo.

**Distancias eléctricas mínimas de seguridad en función del nivel de tensión.**

TENSION NOMINAL (kV)	Df-t (m)	dh (m)	dv (m)
33	0,80	1,70	3,05
132	1,50	2,40	3,75
220	2,10	3,00	4,35
330	2,90	3,80	5,15
500	3,60	4,50	5,85

Además de las distancias mínimas, deben definirse distancias de seguridad relacionadas con las condiciones de operación y mantenimiento, basadas en la experiencia práctica.



Tensión Nominal kV	DISTANCIAS MINIMAS FASE-TIERRA (mm)			DISTANCIAS MÍNIMAS ENTRE FASES (mm)			DISTANCIAS MINIMAS DE MANTENIMIENTO Y SEGURIDAD			
	Desde Conductores Rígidos y Partes Metálicas bajo Tensión	Para Ejes de Cond. Flexibles	Entre Cond. Rígidos o Partes Metálicas bajo Tensión	Entre Ejes de Cond. Flexibles	Entre Ejes de Columnas de Seccionadores de Campos Distintos	Entre Ejes de Conductores Adyacentes Juegos de Barras Diferentes	De Partes Inferiores de Porcelana al Suelo	De Partes bajo Tensión a Pasillos o Pistas		
	A Paredes y Soportes	A Barandilla	A Cerco perimetral							
132	1520	2500	4000	1520	1600	2500	3300	3800	2300	4300
33	800	1700	4000	800	900	1700				
13,2	800	1700	4000	800	900	1700				

Para la fijación de distancias en barras tendidas deberán ser tenidos en cuenta la declinación de los conductores para viento máximo y los niveles de cortocircuito.

Para la fijación de distancias en barras rígidas deberán ser tenidos en cuenta los niveles de cortocircuito adoptándose un coeficiente de seguridad de 1,5.



### 1.6.1.3. Distancias de Fuga - Condiciones de Polución.

Para el equipamiento de playa deberá adoptarse el valor de la distancia de fuga mínima para la máxima tensión fase - tierra de operación del sistema. Para ello deberán ser tenidas en cuenta las condiciones de polución. La norma IEC 60071-2, en su Tabla 1, establece grados de contaminación en una escala de I a IV y fija para ellos las distancias de fuga mínimas entre 16 y 31 mm/kV.

## 1.7. COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.

El entorno electromagnético de un equipo está conformado por las fuentes de disturbios que lo rodean y los caminos de acoplamiento hacia dicha fuente. De forma similar, el equipo en cuestión interactúa con el medio que lo rodea a través de esos mismos caminos de acoplamiento.

La compatibilidad electromagnética debe ser analizada en cada etapa del proyecto, de modo de definir el entorno electromagnético y fijar las medidas de control.

Una parte de las interferencias puede deberse a las:

- Maniobras en el circuito de potencia.
- Descargas atmosféricas en partes bajo tensión.
- Descargas atmosféricas en partes puestas a tierra.
- Fallas a tierra.

Los caminos de acoplamiento de las interferencias pueden ser:

- Los transformadores de medida.
- Los cables de apantallamiento.
- Las envolturas metálicas.

Las medidas para evitar el acoplamiento, que deben ser estudiadas durante el diseño de una instalación, son:

- Malla de puesta a tierra y conexiones.
  - Dimensiones de la cuadrícula.
  - Densificación de la malla en torno de equipos.
  - Vinculación a distintas ramas de la malla.
  - Limitación del largo de conexiones.
  - Conexión de las estructuras de soporte.
- Cables blindados.
  - Coaxiales, triaxiales y doble apantallados.
  - Conexión a tierra del blindaje.
- Aislamiento de circuitos.
  - Alimentaciones radiales desde la fuente.
- Equipos.
  - Equipo electrónico con ensayo de interferencia.
  - Neutros de transformadores en cajas de conjunción.

## 1.8. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS GENERALES DEL EQUIPAMIENTO EN LA ET.

Las normas a que deberá responder el equipamiento, en cuanto a condiciones eléctricas, mecánicas y de ensayo son las que se especifican a continuación según el equipamiento:

Equipamiento	Norma IRAM	Norma IEC
Interruptores		62271-100
Seccionadores		62271-102
Transformadores de corriente	2344-1	60044-1
Transformadores de tensión	2344-2	60044-2
Descargadores	2472	60099-4
Cables de potencia en MT	2178	60502-2
Cables piloto	2268	60502-1
Cables de MT		62271-200

*VER: ANEXO "MEMORIA DE CÁLCULO" SECCIÓN "CÁLCULO DEL EQUIPO ELÉCTRICO DE LA ET".*

*VER: PLANO N°6: "UNIFILAR GENERAL ET GUALEGUAY".*

### 1.8.1. Equipamiento de alta tensión.

*VER: PLANO N°7: "UNIFILAR 132 KV ET GUALEGUAY".*

#### 1.8.1.1. Interruptores

Los interruptores son capaces de cerrar, conducir e interrumpir los niveles nominales de corrientes en condiciones normales de operación del sistema. Asimismo, pueden cerrar, conducir durante un tiempo especificado e interrumpir los niveles de corrientes especificadas bajo condiciones anormales.

En el siguiente cuadro se muestran las características de los interruptores en 132 kV.

Características	Datos del equipo
Fabricante	IATE-MAGRINI
Norma	IEC 62271-100
Modelo	145 MHD 1P
Tipo	Exterior
Clase de recierre	IL 1 Uni-Tripolar IL 2 Uni-Tripolar IA Tripolar
Tensión Nominal	132 kV
Tensión Máxima	145 kV
Corriente nominal	1200 A
Frecuencia	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	3000

BIL	650 kV
SIL	275 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	21 kA
Corriente de apertura ( $I_a$ )	21 kA
Corriente de cierre ( $I_s$ )	50 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	21 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA
Potencia de ruptura	5000 MVA
Tiempo total de apertura hasta la separación de los contactos	30 +/- 3ms
Tiempo de duración del arco	23 ms
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	60 ms
Ciclo de operación garantizada	A-0,3"-CA-3'-CA
Accionamiento	Neumático
Método de accionamiento	Aire comprimido
Medio aislante	SF6
Tensión auxiliar de corriente continua	110 V
Tensión auxiliar de corriente alterna	380/220 V
Numero de contactos auxiliares	10
Masa	1000 kg

### 1.8.1.2. Seccionadores.

Los seccionadores pueden abrir y cerrar circuitos con corrientes residuales, conducir permanentemente las corrientes nominales y durante el tiempo especificado las corrientes anormales, como ser las de cortocircuito. En posición "abierta" mantienen la distancia de aislación en aire fijada por las especificaciones.

Las cuchillas de tierra pueden soportar durante el tiempo especificado las corrientes de falla.

Los seccionadores son de apertura horizontal de 3 columnas y con movimiento giratorio central. Permiten la observación clara y precisa de la distancia de aislamiento en aire.

Los seccionadores de 132 kV tienen un accionamiento único para las tres fases acopladas mecánicamente.

En el siguiente cuadro se muestran las características de los seccionadores en 132 kV.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	IATE
Norma	IEC 62271-102
Modelo	STE-3C PP STE-3C FI
Tipo	Exterior
Tensión Nominal	132 kV

Tensión Máxima	145 kV
Corriente nominal	600 A
Frecuencia	50 Hz
BIL	650 kV
SIL	275 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	20 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	20 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA
Tensión auxiliar de corriente continua	110 V
Tensión auxiliar de corriente alterna	220 V
Número de contactos auxiliares de la cuchilla de puesta a tierra	6
Numero de contactos auxiliares	10
Masa	990 kg

### 1.8.1.3. Transformadores de Corriente

Son aparatos que tienen como función reducir los niveles de corriente y aislar los instrumentos de protección y medición.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario se conecta en serie con las bobinas de los aparatos de medición y protección que requieran ser energizados.

Los transformadores de corriente son especificados basándose en la corriente primaria y la clase de precisión. Son de relación múltiple para adecuarse a modificaciones futuras de la estación.

La clase de los transformadores de medida estará fijada por el uso:

- medición comercial, según la especificación CAMMESA.
- medición interna, CI 0,5
- protecciones con clase 5P.

Son convencionales de núcleo toroidal en baño de aceite con aislador de porcelana.

Los transformadores de corriente son dimensionados teniendo en cuenta la totalidad de la carga de instrumentos y relés que se les conectan en el secundario.

Poseen dos cajas de bornes independientes entre sí, una exclusiva para la conexión del circuito de medición comercial (SMEC) y la otra para la conexión del resto de las funciones.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	IATE
Norma	IEC 60044-1
Modelo	ATH -145
Tipo	Monofásico Exterior
Tensión Nominal	132 kV
Tensión Máxima	145 kV
Corriente nominal	150-300 A 75-150 A

Frecuencia	50 Hz
BIL	650 kV
SIL	275 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	30 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	30 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	75 kA
Relación de transformación	150-300/1-1 A 75-150/1-1 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P10
Núcleo 3: Medición SMEC	10 VA CI 0,2 Fs<2
Tipo de aislación	Papel - Aceite
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra
Masa	300 kg

#### 1.8.1.4. Transformadores de Tensión

Son aparatos que tienen como función reducir los niveles de tensión y aislar los instrumentos de protección y medición.

El primario del transformador se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección que requieran ser energizados.

Los transformadores de tensión son inductivos en baño de aceite con aislador de porcelana.

La clase de los transformadores de medida es fijada por el uso:

- medición comercial, según la especificación CAMMESA.
- medición interna y protección, CI 0,5

Poseen dos cajas de bornes independientes entre sí, una exclusiva para la conexión del circuito de medición comercial (SMEC) y la otra para la conexión del resto de las funciones.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	IATE
Norma	IEC 60044-2
Modelo	TVH -145
Tipo	Monofásico Exterior
Tensión Nominal	132 kV
Tensión Máxima	145 kV
Frecuencia	50 Hz
BIL	650 kV
SIL	275 kV
Relación de transformación	$\frac{132}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$
Núcleo 1: Medición SMEC	30 VA CI 0,2 Fs<2
Núcleo 2: Medición y Protección	200 VA CI 0,5 Fs<5
Tipo de aislación	Papel - Aceite

Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra
Masa	355 kg

### 1.8.1.5. Descargadores de Sobretensión

La protección contra sobretensiones tiene por objeto el preservar los elementos que constituyen una instalación por la acción perjudicial de las sobretensiones que pueden aparecer durante el servicio, podemos distinguir dos clases de sobretensiones:

- :: Sobretensiones de origen externo.
- :: Sobretensiones de origen interno.

En la protección contra sobretensiones se utilizan pararrayos de efecto valvular. El pararrayo autovalvular básicamente es una combinación de un explosor en serie con una resistencia variable, que se conecta por un borne a la línea y por el otro a tierra. Esta resistencia variable, tiene la propiedad de variar su resistencia con mucha rapidez, disminuyendo cuanto mayor sea la tensión aplicada y adquiriendo un valor elevado al reducirse ésta, se convierte así, el pararrayos en una válvula de seguridad.

Los descargadores instalados son los que utilizan resistores de óxido metálico, y que deben ser seleccionados basándose en los siguientes criterios:

- Máxima tensión de frecuencia industrial.
- Capacidad de absorción de energía.
- Máxima tensión de operación continua (MCOV).

De acuerdo a la norma IEC 60071, el nivel de protección requerido surge del estudio de coordinación de la aislación como relación con respecto a la tensión de impulso del equipamiento protegido.

El descargador es emplazado lo más cerca posible del equipo a proteger. Si esto no fuera posible, la limitación de sobretensión para el equipo protegido se verifica según lo indicado en la norma IEC 60071-2 (punto 2.3.4.5).

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	ASEA
Norma	
Modelo	XAF -120
Tipo	Descargador de óxido de zinc
Frecuencia	50 Hz
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra
BIL	722 kV
SIL	293 kV
Corriente nominal	10 kA
Clase de descarga	3
Tensión Nominal ( $U_{nd}$ )	120 kV
Tensión de operación permanente (COV)	96 kV
Tensión residual con 10 KA ( $U_{res}$ )	288 kV
Línea de fuga	3835 mm
Altura	1460 mm



Carga dinámica máxima	3000 N
Masa	71 kg

### 1.8.1.6. Trampa de onda.

Las líneas de transmisión también son utilizadas para la transmisión de señales de onda portadora entre 30 kHz y 500 kHz, para telecontrol, telefonía, teleprotección, telemedición, etc., comúnmente llamado "sistema de onda portadora"(carrier).

Este sistema de comunicación vincula dos subestaciones (comunicación a distancia).

La bobina de onda portadora (también llamada bobina de bloqueo o trampa de onda) tiene la función de impedir que las señales de alta frecuencia sean derivadas en direcciones indeseables, sin perjuicio de la transmisión de energía en la frecuencia industrial. La bobina de bloqueo es, por lo tanto, acoplada en serie con las líneas de transmisión de alta tensión que deben ser dimensionadas para soportar la corriente nominal de la línea en la frecuencia industrial y las corrientes de cortocircuito a las cuales están sujetas las líneas de transmisión.

Para poder ser utilizados con los equipos de comunicaciones por onda portadora, los capacitores de acoplamiento deberán estar sujetos a las prescripciones de la norma IEC 60358 y 60481, y las bobinas de bloqueo deberán cumplir con la norma IEC 60353.

Dentro del Sistema de OP deberán especificarse los elementos y equipos constitutivos del mismo, con un mínimo de valores como sigue:

#### **Trampas de onda**

Banda de frecuencia o rango.

Valor mínimo de la componente resistiva ( $R_{min}$ ;  $Z_{bn}$ ) dentro del rango de frecuencia.

Corriente nominal permanente.

Corriente de cortocircuito de corta duración térmica (1 s).

Corriente de cortocircuito de corta duración dinámica.

#### **Capacitor de acoplamiento**

Tensión admisible con onda de impulso de 1,2/ 50  $\mu$ s.

Capacidad nominal.

Tensión resistida a 50 Hz, durante un minuto (seco).

Pérdida de inserción máxima.

#### **Unidad de acoplamiento**

Pérdida de inserción máxima.

Banda de frecuencia o rango.

Atenuación de retorno mínima.

#### **Cable coaxial**

Simple o doble malla.

Impedancia característica.

Armadura.

Rango de frecuencia de operación.

Atenuación máxima dentro del rango de frecuencias.



### **Equipos de onda portadora**

Banda de frecuencia a transmitir.

Impedancia característica de la salida de RF.

Atenuación de retorno dentro del rango de frecuencia.

Banda lateral transmitida.

Carga de información.

Impedancia de entrada y salida en voz y datos.

#### **1.8.1.7. Transformadores de Potencia**

Los transformadores de potencia son unidades trifásicas de tres arrollamientos.

Poseen regulador bajo carga con regulación automática de tensión. Serán aislados en aceite y con refrigeración natural / forzada, ONAN / ONAF.

Responden básicamente a las últimas versiones de las siguientes normas y/o recomendaciones:

- IRAM DE APLICACIÓN VIGENTES, en especial las de Aseguramiento de la Calidad.
- IEC 60076.- Transformador de Potencia
- IEC 60137.- Aisladores pasantes (bushings) para tensiones superiores a 1000 V.
- IEC 60214.- Conmutadores de tomas bajo carga
- IEC 60354.- Guía para carga de transformadores en baño de aceite.
- IEC 60606.- Guía de aplicación para Transformador de Potencia.
- IRAM y/o IEC asociadas a las anteriores y que sean de aplicación.

El área que circunda a los transformadores y los equipos allí ubicados está protegida contra eventuales accidentes tales como la explosión del transformador (muros parallamas) o el derrame del aceite aislante (cuba de contención). Las características de estas construcciones responden a las recomendaciones de la normativa vigente y respetan las exigencias sobre la protección del medio ambiente.

Estas instalaciones de protección mantienen distancias mínimas de montaje y permiten un fácil mantenimiento de los equipos. Los accesos a válvulas, cajas, sensores, etc. quedan despejados.

#### **Transformador de potencia a instalar.**

Se instalarán dos transformadores de potencia trifásicos, con tres arrollamientos, en baño de aceite de tipo exterior para la transformación de 132/33/13,2 kV. Cada uno de estos tiene una potencia de 30 MVA y reemplazarán a los transformadores existentes de 15 MVA. Dichos transformadores estarán instalados en la playa de maniobra en sus respectivos campos de ubicación y separados entre sí por muros parallamas de dimensiones correspondientes. Los transformadores dispondrán de bobinados conectados en estrella con el neutro rígidamente a tierra en el lado de 132 kV y 33 kV y con bobinados conectados en triángulo con el neutro formado artificialmente por un reactor del lado de 13,2 kV.

La EE.TT. dispone de vías de rodaje de los transformadores para el desplazamiento de los mismos hacia su posición.

Existe un único depósito de recogida de aceite con capacidad suficiente para cada uno de los dos transformadores instalados.

### Características constructivas.

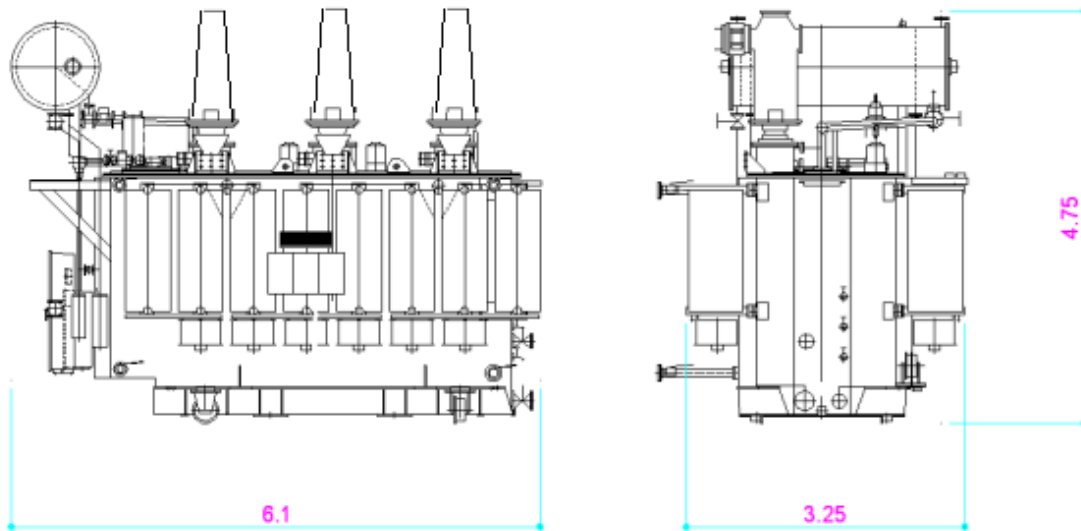
- Norma de fabricación:	IEC 60076
- Tipo de servicio:	Continuo
- Sistema de refrigeración:	ONAN (0-70%) y ONAF (70-100%)
- Potencia nominal:	30 / 20 / 30 MVA
- Tensiones nominales:	
::Primario	132 kV
::Secundario	33 kV
::Terciario	13,2 kV
- BIL:	650 kV
- SIL:	275 kV
- Rango de regulación en 132 kV (bajo carga):	$132 \pm 10 \times 1,25 \% \text{ kV}$
- Rango de regulación en 33 kV (sin carga):	$34,5 \pm 2 \times 2,5 \% \text{ kV}$
- Frecuencia:	50 Hz
- Grupo de conexión:	YN/yn0/d11
- Impedancias directas de cortocircuito entre arrollamientos (referidas al primario):	
::Xps:	10,31 %
::Xpt:	17,81 %
::Xst:	6,6 %
- Impedancias homopolares de cortocircuito (referidas al primario):	
::Xo1:	8,74 %
::Xo2:	0,55 %
::Xo3:	4,89 %
- Clase de aislamiento:	A
- Calentamiento promedio del aceite:	$\leq 60^\circ \text{ C}$
- Calentamiento promedio de los arrollamientos:	$\leq 65^\circ \text{ C}$
- Calentamiento máximo del aceite:	$\leq 105^\circ \text{ C}$
- Calentamiento máximo de los arrollamientos:	$\leq 120^\circ \text{ C}$
- Temperatura máxima del ambiente:	45° C
- Temperatura mínima del ambiente:	-10° C
- Humedad relativa máxima (a 25 °C):	100 %
- Altitud máxima sobre el nivel del mar:	100 m
- Regulación en carga:	Si
- Nivel máximo de ruido (a 1 m de la cuba):	75 dB (A)
- Tensión SS.AA y regulador:	400/230V $\pm 10\%$ 110 Vcc+17% -15% Vcc

A continuación se desarrollan las características más relevantes de los 2 transformadores de potencia.

### Dimensiones y pesos

El transformador de 30 MVA de tipo interior fabricado por Tadeo Czerweny SA dispone de las siguientes dimensiones:

- Ancho: 6,1 m
- Largo: 3,25 m
- Altura: 4,75 m



Los pesos del transformador son:

- Peso total instalado: 69000 kg
- Peso total de aceite: 34000 kg

### Cuba

La cuba será de chapa de acero al carbono y dispondrá de perfiles con la finalidad de aumentar su rigidez mecánica. Tanto las tuberías de refrigeración como el depósito de expansión deberán soportar el vacío y será perfectamente estanco (cuba incluida).

La cuba estará equipada con los siguientes accesorios que a continuación se desarrollan:

- 4 soportes para el empleo de gatos hidráulicos
- 4 bulones para el correcto izado del trafo.
- Agujeros de arrastre
- 4 ruedas de pestaña para su movimiento sobre perfiles UPN 180.
- Liberadores de presión
- Tomas de tierra para su conexión a la malla de puesta a tierra

### Depósito de expansión

El calentamiento del aceite del transformador hace que el aceite se dilate, con lo que una parte de él asciende de la cuba hacia el depósito de expansión. Este tendrá asociados unos contactos eléctricos que informen un correcto nivel mínimo (transformador en vacío o desacoplado) y un correcto nivel máximo (en caliente).

Adicionalmente se instalará en el interior del depósito de expansión un desecador químico, silicagel, cuya finalidad es absorber las posibles humedades que pueda contener el aceite evitando una reducción de la rigidez dieléctrica del aislante.



Éste será de chapa de acero al carbono y constará de dos compartimentos no comunicados e independientes:

1. Uno para contener el aceite del transformador
2. Uno para contener el aceite del cambiador de tomas, Jansen, en carga.

### **Núcleo magnético**

El transformador trifásico de potencia será de un único núcleo de tres columnas.

La construcción del núcleo deberá ser tal que reduzca al mínimo las corrientes parásitas.

Se fabricará mediante chapas de acero, de bajas pérdidas por histéresis y alta permeabilidad magnética. Cada chapa deberá cubrirse de material aislante resistente al aceite caliente (conocido comercialmente como "carlite"), debiendo estar exentas de impurezas y perfectamente aplanadas.

Las chapas magnéticas deben montarse de manera tal, que existan en el núcleo amplios conductos de enfriamiento para eliminar puntos calientes, y que se obtengan una distribución uniforme y simétrica del campo magnético.

Las columnas deberán ser fuertemente prensadas por medio de bloqueos y pernos pasantes adecuadamente aislados.

El armazón que soporta el núcleo será una estructura reforzada que reúna la resistencia mecánica adecuada y no presente deformaciones permanentes en ninguna de sus partes.

Toda la estructura de sujeción debe ser realizada de modo que se reduzcan al mínimo las corrientes parásitas.

Se proveerán de asas de izado u otros medios para levantar convenientemente el núcleo con los arrollamientos. Esta operación no deberá someter a esfuerzos inadmisibles al núcleo o a su aislamiento.

Por diseño, se minimizarán al máximo las vibraciones de la máquina una vez puesta en servicio bajo cualquier condición de operación.

Los núcleos son producidos a partir de chapa de hierro silicio de grano orientado, con un espesor de 0,35 mm, en calidad tipo M3.

### **Arrollamiento**

Los arrollamientos serán conductores de cobre electrolítico, exentos de impurezas, aislados con papel, y en cuanto sea posible, sin soldaduras.

Los materiales empleados serán insolubles y químicamente inactivos en baño de aceite caliente.

Las bobinas y el núcleo, completamente ensamblados, deberán secarse al vacío e inmediatamente después impregnarse de aceite dieléctrico para asegurar así la eliminación de humedad y aire de los materiales aislantes.

### **Aceite mineral**

El aceite dieléctrico será mineral, de primera calidad, obtenido de la destilación fraccionada del petróleo en bruto, especialmente refinado para el uso como medio aislante y de enfriamiento de los transformadores. El aceite será libre de componentes de policlorobifenilos (PCB) y no inhibido. Será aceite ELECTRA de YPF

El aceite deberá satisfacer las siguientes prescripciones según la norma IEC-60296:

- Resistencia dieléctrica no inferior a 30.000 V, entre discos de diámetro 25 mm distanciados de 2.5 mm
- Punto de Fluidez mínimo a -40 °C.
- Punto de evaporación no inferior a 132 °C
- Punto de combustión, no inferior a 148 °C.

## Bornes

Los bornes o pasatapas a instalar tanto en la lado de alta y como en los lados de baja del transformador serán del tipo enchufables. Dichos pasatapas permitirán reducir al máximo las posibilidades de cortocircuitos en barras del transformador.

Los bornes de AT serán papel-aceite y deberán soportar correctamente las condiciones eléctricas y permitirá la correcta conexión del conductor de AT.

Para conseguir el tipo de borne enchufable, se dispondrán una caja adaptadora de aceite para cada fase, unida a la cuba mediante unión atornillada con tornillo pasante en ambos extremos, y preparada para recibir la botella terminal del conductor. Las bornes de MT también serán papel-aceite.

## Cambiador de tomas en carga

El cambiador de tomas o regulador en carga es un mecanismo mecánico que permite modificar la relación de transformación de la máquina, a través de una selección variable de espiras.

La regulación se hará en el lado de AT y dispondrá un total de 21 posiciones, siendo la posición 1 la de mayor tensión y la 21 la de menor.

Dispondrá de los enclavamientos adecuados para evitar operaciones falsas o intempestivas. En particular, se debe evitar que el pasar de uno a otro escalón adyacente, el conmutador se pare en posición intermedia y que una conmutación, una vez iniciada, no se concluya. Asimismo, permitirá operación local manual mediante manivela extrapole suministrada para tal fin, bloqueándose el motor en caso de inserción de manivela

El control seguirá el principio de "paso a paso". El armario de accionamiento contendrá todas las partes mecánicas y eléctricas para el mando del cambiador de tomas.

### 1.8.1.8. Aisladores Soporte

Los aisladores soportes para barras y conexiones cumplen con la norma IEC 60273 en cuanto a condiciones generales y con la IEC 60168 en cuanto a ensayos.

Sus características eléctricas son las del resto del equipamiento y las mecánicas surgen de un cálculo en el que se consideren los esfuerzos transmitidos desde las barras. Son verificados para las condiciones de cortocircuito máximo.

### 1.8.1.9. Barras, conductores y cables.

*VER: ANEXO "MEMORIA DE CÁLCULO" SECCIÓN "BARRAS, CONDUCTORES Y CABLES".*

Las barras y los conductores utilizados en las instalaciones de potencia son del tipo rígido tubular y flexible. Son dimensionados para las máximas condiciones de carga resultante del circuito eléctrico adoptado. Para las instalaciones de 132 kV las condiciones más habituales son las siguientes:

#### **Barras Principales flexibles.**

Las barras principales son flexibles tendidas.

Las barras tendidas están conformadas por haces de conductores retenidos por cadenas de aisladores a estructuras aporticadas. Son dimensionadas bajo consideraciones térmicas y dinámicas para las corrientes máximas proyectadas nominales y de cortocircuito. Son dimensionadas mecánicamente de forma tal que las variaciones de flecha por temperatura y las oscilaciones por vientos sean compatibles con las conexiones a los seccionadores.



Los conductores son de aluminio con alma de acero y la sección de los conductores en barras de 132 kV es de 300/50 mm<sup>2</sup>.

Las barras flexibles tienen un vano (distancia de pórtico a pórtico de retención de barras) de 80 m.

Las bajadas se realizarán con un solo conductor de la misma sección elemental de las barras.

### **Barras Rígidas**

Las barras son tubulares de cobre para uso eléctrico, de diámetro 32 mm y un espesor de pared de 8 mm.

Son dimensionadas bajo consideraciones térmicas y dinámicas para las corrientes máximas proyectadas y de cortocircuito, adoptándose un coeficiente de seguridad de 1,5.

Están montadas sobre aisladores soportes, cuyo vano máximo es determinado en función de que la flecha máxima en condiciones de máxima temperatura no sea mayor del 1%.

Las barras son soldadas, en cuyo caso tienen un sólo morseto de fijación central y libre dilatación a ambos lados, con morsetos en cada soporte que fijan un extremo del tramo y que unen los tramos entre sí mediante una conexión flexible con capacidad de corriente para el diseño máximo de las barras.

### **Conectores para Conductores y Barras.**

Las barras y conductores utilizados en las instalaciones de potencia, sean de tipo rígido tubular o flexibles, están conectados mediante piezas de conexión de tipo abulonadas, soldadas o de compresión. Todos los conectores están diseñados teniendo en cuenta los efectos térmicos de expansión y contracción evitando las tensiones resultantes.

Los conectores están diseñados para evitar la acumulación de polvo y suciedad. Donde puede haber corrosión se disponen de conexiones bimetálicas.

Están diseñados para reducir el efecto corona, manteniendo los niveles de descargas establecidos para la instalación.

Su diseño es tal que no se producirán elevaciones de temperatura en los puntos de unión aún con sobrecargas de corriente del 20 % de la corriente nominal referida a la temperatura de la barra. La resistencia eléctrica correspondiente a su longitud media es igual o menor que una longitud equivalente de los conductores que conecta.

Los morsetos destinados a bornes del transformador de potencia y los transformadores de corriente tienen juntas de dilatación.

La bulonería que se emplea en los conectores es de acero inoxidable.



## Cables de Media Tensión

Los cables de media tensión tienen conductores de cobre, aislación XLPE, vaina exterior de PVC según Norma IRAM 2178/IEC 60502-2 y son de la categoría II para cables hasta 13,2 kV y categoría I para 33 kV. Están protegidos mecánicamente con armadura metálica bajo la vaina de PVC exterior.

Los cables en 33 kV se utilizan para acometida a las barras, tienen una sección de  $2 \times 50 \text{ mm}^2$  y se encuentran tendidos sobre canales adecuadamente diseñados para dichos cables.

Los cables en 13,2 kV se utilizan para acometida a las barras, tienen una sección de  $2 \times 240 \text{ mm}^2$  y se encuentran tendidos sobre canales adecuadamente diseñados para dichos cables. Estos cables deben sustituirse por cables de las mismas características pero con una sección mayor de  $2 \times 500 \text{ mm}^2$ , y así soportar las condiciones impuestas por el aumento de potencia instalada en ET.





## 1.8.2. Equipamiento de 33 kV.

VER: PLANO N°8: "UNIFILAR 33 KV ET GUALEGUAY".

Las celdas son ABB UniGear del tipo ZS1, éstas son celdas compartimentadas blindadas aisladas en aire. Las celdas de las unidades están segregadas metálicamente entre si y las partes con tensión aisladas en aire. El cuadro es modular y se compone sumando en modo coordinado unidades normalizadas. Todas las operaciones de puesta en función se pueden desde la parte frontal.

Cada unidad está constituida por los siguientes compartimientos:

**Compartimento de interruptor:** Esta ubicado en la parte frontal. Contiene el interruptor extraíble. En su piso se ubican guías para el desplazamiento del carro porta-interruptor.

**Compartimento de cable:** Ubicado en la parte inferior del tablero, contiene los transformadores de corriente, el seccionador de puesta a tierra y el terminal del cable subterráneo de salida.

**Compartimento de barras:** Contiene la barra de media tensión y normalmente no tiene separaciones entre celdas y celdas, constituyendo un conducto continuo a lo largo del conjunto.

**Compartimento de baja tensión:** Esta ubicado en el frente, sobre el compartimento de interruptor. En él se colocan los instrumentos de medición y relés de protección. También contiene los elementos (borneras, fusibles, laves), de los circuitos de comando, calefacción, etc. propios de la celda.

**Compartimento de alivio de los gases:** El conducto de alivio de los gases está ubicado por encima del tablero y lo recorre en toda su longitud.

### Características eléctricas de las celdas:

- Marca: ABB.
- Modelo: UniGear ZS1.
- Tensión nominal: 36 kV.
- Frecuencia: 50 Hz.
- BIL: 145 kV.
- SIL: 70 kV.
- Intensidad nominal de barras entre celdas: 1250 A.
- Intensidad nominal de celdas: 630 A.
- Corriente de cortocircuito (valor eficaz): 20 kA.
- Corriente de cortocircuito (valor de cresta): 50 kA.

### 1.8.2.1. Celdas de salidas.

Estas están compuestas por un interruptor de vacío como aparato de protección y maniobra, un transformador de corriente como transductor para los relés de protecciones y mediciones, un seccionador de puesta a tierra para el mantenimiento de la instalación, los instrumentos para las mediciones y los cables de salida.

Las celdas de salidas en el nivel de 33 kV son:

Celdas N°1: Alimentador Larroque.

Celda N°2: Alimentador General Galarza.

Celda N°3: Salida de Reserva.

Celda N° 9: Alimentador Arroyo El Animal.

**Interruptor Automático.**

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	ABB
Norma	IEC 62271-100
Modelo	VD4 36
Tipo	Interior - Extraíble
Clase de recierre	Uni-Tripolar
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV
Corriente nominal	630 A
Frecuencia	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	6000
BIL	170 kV
SIL	70 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	20 kA
Corriente de apertura ( $I_a$ )	20 kA
Corriente de cierre ( $I_s$ )	50 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	20 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA
Potencia de ruptura	1200 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA
Accionamiento	Resorte
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor
Medio aislante	Vacío

**Transformador de Corriente.**

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	ABB
Norma	IEC 60044-1
Modelo	TPU 200
Tipo	Monofásico Interior
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV
Corriente nominal	100-200 A
Frecuencia	50 Hz

BIL	145 kV
SIL	70 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	20 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	20 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA
Relación de transformación	100-200/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 $F_s < 5$
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30
Tipo de aislación	Resina
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra

### Seccionador de puesta a tierra.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	ABB
Norma	IEC 62271-102
Modelo	ST1-UG
Tipo	Interior
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV
Corriente nominal	400 A
Frecuencia	50 Hz
BIL	145 kV
SIL	70 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	20 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	20 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA

#### 1.8.2.2. Celdas de Acometida a barras de 33 kV.

Estas están compuestas por un interruptor de vacío como aparato de protección y maniobra, un transformador de corriente como transductor para los relés de protecciones y mediciones, los instrumentos para las mediciones y los cables de acometida.

Las celdas de acometida en el nivel de 33 kV son:

Celda N°4: Acometida de Barra 33 kV desde transformador N°1.

Celda N°8: Acometida de Barra 33 kV desde transformador N°2.

### Interruptor Automático.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	ABB
Norma	IEC 62271-100
Modelo	VD4 36
Tipo	Interior - Extraíble

Clase de recierre	Tripolar
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV
Corriente nominal	630 A
Frecuencia	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	6000
BIL	170 kV
SIL	70 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	20 kA
Corriente de apertura ( $I_a$ )	20 kA
Corriente de cierre ( $I_s$ )	50 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	20 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA
Potencia de ruptura	1200 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA
Accionamiento	Resorte
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor
Medio aislante	Vacio

### Transformador de Corriente.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	ABB
Norma	IEC 60044-1
Modelo	TPU 300
Tipo	Monofásico Interior
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV
Corriente nominal	150-300 A
Frecuencia	50 Hz
BIL	145 kV
SIL	70 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	20 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	20 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA
Relación de transformación	150-300/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 $F_s < 5$
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30

Tipo de aislación	Resina
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra

### Seccionador.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	FAMMIE-FAMMI
Norma	IEC 62271-102
Modelo	ST1-UG
Tipo	Exterior, tripolar
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV
Corriente nominal	800 A
Frecuencia	50 Hz
BIL	145 kV
SIL	70 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	20 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	20 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA

### 1.8.2.3. Celdas de medición de tensión en barras de 33 kV.

Estas están compuestas por un transformador de tensión como transductor para los relés de protecciones y mediciones, un interruptor con fusible como protección y los instrumentos para las mediciones.

Las celdas de medición de tensión en barras de 33 kV son:

Celda N°5: Transformador de tensión.

Celda N°7: Transformador de tensión.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	ABB
Norma	IEC 60044-2
Modelo	UMZ 350
Tipo	Monofásico Exterior
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV
Frecuencia	50 Hz
BIL	145 kV
SIL	70 kV
Relación de transformación	$\frac{33}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$
Núcleo: Medición y Protección	100 VA CI 0,5 $F_s < 5$
Tipo de aislación	Resina
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra

#### 1.8.2.4. Celda Acoplamiento de barras en 33 kV.

Esta está compuesta por un interruptor de vacío como aparato de protección y maniobra, un transformador de corriente como transductor para los relés de protecciones y mediciones y los instrumentos para las mediciones.

La celda acoplamiento de barras en 33 kV es:

Celda N°6: Acoplamiento longitudinal de barra.

#### Interruptor Automático.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	ABB
Norma	IEC 62271-100
Modelo	VD4 36
Tipo	Interior - Extraíble
Clase de recierre	Tripolar
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV
Corriente nominal	630 A
Frecuencia	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Rígido a tierra
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	6000
BIL	170 kV
SIL	70 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	20 kA
Corriente de apertura ( $I_a$ )	20 kA
Corriente de cierre ( $I_s$ )	50 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	20 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA
Potencia de ruptura	1200 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA
Accionamiento	Resorte
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor
Medio aislante	Vacío

**Transformador de Corriente.**

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	ABB
Norma	IEC 60044-1
Modelo	TPU 350
Tipo	Monofásico Interior
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima	36,3 kV
Corriente nominal	150-300 A
Frecuencia	50 Hz
BIL	145 kV
SIL	70 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	20 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	20 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	50 kA
Relación de transformación	150-300/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 $F_s < 5$
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30
Tipo de aislación	Resina
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra

**1.8.2.5. Descargadores de sobretensión en 33 kV.**

Estos descargadores se instalan a la salida del transformador de potencia como protección contra sobretensiones en los cables de acometida a barras de 33 kV.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	FAPA
Norma	
Modelo	DMT – 30/10
Tipo	Descargador de óxido de zinc
Frecuencia	50 Hz
Conexión neutro del sistema	Rígido a Tierra
BIL	275 kV
SIL	129 kV
Corriente nominal	10 kA
Clase de descarga	1
Tensión Nominal ( $U_{nd}$ )	30 kV
Tensión de operación permanente (COV)	24 kV
Tensión residual con 10 KA ( $U_{res}$ )	77,7 kV
Línea de fuga	1615 mm
Altura	725 mm

Carga dinámica máxima	7500 N
Masa	43 kg

### 1.8.3. Equipamiento de 13,2 kV.

VER: PLANO N°9: "UNIFILAR 13,2 kV ET GUALEGUAY".

Las celdas instaladas actualmente son EMA, modelo CAMARSEGBA. Es un Tablero bajo cubierta metálica, tipo METALENCLOSED CUBICLE según definición de la norma IEC-298, de simple sistema de barras, apto para instalación interior.

La característica principal del modelo CAMARSEGBA es que se trata de un tablero para distribución secundaria en media tensión (hasta 17,5 kV), con aislación en aire.

El grado de protección mecánica es IP 40, según la norma IEC 529.

Cada celda está construida como una unidad independiente en chapa de hierro, de espesor de 2,0 y 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.

En la parte superior del tablero y a todo lo largo del mismo está ubicado el juego de barras colectoras 2x240 mm<sup>2</sup> de sección, montado sobre aisladores de resina epoxi de resistencia suficiente para soportar los esfuerzos de cortocircuito.

#### Características eléctricas de las celdas:

- Marca: EMA.
- Modelo: CAMARSEGBA.
- Tensión nominal: 17,5 kV.
- Frecuencia: 50 Hz.
- BIL: 95 kV.
- SIL: 38 kV.
- Intensidad nominal de barras entre celdas: 800 A.
- Intensidad nominal de celdas: 800 A.
- Corriente de cortocircuito (valor eficaz): 16 kA.
- Corriente de cortocircuito (valor de cresta): 40 kA.

#### 1.8.3.1. Celdas de Acometida a barras de 13,2 kV.

Estas están compuestas por un interruptor de vacío como aparato de protección y maniobra, un transformador de corriente como transductor para los relés de protecciones y mediciones, los instrumentos para las mediciones y los cables de acometida.

Las celdas de acometida en el nivel de 13,2 kV son:

Celda N°1: Acometida de Barra 13,2 kV desde transformador N°1.

Celda N°12: Acometida de Barra 13,2 kV desde transformador N°2.



## Interrupor Automático.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		EMA
Norma	IEC 62271-100		IEC 62271-100
Modelo	VE 17,5		VE 17,5
Tipo	Interior - Extraíble		Interior - Extraíble
Clase de recierre	Tripolar		Tripolar
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	800 A	1312 A	1600 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	3000		3000
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	16 kA	9,62 kA	16 kA
Corriente de apertura ( $I_a$ )	16 kA	9,62 kA	16 kA
Corriente de cierre ( $I_s$ )	40 kA	21,77 kA	40 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	16 kA	10,1 kA	16 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	40 kA	21,77 kA	40 kA
Potencia de ruptura	375 MVA	220 MVA	375 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción final del arco	55 - 60 ms		55 - 60 ms
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA		A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA
Accionamiento	Resorte		Resorte
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor		Manual - Motorreductor
Medio aislante	Vacío		Vacío

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del interruptor, actualmente instalado en la celda de acometida de barra, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en la ET. Por lo tanto se debe sustituir dicho interruptor por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

### Transformador de Corriente.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		ARTECHE
Norma	IEC 60044-1	IEC 60044-1	IEC 60044-1
Modelo	ACF-17		ACF-17
Tipo	Monofásico Interior		Monofásico Interior
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	<b>350-700 A</b>	<b>750-1500 A</b>	<b>750-1500 A</b>
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	25 kA	9,62 kA	25 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	25 kA	10,1 kA	25 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	63 kA	21,77 kA	63 kA
Relación de transformación	<b>350-700/5-5 A</b>	<b>750-1500/5-5 A</b>	<b>750-1500/5-5 A</b>
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 Fs<5	30 VA CI 0,5	30 VA CI 0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30	15 VA 5P10	60 VA 5P30
Tipo de aislación	Resina	Resina	Resina
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del transformador de corriente, actualmente instalado en la celda de acometida de barra, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en la ET. Por lo tanto se debe sustituir dicho TI por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

### Seccionador.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		EMA
Norma	IEC 62271-102		IEC 62271-102
Modelo	STD		STD
Tipo	Exterior, tripolar		Exterior, tripolar
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	<b>800 A</b>	<b>1312 A</b>	<b>1600 A</b>
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	16 kA	9,62 kA	16 kA

Corriente térmica ( $I_{th}$ )	16 kA	10,1 kA	16 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	40 kA	21,77 kA	40 kA

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del seccionador, actualmente instalado en la salida del transformador, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en la ET. Por lo tanto se debe sustituir dicho seccionador por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

### 1.8.3.2. Celdas de Salida.

Estas están compuestas por un interruptor de vacío como aparato de protección y maniobra, un transformador de corriente como transductor para los relés de protecciones y mediciones, un seccionador de puesta a tierra para el mantenimiento de la instalación, los instrumentos para las mediciones y los cables de salida.

Las celdas de salidas en el nivel de 13,2 kV son:

Celda N°2: Distribuidor Frigorífico Soychú.

Celda N°3: Distribuidor Perón.

Celda N°4: Distribuidor Centro.

Celda N°5: Distribuidor O. S. M.

Celda N°10: Distribuidor San Martín.

Celda N°11: Distribuidor Iliá.

Celda N°13: Distribuidor San Antonio.

### Interruptor Automático.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	EMA
Norma	IEC 62271-100
Modelo	VE
Tipo	Interior - Extraíble
Clase de recierre	Uni-Tripolar
Tensión Nominal	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV
Corriente nominal	800 A
Frecuencia	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Con reactor de neutro
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	3000
BIL	95 kV
SIL	38 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''_k$ )	16 kA
Corriente de apertura ( $I_a$ )	16 kA
Corriente de cierre ( $I_s$ )	40 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	16 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	40 kA
Potencia de ruptura	375 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la	55 - 60 ms

extinción final del arco	
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA
Accionamiento	Resorte
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor
Medio aislante	Vacío

### Transformador de Corriente.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		ARTECHE
Norma	IEC 60044-1		IEC 60044-1
Modelo	ACF-17		ACF-17
Tipo	Monofásico Interior		Monofásico Interior
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	100-200 A	250-500 A	250-500 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I <sub>cc</sub> )	25 kA	9,62 kA	25 kA
Corriente térmica (I <sub>th</sub> )	25 kA	10,1 kA	25 kA
Corriente dinámica (I <sub>din</sub> )	63 kA	21,77 kA	63 kA
Relación de transformación	100-200/5-5 A	250-500/5-5 A	250-500/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 Fs<5	15 VA CI 0,5	30 VA CI 0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30	10 VA 5P20	60 VA 5P30
Tipo de aislación	Resina	Resina	Resina
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal de los transformadores de corriente, actualmente instalados en las celdas de salida, es superada por la corriente correspondiente a un aumento en la potencia demandada por los distribuidores. Por lo tanto se debe sustituir dicho TI por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

### Seccionador de puesta a tierra.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	EMA	
Norma	IEC 62271-102	
Modelo	STD	
Tipo	Interior, tripolar	
Tensión Nominal	17,5kV	13,2 kV

Tensión Máxima	19 kV	15 kV
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV
SIL	30 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''k$ )	16 kA	9,62 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	16 kA	10,1 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	40 kA	21,77 kA

### 1.8.3.3. Celdas de Acoplamiento.

Éstas están compuestas por un interruptor de vacío como aparato de protección y maniobra, un transformador de corriente como transductor para los relés de protecciones y mediciones y los instrumentos para las mediciones.

Las celdas de acoplamiento de barras en 13,2 kV son:

Celda N°6: Acoplamiento longitudinal de barras.

Celda N°9: Acoplamiento longitudinal de barras.

### Interruptor Automático.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		EMA
Norma	IEC 62271-100		IEC 62271-100
Modelo	VE		VE 17,5
Tipo	Interior - Extraíble		Interior - Extraíble
Clase de recierre	Tripolar		Tripolar
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	800 A	1312 A	1600 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
Conexión del neutro del sistema	Con reactor de neutro		Con reactor de neutro
Número de operaciones garantizadas a corriente nominal	3000		3000
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito ( $I''k$ )	16 kA	9,62 kA	16 kA
Corriente de apertura ( $I_a$ )	16 kA	9,62 kA	16 kA
Corriente de cierre ( $I_s$ )	40 kA	21,77 kA	40 kA
Corriente térmica ( $I_{th}$ )	16 kA	10,1 kA	16 kA
Corriente dinámica ( $I_{din}$ )	40 kA	21,77 kA	40 kA
Potencia de ruptura	375 MVA	375 MVA	375 MVA
Tiempo de duración total de la ruptura desde la orden de apertura hasta la extinción	55 - 60 ms		55 - 60 ms

final del arco			
Ciclo de operación garantizada	A-3min-CA-3min-CA A-0,3s-CA-15s-CA		A-3min-CA-3min-CA CA A-0,3s-CA-15s-CA
Accionamiento	Resorte		Resorte
Método de accionamiento	Manual - Motorreductor		Manual - Motorreductor
Medio aislante	Vacio		Vacio

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del interruptor, actualmente instalado en la celda de acoplamiento de barra, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en la ET. Por lo tanto se debe sustituir dicho interruptor por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

### Transformador de Corriente.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo	Datos del equipamiento nuevo
Fabricante	EMA		EMA
Norma	IEC 60044-1		IEC 60044-1
Modelo	ACF-17		ACF-17
Tipo	Monofásico Interior	Monofásico Interior	Monofásico Interior
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV	17,5 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV	19 kV
Corriente nominal	350-700 A	750-1500 A	750-1500 A
Frecuencia	50 Hz	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV	95 kV
SIL	38 kV	38 kV	38 kV
Corriente de cortocircuito (I <sub>cc</sub> )	25 kA	9,62 kA	25 kA
Corriente térmica (I <sub>th</sub> )	25 kA	10,1 kA	25 kA
Corriente dinámica (I <sub>din</sub> )	63 kA	21,77 kA	63 kA
Relación de transformación	350-700/5-5 A	750-1500/5-5 A	750-1500/5-5 A
Núcleo 1: Medición	30 VA CI 0,5 Fs<5	10 VA CI 0,5	30 VA CI 0,5 Fs<5
Núcleo 2: Protección	60 VA 5P30	10 VA 5P10	60 VA 5P30
Tipo de aislación	Resina		Resina
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro		Con reactor de neutro

En el cuadro comparativo se observa que la corriente nominal del transformador de corriente, actualmente instalado en la celda de acoplamiento de barra, es superada por la corriente correspondiente al aumento de potencia instalada en barras de 13,2 kV. Por lo tanto se debe sustituir dicho TI por uno con características mostradas en el cuadro comparativo.

#### 1.8.3.4. Celda Reactor de neutro.

En el lado de 13,2 kV la conexión de los transformadores es triángulo y una falla a tierra no se detectará, pues no existe el neutro y no habrá retorno de corriente.

Para hacer un neutro accesible se crea un neutro artificial para poder detectar estas fallas a tierra en un sistema aislado.

El reactor deberá conectarse a las barras de Media Tensión mediante equipamiento de medición, protección e interrupción propio. Su ubicación será exterior y se conectará a las barras de 13,2 kV por medio de un CAS, que van desde su ubicación hasta las barras.

La celda del reactor de neutro es la celda N°7, la cual está compuesta por el equipamiento de medición y protección propio del reactor y del sistema de detección de fallas del sistema.

Los reactores son unidades trifásicas aisladas en aceite en conexión zigzag con neutro accesible y de con las siguientes características:

:: Tensión nominal:	13,2 kV
:: Frecuencia nominal:	50 Hz
:: Conexión del arrollamiento:	zigzag
:: Refrigeración:	ONAN
:: Clase térmica:	A
:: Potencia nominal en régimen de falla durante 5 s:	14,500 MVA
:: Potencia equivalente de servicio permanente por desequilibrio:	1,4500 MVA

El transformador deberá admitir en forma simultánea en las tres fases la corriente nominal y el triple de la misma en su conexión de neutro durante el "tiempo de régimen" sin que las sobreelevaciones de temperatura superen los límites indicados.

Debe entenderse por "tiempo de régimen" al lapso durante el cual la corriente nominal circula simultáneamente por los devanados de cada fase.

En todos los casos se llamará "corriente nominal" a la corriente máxima en Amperes eficaces, que circulará por cada fase del reactor de neutro artificial en la condición de servicio más desfavorable.

:: Corriente de falla nominal por fase:	634 A.
:: Corriente de falla máxima admisible de neutro:	1902 A.
:: Corriente máxima admisible por fase:	36,3 A

El tiempo de régimen será de 5 segundos.

:: Pérdidas de vacío a Un:	1000 W
:: Pérdidas de cc en servicio permanente:	16500 W
:: Reactancia homopolar por fase a 75°C:	12 $\Omega$ $\pm$ 10%.
:: El nivel de aislación (IRAM 2211-10/72):	
SIL:	34 kV.
BIL:	95 kV.
:: Máxima sobretensión del cobre durante falla:	165°C
:: Máxima temperatura del aceite en servicio normal:	50°C
:: Máxima temperatura del cobre en servicio normal:	55°C
:: Material del bobinado:	cobre electrolítico.
:: Chapa magnética:	Fe-Si de grano orientado.

### 1.8.3.5. Celda Transformadores S.A. y TTI.

Ésta está compuesta por un transformador de tensión como transductor para los relés de protecciones y mediciones, los instrumentos para las mediciones y todos los componentes asociados con el transformador de servicios auxiliares.

La celda de transformadores SA y TTI en 13,2 kV es:

Celda N°8: Transformador de servicios auxiliares y Transformador de tensión.

#### Transformador de tensión.

Características	Datos del equipamiento existente	Resultado del cálculo
Fabricante	EMA	
Norma	IEC 60044-2	IEC 60044-2
Modelo	UCI-17	
Tipo	Monofásico Interior	
Tensión Nominal	17,5 kV	13,2 kV
Tensión Máxima	19 kV	15 kV
Frecuencia	50 Hz	50 Hz
BIL	95 kV	75 kV
SIL	38 kV	38 kV
Relación de transformación	$\frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$	$\frac{13,2}{\sqrt{3}} / \frac{0,110}{\sqrt{3}} \text{ kV}$
Núcleo: Medición y Protección	100 VA CI 0,5 Fs<5	100 VA CI 0,5
Tipo de aislación	Resina	Resina
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro	Con reactor de neutro

#### Transformador de servicios auxiliares.

El transformador presenta las siguientes características técnicas:

- Fabricante: Tadeo Czerweny
- Potencia nominal: 250 kVA
- Tensión nominal primaria: 13,2 kV
- Regulación en el primario:  $\pm 2 \times 2,5 \%$
- Tensión nominal secundaria: 0,380-0,220 kV
- Tensión de cortocircuito: 4 %
- Grupo de conexión: Dyn11
- BIL: 95 kV
- SIL: 38 kV



### 1.8.3.6. Descargadores de sobretensión en 13,2 kV.

Estos descargadores se instalan a la salida del transformador de potencia como protección contra sobretensiones de los cables de acometida a barras de 13,2 kV.

Características	Datos del equipamiento existente
Fabricante	FAPA
Norma	
Modelo	DMT – 15/10
Tipo	Descargador de óxido de zinc
Frecuencia	50 Hz
Conexión neutro del sistema	Con reactor de neutro
BIL	95 kV
SIL	38 kV
Corriente de descarga	10 kA
Clase de descarga	1
Tensión Nominal ( $U_{nd}$ )	21 kV
Tensión de operación permanente (COV)	16,8 kV
Tensión residual con 10 KA ( $U_{res}$ )	54,4 kV
Línea de fuga	1863 mm
Altura	641 mm
Carga dinámica máxima	6500 N
Masa	13 kg

## 1.9. PROTECCIONES.

El sistema de protecciones está integrado por el conjunto de elementos destinados a proteger las instalaciones y los equipos contra perturbaciones tales como cortocircuitos, fallas de aislación, rechazo de cargas, caída o incremento de tensión, pérdidas de estabilidad u otros, que puedan ocasionar daños a las instalaciones o a las personas.

El sistema de protecciones deberá:

- Ser selectivo. Aislar la perturbación y mantener la mayor parte de instalaciones en servicio.
- Detectar las anomalías en el menor tiempo posible a partir de las informaciones analógicas y digitales medidas y emitir órdenes de comando selectivas tendientes a mantener la estabilidad del sistema.
- Evitar que los valores nominales del equipamiento sean superados.
- Evitar daños a equipos y personal.

El diseño del sistema de protecciones se divide en "protecciones principales", destinadas a cubrir la totalidad de las fallas posibles del elemento o zona a proteger, y en "protecciones de respaldo", destinadas a suplantar a las principales si éstas no actúan, sea por indisponibilidad o por falta de sensibilidad.

Las funciones de respaldo pueden ser desempeñadas por protecciones locales o remotas. Son ejecutadas por una protección diferenciada de la principal.

El sistema de protecciones proyectado abarca a las de línea (distanciométrica, teleprotección y de sobrecorriente), transformadores (con inclusión de las acometidas primaria, secundaria y terciaria), reactores de neutro, barras e interruptores, con las funciones de:

- Transferencia de disparo directo.
- Recierre automático.
- Localización de fallas en líneas.
- Registro de perturbaciones.

### 1.9.1. Protección de LAT Gualeguay (132 kV).

Protección	Funciones de protección
Protección principal	<ul style="list-style-type: none"><li>- Distancia (21) *</li><li>- Sobreintensidad direccional de neutro (67N)</li><li>- Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)</li><li>- Reenganchador (79)</li><li>- Localizador (LOC)</li><li>- Oscilografía (OSC)</li></ul>
Protección de respaldo	<ul style="list-style-type: none"><li>- Distancia (21)</li><li>- Sobreintensidad direccional de neutro (67N)</li><li>- Localizador (LOC)</li><li>- Oscilografía (OSC)</li></ul>
Protección interruptor	<ul style="list-style-type: none"><li>- Fallo de interruptor (50S-62)</li><li>- Oscilografía (OSC)</li></ul>

(\*) Nota: La función 21 esta comunicada por fibra óptica con su extremo opuesto (EE.TT Gualeguaychu 132 kV).

### 1.9.2. Protección de LAT Victoria (132 kV).

Protección	Funciones de protección
Protección principal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Distancia (21) *</li> <li>- Sobreintensidad direccional de neutro (67N)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)</li> <li>- Reenganchador (79)</li> <li>- Localizador (LOC)</li> <li>- Oscilografía (OSC)</li> </ul>
Protección de respaldo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Distancia (21)</li> <li>- Sobreintensidad direccional de neutro (67N)</li> <li>- Localizador (LOC)</li> <li>- Oscilografía (OSC)</li> </ul>
Protección interruptor	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallo de interruptor (50S-62)</li> <li>- Oscilografía (OSC)</li> </ul>

(\*) Nota: La función 21 esta comunicada por fibra óptica con su extremo opuesto (EE.TT Victoria 132 kV).

### 1.9.3. Protección del acoplamiento de barras (132 kV).

Protección	Funciones de protección
Protección principal	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobreintensidad temporizada de fase (51)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)</li> <li>- Localizador (LOC)</li> </ul>
Protección de respaldo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobreintensidad temporizada de fase (51)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)</li> <li>- Localizador (LOC)</li> </ul>
Protección interruptor	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallo de interruptor (50S-62)</li> </ul>

### 1.9.4. Protección de transformador.

Protección	Funciones de protección
Protección principal (132 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diferencial de transformador (87T)</li> <li>- Sobreintensidad instantánea de fase (50)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de fase (51)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)</li> <li>- Protección de cuba del trafo (64)</li> <li>- Oscilografía (OSC)</li> </ul>
Protección de respaldo (132 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Diferencial de transformador (87T)</li> <li>- Sobreintensidad instantánea de fase (50)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de fase (51)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)</li> <li>- Oscilografía (OSC)</li> </ul>
Protección interruptor (132 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallo de interruptor (50S-62)</li> <li>- Oscilografía (OSC)</li> </ul>

Protecciones propias de transformador (132/33/13,2 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Buchholz (63B)</li> <li>- Buchholz Jansen (63B)</li> <li>- indicador de nivel (71)</li> <li>- Liberador de presión (63L)</li> <li>- Nivel magnético transformador (63NT)</li> <li>- Nivel magnético regulador (63NR)</li> <li>- Temperatura (26T)</li> <li>- Imagen térmica (49)</li> <li>- Protección de cuba (64)</li> </ul>
Protección principal (33 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobreintensidad temporizada de fase (51)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)</li> </ul>
Protección interruptor (33 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallo del interruptor (50S-62)</li> <li>- Oscilografía (OSC)</li> </ul>
Protecciones propias de reactor de neutro de puesta a tierra (13,2 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Buchholz (63B)</li> <li>- Liberador de presión (63L)</li> <li>- Temperatura (26T)</li> <li>- Protección de cuba (64)</li> </ul>
Protección principal (13,2 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobreintensidad temporizada de fase (51)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)</li> </ul>
Protección interruptor (13,2 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Fallo del interruptor (50S-62)</li> <li>- Oscilografía (OSC)</li> </ul>
Protección principal reactancia p.a.t (13,2 kV)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobreintensidad temporizada de neutro (51N)</li> <li>- Oscilografía (OSC)</li> </ul>

#### 1.9.5. Protección de Alimentadores (33 kV).

Protección	Funciones de protección
Protección de línea	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobreintensidad instantánea de fase (50)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de fase (51)</li> <li>- Sobreintensidad direccional de neutro (67N)</li> <li>- Reenganchador (79)</li> </ul>

#### 1.9.6. Protección de Distribuidores (13,2 kV).

Protección	Funciones de protección
Protección de línea	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Sobreintensidad instantánea de fase (50)</li> <li>- Sobreintensidad temporizada de fase (51)</li> <li>- Sobreintensidad direccional de neutro (67N)</li> <li>- Reenganchador (79)</li> </ul>



## 1.10. APARATOS DE MEDIDA.

Para la correcta supervisión del funcionamiento de la estación, además de las distintas protecciones conectadas a los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad, se disponen en todas las posiciones, de aparatos de medida que permiten verificar visualmente el estado de las características eléctricas más relevantes de la estación, así como la energía que se está consumiendo en todo momento por las cargas a ella conectadas.

Por ello se disponen aparatos de medida en celdas, situadas en el interior del edificio de la estación, de forma que reflejen el estado de las siguientes magnitudes:

- Amperímetros: cuya misión es la de reflejar en todo momento la intensidad que circula por cada una de las distintas posiciones.
- Voltímetros: cuya misión es la de reflejar en todo momento la tensión a la que se encuentran las distintas posiciones.
- Contador de potencia activa: cuya misión es la de reflejar en todo momento la potencia activa que están consumiendo las cargas conectadas a cada una de las posiciones de la estación.
- Contador de potencia reactiva: cuya misión es la de reflejar en todo momento la potencia reactiva que están consumiendo las cargas conectadas a cada una de las posiciones de la estación.
- Frecuencímetro: cuya misión es la de reflejar en todo momento la frecuencia de la red.
- Factor de potencia: cuya misión es la de reflejar en todo momento el factor de potencia de cada una de las posiciones de la estación debido a las cargas a ella conectadas.

### 1.10.1. Medida para 132 kV.

Para las tareas de control y medida de los campos de acometida de transformador 132 kV, hay un equipo electrónico SEL-551 del fabricante SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, ya que a la vez que dispone de todas las protecciones necesarias para cada una de las partes de la estación, incorpora los distintos aparatos de medida necesarios para la supervisión y control de dichas partes, tales como:

- I: Amperímetro
- V: Voltímetro
- kW: Contador de potencia activa
- KVar: Contador de potencia reactiva
- kWh: Contador de kilowatios hora
- kVarh: Contador de kilovoltiamperios reactivos hora
- FP: Control del factor de potencia
- F: Control de la frecuencia.

### 1.10.2. Medida para 33 y 13,2 kV.

Puesto que toda la instalación para 33 y 13,2 kV es de interior y va alojada en celdas, tanto para las acometidas como para las de transformador, se usan los dispositivos de medida electrónicos, SEL-551 del fabricante SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES, que vienen ya dispuestos de fabricación en cada una de las celdas. Las magnitudes a medir serán:

- I: Amperímetro
- V: Voltímetro
- kW: Contador de potencia activa



- KVar: Contador de potencia reactiva
- kWh: Contador de kilowatios hora
- kVarh: Contador de kilovoltiamperios reactivos hora
- FP: Control del factor de potencia
- F: Control de la frecuencia.

## **1.11. REQUISITOS DE ORDEN REGULATORIO.**

### **1.11.1. Sistema de Medición Comercial (SMEC).**

Se cumplen los requerimientos de la Resolución S.E. N° 164/92 que establece el sistema de Medición Comercial (SMEC).

Se encuentran instalados para cada punto de medición dos medidores, uno principal y uno de control, de tipo estático, clase 0.2 S según la norma IEC 60687, con almacenamiento de datos independiente en cada uno y preparados para interrogación remota vía telefonía conmutada, pública o privada.

### **1.11.2. Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR).**

Se cumple con lo solicitado en el Anexo 24 de Los Procedimientos para la operación en tiempo real del sistema.

Se cuenta con los enlaces de datos con los centros de control para el envío de información bidireccional, diseñados para asegurar la disponibilidad del 99,5% requerida por la reglamentación vigente.

### **1.11.3. Señales de Control.**

Los sistemas de desconexión automática pueden requerir la remisión de información para el procesamiento y predisposición de acciones en condiciones de fallas.

Las señales a ser enviadas a la central deberán ser entregadas a una RTU para su procesamiento y envío. Dichas señales, para cada salida de línea, podrán ser: medición de potencia activa y reactiva y señal de disparo por protecciones en forma monofásica o trifásica.



## 1.12. SERVICIOS AUXILIARES.

Los equipos de maniobra de alta tensión –seccionadores e interruptores- requieren de una alimentación de fuerza motriz en baja tensión para su accionamiento.

Los sistemas de protección y de registro requieren de alimentación para sus fuentes internas.

Los transformadores requieren alimentación de fuerza motriz en baja tensión para sus equipos de bombeo y para sus ventiladores.

En consecuencia, es necesario definir para cada uno de los equipos, aparatos y/o sistemas que intervienen en la instalación, los siguientes datos:

- Alimentación en corriente alternada 3x380/220 Volts.
- Alimentación en corriente continua 200, 110 ó 48 Volts.
- Potencia requerida por el equipo en Watts con  $\cos\phi = 0,8$ .
- Condiciones requeridas: ininterrumpible, barra segura, etc.

Deberá disponerse de dichos datos para:

- Accionamiento de los interruptores de potencia.
- Accionamiento de los seccionadores motorizados.
- Sistemas de protecciones.
- Sistemas de comunicaciones vía portadora o fibra óptica.
- Registradores y protocolizadores.
- Sistemas de medición comercial y de control.
- Sistema de control y mando de las instalaciones.
- Terminales remotas y unidades de procesamiento.
- Sistemas de iluminación normal y de emergencia en playa intemperie.
- Sistemas de iluminación y de emergencia en edificios y kioscos.
- Sistemas de refrigeración de transformadores y reactores.
- Sistemas de tratamiento de aceite aislante.
- Sistemas de aire acondicionado en edificios y kioscos.

Los servicios auxiliares de la subestación están atendidos necesariamente por dos sistemas de tensión, alterna y continua. Para la adecuada explotación de la estación transformadora, se encuentran instalados sistemas de alimentación de corriente alterna y de corriente continua, según necesidades, para los distintos componentes de control y medida.

### 1.12.1. Servicios auxiliares de CA.

Los servicios auxiliares de la Subestación están dotados de un sistema de conmutación automática de la alimentación y elementos para su monitorización y vigilancia que contendrá el Cuadro del Automatismo de Alimentación bajo mínima tensión (CAABMT). Dicho automatismo pretende un suministro continuo de los servicios auxiliares conmutando interruptores, siendo el encargado de arrancar el grupo electrógeno, que alimentará a barras de SS.AA en caso de fallo total de tensión, suponiendo por tanto la alimentación de emergencia.

Para disponer de estos servicios auxiliares de 400/230 Vca se ha previsto la instalación de un transformador de servicios auxiliares de 250 kVA. Este transformador se encuentra instalado en el exterior y se conecta a su correspondiente celda en 13,2 kV a través de tres cables unipolares de cobre con aislamiento seco de sección adecuada para soportar corrientes nominales y de cortocircuito. A su vez alimenta en baja tensión al Cuadro General de Servicios Auxiliares de Corriente Alterna (CGSA.CA). Dicho cuadro alimenta a circuitos trifásicos protegidos mediante interruptores magnetotérmicos de corriente nominal, tipo de curva y poder de corte adecuados.

La principal función del CGSA.CA es la alimentación, entre otras, de las siguientes cargas:

- Cargadores de las baterías de cc de 110 Vcc.
- Cargadores de las baterías de cc de 48 Vcc.
- Iluminación.
- Fuerza motriz.
- Ventilación.
- Reguladores bajo carga.
- Cuadro para distribución comunicaciones.
- Instalaciones auxiliares de la estación.

#### 1.12.1.1. Transformador de servicios auxiliares.

La baja tensión se obtiene a través de un transformador de media a baja, la media tensión es 13.2 kV.

En caso de falta de la media tensión para alimentar el transformador se dispone de un grupo electrógeno de emergencia, o de un sistema de energía ininterrumpida (SEI).

Las características del transformador son:

· Potencia nominal:	250 kVA
· Tensión primaria:	13,2±2,5% kV
· Tensión secundaria	400 V
· Regulación en carga:	No
· Grupo de conexión:	Dyn11
· Refrigeración:	ONAN
· SIL:	38 kV
· BIL:	95 kV
· Pérdidas en vacío:	820 W
· Pérdidas cc:	3500 W
· Tensión de cortocircuito:	6 %
· Nivel de ruido:	65 dBA
· Peso:	1290 kg
· Fabricante:	Tadeo Czerweny





### 1.12.1.2. Grupo electrógeno.

El objetivo del grupo electrógeno es el de funcionar como alimentación de emergencia. Según los planos de servicios auxiliares y maniobrado por CAABMT entrará en barras de 400/230 Vca en caso total de fallo de alimentación del transformador de SS.AA nunca entrará en paralelo con el transformador, sino que entrará totalmente solo. Por ello el automatismo de CAABMT deberá conmutar correctamente los interruptores automáticos del CGSA.CA.

El grupo diesel se encuentra instalado en una habitación para tal fin y dispone de combustible diesel para alimentar a los servicios auxiliares durante 12 horas. Dispone de los filtros y sistema de ventilación necesarias hacia el exterior.

Las características del equipo son:

· Motor:	PERKINS
· Modelo motor:	1306-E87TA300
· Combustible:	Gas-Oil
· Número de cilindros:	6
· Disposición:	En línea
· Cilindrada:	8,7 litros
· Modelo Generador:	OLYMPIAN
· Velocidad:	1500 rpm
· Frecuencia:	50 Hz
· Tensión:	400/230 Vca
· Velocidad motor:	1500 rpm
· Potencia aparente nominal:	250 kVA
· Potencia máxima:	228,5 kW
· Consumo combustible	
100 % carga:	52,6 l/h
75 % carga:	40,4 l/h
50 % carga:	28,6 l/h
· Peso del grupo con aceite y refrigeración:	2132 Kg

### 1.12.2. Servicios auxiliares de CC.

#### 1.12.2.1. Generalidades.

Para la tensión de corriente continua se encuentra instalado un equipos rectificador-batería de 110 Vcc, alimentado desde el Cuadro General de Servicios Auxiliares de Corriente Alterna, CGSA.CA. Además se encuentra instalado un equipo rectificador-batería de salida 48 Vcc alimentado también desde el CGSA.CA

#### Baterías de acumuladores.

Un acumulador eléctrico también conocido como batería, es un dispositivo que almacena energía en forma química y la devuelve en forma eléctrica. Éstos tienen la característica de poder recargarse de forma que su ciclo es reversible (carga y descarga). El funcionamiento del acumulador se basa en el proceso reversible de reducción oxidación (Redox). Durante éste una parte se oxida perdiendo electrones y otra se reduce ganando electrones.

### Acumuladores de níquel-cadmio.

Las baterías para ambos niveles de tensión: 110 Vcc y 48 Vcc son de tecnología Níquel-Cadmio.

Están constituidas por placas positivas (cátodo) de hidróxido de níquel y placas negativas (ánodo) de cadmio, empleando como electrolito hidróxido de potásico con densidad entre 1,17 y 1,27.

Estas baterías requieren menor mantenimiento menor que las de plomo admitiendo descargas más profundas.

Por otra parte no se libera hidrógeno durante el proceso de carga, lo que facilita su instalación en el interior de armarios metálicos y no existe necesidad de venteo de los posibles gases de expulsión.

La capacidad de las baterías instaladas en el interior de la estación es:

- 100Ah para las baterías de 110 V.c.c
- 52 Ah para las baterías de 48 V.c.c

### Cargadores.

Constituyen fuentes de intensidad de corriente continua, con posibilidad de tensión creciente. La corriente de carga de las baterías se mide en proporción a la intensidad correspondiente a la capacidad normal para descarga, siendo 0,2C (20% de la capacidad de la batería) la más normal entre los fabricantes de baterías níquel-cadmio. No se deberá superar dichos valores para evitar el deterioro de las placas de la misma forma que valores inferiores conducirían a tiempos de recarga más largos.

La tensión final de carga debe estar de acuerdo al fabricante entre 1,55 y 1,7 V/elemento. Al final del proceso de carga se produce una fuerte gasificación del electrolito con pérdida de agua y elevación de la temperatura, mayor cuando mayor sea la tensión final. Por ello, se debe alcanzar un compromiso entre el grado de recarga y el mantenimiento requerido.

Los cargadores disponen de los siguientes regímenes de carga que se podrán seleccionar desde el propio bastidor que albergue las baterías:

- **Flotación:** El cargador alimenta al sistema de continua a una tensión ligeramente superior a nominal del sistema, proporcionando a la batería una corriente que compense su auto descarga.

Dicha tensión de flotación ronda los 1,4V/elemento en el caso de baterías Ni-Cd, es decir, un 1mA por cada Ah de capacidad nominal de la batería.

- **Carga rápida:** Este régimen de carga tiene por objeto reponer la capacidad cedida al sistema de continua tras una descarga hasta alcanzar una tensión final de 1,45 a 1,5 V/elemento, momento en el cual el cargador conmuta a una carga de flotación.

Cuando alcanza dicha tensión se mantiene constante hasta alcanzar una carga del orden del 80% de la capacidad descargada. A partir de este momento el sistema pasa automáticamente a régimen de flotación.

Este régimen de carga no permite reponer el 100% de la capacidad de la batería, ya que sería necesaria una tensión de carga superior a la máxima admitida por el sistema de continua. En tal caso sería necesario aplicar una carga profunda con los consumos aislados.

- **Carga profunda:** Esta carga se realiza a una tensión de 1,65 a 1,7 V/elemento, por lo que no se puede alimentar al consumo al sobrepasar las tensiones máximas del sistema.

Se debería realizar al menos con una periodicidad anual o semestral, teniendo como objetivo reponer al 100% de la capacidad de la batería y aumentar su vida útil. La vida útil según fabricantes en buenas condiciones de explotación y carga es de alrededor 20 años.

### 1.12.2.2. Sistema de 110 Vcc.

El nivel de tensión de 110 Vcc tiene entre otras, la finalidad de alimentar a:

- Inversores
- Relés de protección de 132 kV
- Relés de protección de celdas de 33 kV
- Relés de protección de celdas de 13,2 kV
- Alumbrado de emergencia
- Cargado de muelles
- Protección trafos
- Fuerza en cc

Los cargadores de batería de 110 Vcc se alimentarán desde corriente alterna trifásica 400/230 Vca y funcionarán ininterrumpidamente durante el proceso de carga y flotación.

El equipo rectificador de 110 Vcc se compone de los siguientes elementos:

- Puente rectificador trifásico basado en tiristores con sus correspondientes circuitos de regulación y protección.
- Interruptor manual de alimentación de corriente alterna de 80A
- 1 fusible, para la protección de la batería, de 100 A.
- Fusibles de protección de los circuitos de control, alarmas y señalización.
- Sistemas de detección de:
  - Falta de corriente alterna de alimentación, temporizado a 10s
  - Tensión máxima de la batería (+10%), temporizada a 10s
  - Tensión mínima de la batería (+15%), temporizada a 10s
  - Fallo del rectificador, temporizado a 30s

La batería elegida para este nivel de tensión es alcalina, compuesta por elementos de níquel-cadmio. Las baterías están conformada por **86 vasos de Ni-Cd** con una capacidad de **100Ah**. Las baterías cuentan con una capacidad unitaria suficiente como para dar respaldo íntegro al sistema de continua.

El cargador será capaz de suministrar tres tensiones diferentes en función de la carga:

- Tensión flotación: 1,4 V/elemento
- Tensión carga rápida: 1,41 V/elemento
- Tensión carga profunda: 1,65 V/elemento

La tensión del sistema a alimentar es de 110V, admitiendo variaciones de +10% y del -15%.

Las características del sistema son:

- Tensión nominal: 110 Vcc
- Tensión máxima del sistema (+10%): 121 Vcc
- Tensión mínima del sistema (-15%): 94 Vcc



### 1.12.2.3. Sistema de 48 Vcc.

Este nivel de tensión tiene como finalidad primordial alimentar a los equipos de comunicación y telecontrol de la subestación.

El equipo rectificador se compone de:

- Puente rectificador trifásico basado en diodos y tiristores con los correspondientes circuitos de regulación y protección.
- Interruptor manual de alimentación de corriente alterna.
- 1 fusible, para la protección de la batería, de 80 A.
- Fusibles de protección de los circuitos de control, alarmas y señalización.
- Sistemas de detección de:
  - Falta de corriente alterna de alimentación, temporizado a 10s
  - Tensión máxima de la batería (+10%), temporizada a 10s
  - Tensión mínima de la batería (+15%), temporizada a 10s
  - Fallo del rectificador, temporizado a 30s

La batería elegida para este nivel de tensión es alcalina, compuesta por elementos de níquel-cadmio. Cada batería está conformada por **40 vasos de Ni-Cd** con una capacidad de **52Ah**.

El cargador es capaz de suministrar tres tensiones diferentes

- Tensión flotación: 1,4 V/elemento
- Tensión carga rápida: 1,43 V/elemento
- Tensión carga profunda: 1,65 V/elemento

Las características del sistema son:

- Tensión nominal: 48 Vcc
- Tensión máxima del sistema (+10%): 57,6 Vcc
- Tensión mínima del sistema (-15%): 40,8 Vcc



## 1.13. SISTEMAS DE SEGURIDAD.

### 1.13.1. Malla de Puesta a Tierra.

#### Generalidades.

*VER: ANEXO "MEMORIA DE CÁLCULO" SECCIÓN "MALLA DE PUESTA A TIERRA".*

En el diseño de Puesta a Tierra de la Estación Transformador se tiene por objeto obtener una solución económica que a la vez mantenga el nivel de calidad y confiabilidad del resto de las instalaciones del Sistema.

El diseño de la malla de puesta a tierra será optimizado teniendo presentes dos aspectos fundamentales:

- Se trata de un sistema de seguridad y protección para personas y equipos y que se encuentra enterrado, lo que dificulta la detección de daños.
- Tiene un alto costo de renovación en caso de deterioro u obsolescencia.

Por lo tanto, en el diseño y selección de materiales debe priorizarse la confiabilidad y perdurabilidad de la instalación.

Toda la instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma donde las personas puedan circular o permanecer, éstas queden sometidas como máximo a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella) admisibles, de acuerdo a lo establecido en la reglamentación vigente.

#### Funciones del sistema de puesta a tierra.

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación del descargador.
- Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra puedan producirse diferencia de potencial entre distintos puntos de la estación, significando un peligro para el personal.
- Facilitar, mediante sistemas relevadores, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Dar mayor fiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

En la ET se ha optado por una configuración de electrodos de tierra en forma mallada de conductores desnudos enterrados en el suelo. Esta configuración permite una buena calidad de tierra, así como un fácil acceso de todos los elementos de la estación que deben ser conectados a tierra.

## Instalación de la red de tierra.

*VER: PLANO N°10 Y N°11 "MALLA DE PUESTA A TIERRA ET GUALEGUAY".*

La ET ocupa una superficie de 7680 m<sup>2</sup>. Se le ha instalado una red de tierra de conductor desnudo de 70 mm<sup>2</sup> de Cu, formando una malla con una retícula de 8 m x 8 m. Esta malla está situada a una profundidad de 0,80 m.

Todas las uniones de la red mallada están unidas por soldadura exotérmica, lo que permite así dar una configuración muy homogénea a la malla.

Para más seguridad respecto al exterior de la estación, la malla cubre la totalidad de la superficie de la ET y además dos metro por cada lado de la misma.

Con el fin de aumentar la resistividad del terreno, y su consecuente mejora en la seguridad de las tensiones de paso y contacto, se deberá colocar en toda la superficie interior una capa de 0,15 m de piedra partida, aumentando así notablemente la resistividad superficial del terreno.

Con esta instalación y disposición de la red de tierras se garantiza que las tensiones de paso y contacto en el interior y el exterior del recinto sean inferiores a los máximos valores.

### 1.13.2. Protección contra Descargas Atmosféricas.

*VER: ANEXO "MEMORIA DE CÁLCULO" SECCIÓN "CÁLCULO DE SPCR".*

*VER: PLANO N°12 "VERIFICACION DE LA UBICACIÓN DE LOS HILOS DE GUARDIA".*

La protección de las playas de intemperie contra descargas atmosféricas se realiza mediante la instalación de hilos de guardia de acero galvanizado.

Para el cálculo de la protección se empleó el método de la Esfera Rodante.

La sección del cable de guardia se determina para una corriente de falla monofásica de 25 kA con duración de 250 ms, pero nunca es inferior a 50 mm<sup>2</sup>.

En la ET los hilos de guardia se encuentran en la cima de estructuras de H°A°, como pueden ser pórticos y columnas, a una altura de 12 m desde el suelo, a una distancia mínima de las barras flexibles de 2,5 m y de las barras rígidas de 5 m.

Los hilos de guardia se disponen de forma paralela a las barras principales flexibles y en toda su longitud, y también a los conductores de llegada a la ET.

El sistema de protección contra rayos se encuentra instalado de forma tal que proteja a todos los componentes de la ET:

- conductores.
- barras.
- cables.
- interruptores.
- seccionadores.
- TI y TV.
- Transformadores.

Las zonas periféricas de la estación o playa que pueden quedar fuera de la protección de los hilos de guardia deben ser protegidas mediante pararrayos de puntas.



### 1.13.3. Cerco Perimetral.

Todo el predio está rodeado por un cerco olímpico perimetral de alambrado metálico de malla. Este cerco está conectado a cuatro (4) electrodos o jabalinas de Cu de puesta a tierra ubicadas en cada esquina y vinculadas a la malla de puesta a tierra general. Los soportes y la malla están eléctricamente unidos y las puertas y portones interconectados mediante cables flexibles.

El cerco perimetral está constituido básicamente por los siguientes elementos:

- Alambre tejido galvanizado N° 11 de malla romboidal de 2".
- Postes de hormigón armado, de 3,1 m de altura. Deberán soportar una carga de rotura de 250 daN aplicada en la punta considerando un empotramiento de 0,90 m.
- Prolongación a 45° para tres alambre de púas.
- Distancia entre postes: 3 m
- Alambres, planchuelas de 5/16x1<sup>1/2</sup> y ganchos, galvanizados.
- Murete inferior de hormigón de 0,10 m de altura con bocas de desagües.
- Portón es de 6 m de ancho y 2 m de altura. Estructura de hierro reforzada y alambre tejido, galvanizados. Dos hojas con ruedas, pasadores, pistas de apoyo y candado.
- Puertas de 1 m de ancho y 2 m de altura. Estructura de hierro reforzada y alambre tejido, galvanizados.



#### 1.14. BIBLIOGRAFÍA.

- "Reglamentación para estaciones transformadoras" – AEA 95402.
- "Protecciones contra descargas eléctricas atmosféricas" – IRAM 2184.
- "IEEE Guide for safety in AC substation grounding" IEEE Std. 80 - 2000.
- "Transformadores de corriente" – IRAM 2344 – 1.
- "Transformadores de tensión" – IRAM 2344 – 2.
- "Descargadores de óxido metálico sin explosores para corriente alterna" – IRAM 2344 – 1.
- "Interruptores" – IEC 62271 - 100.
- "Seccionadores" – IEC 62271 – 102.
- "Barras" – IRAM 2358 e IRAM 2359.
- "Apuntes de la Cátedra Generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica" – UTN Facultad Regional Concordia – Ing. Fernando Marull e Ing. Cesar Mazurier.
- "Apuntes de la Cátedra Sistemas de Potencia" – UTN Facultad Regional Concordia – Ing. Daniel Duran e Ing. Francisco Pérez.
- "Guías de diseño de estaciones transformadoras" – Transener S.A.
- "Guía de Referencia del Sistema de Transporte 2012 - 2016" – ENERSA.

#### SOFTWARE.

- AutoCad 2014.
- NEPLAN.