

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**



**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA EN PROYECTOS DE SUBESTACIONES  
ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**BRODDY EDGAR CHINGA PAREJA**

**PROMOCIÓN**

**2002 - II**

**LIMA – PERÚ**

**2007**

# **EVALUACIÓN TECNICO ECONÓMICA EN PROYECTOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE ALTA TENSIÓN**

## **AGRADECIMIENTOS:**

Debo expresar mi enorme gratitud:

- A mis padres y hermanos de quienes siempre conté con su apoyo en todo momento, durante el periodo de mis estudios en la universidad.
- A mi esposa Nelma quien es la inspiración de mis sueños y metas.
- A todas aquellas persona que me motivaron a realizar y concluir este trabajo.

## SUMARIO

El presente trabajo muestra una relativamente nueva tecnología para la planificación y construcción de subestaciones eléctricas en alta tensión. Se trata de las subestaciones encapsuladas en gas que constituyen una importante alternativa a las subestaciones convencionales aisladas en aire. Consta de 7 capítulos los cuales son descritos a continuación de manera general.

En el capítulo I se realiza una introducción al tema, se describen los antecedentes y se definen con claridad los objetivos y los alcances para el desarrollo del tema.

En el capítulo II se describirá y se hará una comparación entre las subestaciones encapsuladas en gas y las subestaciones aisladas en aire.

En el capítulo III se describirá ampliamente a las subestaciones encapsuladas en gas de alta tensión y su diseño según normas internacionales. Asimismo, se explicará detalladamente cada uno de sus componentes, tales como: el gas hexafluoruro de azufre, interruptor de potencia, seccionador de barra y de puesta a tierra, transformadores de tensión y corriente, pararrayos y el mecanismo de accionamiento.

En el capítulo IV se explicarán sus configuraciones típicas, tales como: barra simple, doble barra, barras en anillo entre otras. Además, se mencionarán los valores característicos típicos que se aplican en las subestaciones encapsuladas en alta tensión.

En el capítulo V se detallarán las pruebas tipo realizadas en laboratorios, las pruebas de rutina realizadas en fábrica y las pruebas en sitio durante la etapa de montaje.

En el capítulo VI haremos mención de las obras civiles que se deberán ejecutar antes de su puesta en servicio.

Finalmente, en el capítulo VII se realizará un análisis económico del tipo comparativo de inversión y mantenimiento entre las subestaciones encapsuladas en gas y las convencionales aisladas en aire.

## INDICE

### CAPITULO I

#### INTRODUCCION

8

1.1. ANTECEDENTES

8

1.2. OBJETIVOS

8

1.3. ALCANCES

9

### CAPITULO II

#### COMPARACION ENTRE SUBESTACIONES

10

### CAPITULO III

#### DESCRIPCION DE COMPONENTES

12

3.1. DESCRIPCIONES GENERALES DE LOS COMPONENTES

12

3.1.1. Interruptor de Potencia

14

3.1.2. Mecanismo de Accionamiento por Resorte

15

3.1.3. Seccionador / Cuchilla de Puesta a Tierra Combinado

16

3.1.4. Cuchilla de Puesta a Tierra Rápida

17

3.1.5. Transformador de Corriente

18

3.1.6. Transformadores de Tensión

19

3.1.7. Envolverte de Cable Tipo Enchufable (Tipo seco)

19

3.1.8. Pasatapas Aéreo

20

3.1.9. Elementos de Interconexión

21

3.1.10. Envolvertes y Conductores

21

3.1.11. Compartimentos de Gas

22

3.1.12. Aislador Estanco y de Soporte

22

3.1.13. Dispositivo de Alivio de Presión

23

3.1.14. Gas SF6

23

3.1.15. Sellado de Gas

25

3.1.16. Estructuras de soporte

25

3.1.17. Compatibilidad Electromagnética (EMC)

26

3.1.18. Puesta a Tierra

26

3.1.19. Control Local	26
3.1.20. Pintura	27
3.2. CODIGOS Y NORMAS INTERNACIONALES	27
<b>CAPITULO IV</b>	
<b>CONFIGURACIONES Y VALORES TIPICOS DE LOS COMPONENTES DE UNA CELDA GIS</b>	<b>28</b>
4.1. CONFIGURACIONES Y ARREGLOS TIPICOS	28
4.1.1. Barra Simple	29
4.1.2. Doble Barra	29
4.1.3. Configuración Tipo H	30
4.2. VALORES TECNICOS TIPICOS	31
4.2.1. Características Típicas para una GIS en 72.5kV y 145kV	31
4.2.2. Características Típicas para una GIS en 245kV	35
<b>CAPITULO V</b>	
<b>PRUEBAS Y MANTENIMIENTO</b>	<b>39</b>
5.1. PRUEBAS	39
5.1.1 Pruebas Tipo	39
5.1.2 Pruebas de Rutina	41
5.1.3 Pruebas en Sitio	42
5.2. MANTENIMIENTO	43
5.2.1. Trabajos de Inspección	43
5.2.2. Trabajos de Servicios y Re-acondicionamiento	45
<b>CAPITULO VI</b>	
<b>OBRAS CIVILES</b>	<b>46</b>
<b>CAPITULO VII</b>	
<b>ANALISIS ECONOMICO</b>	<b>50</b>
5.1. ANALISIS DEL VAN Y TIR DEL PROYECTO	55
5.2. ANALISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO	59
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>61</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>64</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>67</b>

## PROLOGO

La creciente demanda de energía eléctrica en el corazón mismo de las ciudades y centros industriales exige instalar subestaciones de transmisión y distribución de dimensiones muy reducidas y confiables. Esto debido a la imposibilidad de conseguir el área necesaria, en el lugar apropiado, para la instalación de una subestación convencional en alta tensión y lo costoso que resultaría el terreno en estas ciudades.

En cambio, las dimensiones muy reducidas de las subestaciones encapsuladas en gas, las convierten en la mejor solución para utilizarlas en ciudades importantes y/o industriales. Adicionalmente, podemos afirmar que si el problema para instalar una subestación en alta tensión es el espacio, la solución siempre es una subestación encapsulada en gas.

El presente trabajo tiene como propósito dar a conocer los principios elementales de las subestaciones encapsuladas en gas como una importante alternativa a las subestaciones convencionales aisladas en aire.

Asimismo este trabajo esta dirigido a profesionales de ingeniería, técnicos, estudiantes universitarios de ingeniería eléctrica, sin experiencia especifica en el tema y que deseen consultar o profundizar sus conocimientos relacionados a las subestaciones encapsuladas en gas.

Mis cordiales y profundos agradecimientos a las personas que han colaborado gentilmente con su amplia experiencia y aportes para la culminación de este trabajo.

## **CAPITULO I**

### **INTRODUCCION**

#### **1.1 ANTECEDENTES**

Las subestaciones encapsuladas en gas (blindadas) o subestaciones aisladas en gas SF<sub>6</sub>, provienen del acrónimo en inglés *Gas Insulated Substations*, o simplemente GIS. Entre 1960 y 1970, aparecen las primeras GIS de alta tensión. En 1966 se instala en Plessis Gassot, Francia, la primera GIS prototipo experimental de 245 kV. En 1978 se instala la primera GIS del mundo en 800kV en Joshua Falls, USA. Seguidamente, estas fueron introducidas en el mercado al final de la década de 1960 y durante el último decenio han llegado a poseer una tecnología ampliamente aceptada, abriendo nuevos caminos en el diseño de subestaciones.

Sin embargo una vez disponible el equipo, las aplicaciones crecieron enormemente, al principio para tensiones hasta 245kV, y después, cuando quedo demostrado su extraordinario servicio, hasta tensiones consideradas extra alta tensión. Debido a sus características, como reducido tamaño y precio moderado a altas tensiones, las GIS son particularmente adecuadas para este rango de tensiones extra altas.

En muchos países en Latinoamérica, incluyendo al Perú, hasta hace poco se consideraba que no había necesidad de instalar una GIS pues hay espacio suficiente. Hoy esta situación ha cambiado. En las grandes ciudades Latinoamericanas ya no es fácil conseguir terrenos para subestaciones que estén apropiadamente ubicados. Además el costo del terreno y la obra civil a ejecutar se han vuelto un factor de consideración.

#### **1.2 OBJETIVOS**

El objetivo del presente trabajo es demostrar una nueva opción en la planificación y construcción de subestaciones eléctricas en alta tensión. Esta opción también será evaluada económicamente con la finalidad de demostrar que el equipo GIS no solo constituye una importante alternativa técnica sino también económica.

### 1.3 ALCANCES

El desarrollo del trabajo se concentra en la evaluación comparativa entre una subestación GIS y AIS (proviene del acrónimo en inglés *Air Insulated Substations*) para una tensión en 72.5kV, que comprende dos celdas de transformador, una celda de seccionamiento, dos celdas de salida y otra celda de seccionamiento, transformador y de salida prevista para una ampliación en el futuro.

Los factores a ser considerados para la comparación económica son; planeamiento, los equipos de patio de llaves en alta tensión, transporte internacional, equipos de protección y control, malla a tierra, pórticos, fundaciones, construcción civil, montaje y puesta en servicio y mantenimiento de los equipos durante un periodo de 25 años.

Principalmente se evaluará aspectos y factores relacionados al equipo GIS, montaje, puesta en servicio y mantenimiento. Los demás factores solo serán mencionados y no se entrará en detalles debido a que no es parte de la experiencia del autor.

En este trabajo no se considera los costos relacionados a los transformadores de potencia debido a que en ambas alternativas ya sea GIS o AIS, los costos asociados a estos equipos son los mismos. De igual manera no se considerarán los costos del conjunto de celdas de media tensión.

No es parte de este trabajo el describir los detalles de las pruebas tipo y de rutina, así como sus conceptos teóricos, debido a su importancia merecen ser tratados en otro trabajo particular.

Se analizará los resultados obtenidos de la comparación económica de ambas soluciones. Como información se mostrarán resultados comparativos entre subestaciones GIS y AIS para tensiones en 145kV y 245kV.

## **CAPITULO II**

### **COMPARACION ENTRE SUBESTACIONES GIS Y AIS**

Existen diferencias fundamentales entre una subestación GIS y AIS. La más importante a favor de las GIS es que en éstas las dimensiones son muy reducidas.

De manera general el volumen ocupado por una GIS está entre el 5 al 10% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones. Del mismo modo, el área ocupada por una GIS está entre el 10 al 15% de la que le corresponde a una convencional de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

Otra ventaja esencial de las GIS es la posibilidad de ensamblar las partes mas importantes de la subestación antes de la salida de fabrica. En algunos casos, dependiendo del nivel de tensión, hasta 145kV, son transportados en módulos completos de una o dos celdas a la vez. Esto permite mantener una alta calidad y reducir considerablemente el tiempo de montaje en el lugar de instalación.

Los equipos GIS no son afectados por la altura de instalación, es decir que no se aplica el factor de corrección por altura como si se hace con los equipos AIS. Debido a su diseño modular presentan un mejor comportamiento frente a condiciones sísmicas.

El tiempo de vida del equipo GIS es de mínimo 30 años y que en promedio cada 15 años se debe realizar una revisión ó inspección, podríamos decir que este periodo es libre de mantenimiento durante su tiempo de vida, este factor es muy importante.

Es normalmente fácil ampliar una GIS existente cuando se ha previsto desde el principio y se usa un equipo del mismo fabricante durante las diferentes etapas. Dado que no hay una normalización de dimensiones y disposiciones de las mismas piezas, es más difícil interconectar GIS de diferentes fabricantes.

A continuación listaremos las principales áreas de utilización del equipo GIS:

- Áreas industriales (con aire fuertemente contaminado).
- Áreas urbanas (con problemas de espacio en el lugar adecuado).
- Zonas costeras (problemas de extrema salinidad).
- Zonas desérticas (problemas de contaminación por arena).
- Áreas en donde sea necesario minimizar el impacto ambiental.
- Estaciones subterráneas.

En resumen las ventajas principales de las subestaciones GIS son:

- Tamaño reducido. La superficie necesaria para una subestación GIS es del 10% al 15% de la superficie requerida para una AIS.
- Son a prueba de contaminación ambiental.
- Menor tiempo de montaje en sitio.
- Requieren menor mantenimiento.
- Brindan una mayor seguridad para los operadores.
- No producen radio interferencia.

La disponibilidad de la electricidad es una de los principales factores y consideraciones en nuestras vidas. La integridad del suministro de energía esta determinado por la operación confiable y alta disponibilidad de los equipos, cuyos dueños son las empresas de electricidad y por tal motivos estas exigen un alto desenvolvimiento de sus equipos y menor número de fallas, con el fin de no ser sancionados por las empresas reguladoras.

## **CAPITULO III**

### **DESCRIPCION DE COMPONENTES Y NORMAS INTERNACIONALES**

#### **3.1 DESCRIPCIONES GENERALES DE LOS COMPONENTES**

Es este capítulo describiremos los componentes principales de las subestaciones GIS para tensiones en 72.5kV, 145kV y 245kV.

Para los niveles de tensión en 72.5kV y 145kV el diseño de la envolvente es ligero y de aleación de aluminio que contiene de manera común las tres fases. Los compartimentos de gas de las secciones y barras son separados por aislantes para causar un mínimo efecto en el servicio durante ampliaciones o mantenimientos.

Los elementos activos de la GIS en 72.5kV y 145kV son protegidos por aisladores y aislados en gas SF<sub>6</sub>. El interruptor vertical atornillado al suelo es el soporte principal de los componentes de la GIS. La disposición de las barras enfrente del interruptor vertical permite fácil acceso a todos los componentes operativos de la GIS. Los elementos telescópicos y desmontables de la barra colectora facilitan el montaje, las ampliaciones planeadas o inesperadas, y las tareas de mantenimiento sin que apenas afecten al funcionamiento.

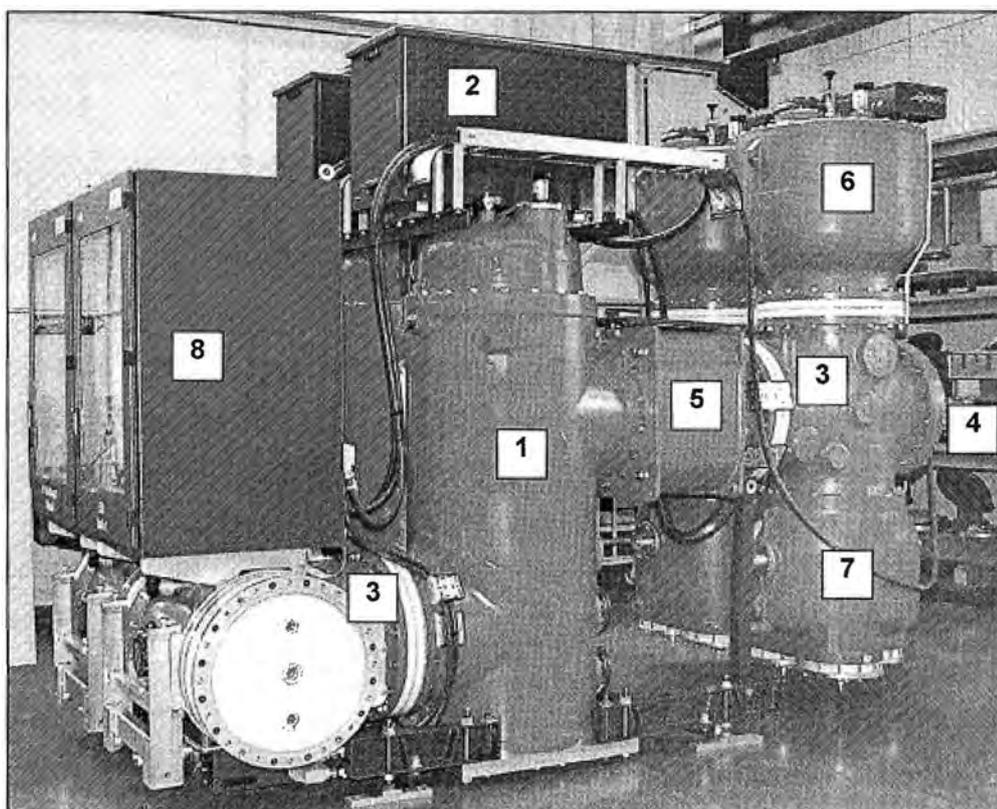
El equipo encapsulado en 72.5kV y 145kV es entregado generalmente ensamblado y probado por bahía o por par de Bahías. Las estructuras de soporte de las bahías son ajustadas al suelo. Vigas de soporte no son necesarias y tampoco requiere de una superficie lisa.

Para los niveles de tensión en 245kV el diseño de la envolvente es también ligero y de aleación de aluminio que cubre cada fase por separado. Cada compartimento de gas de la celda también está separado por particiones aisladas para conseguir un funcionamiento de alta fiabilidad.

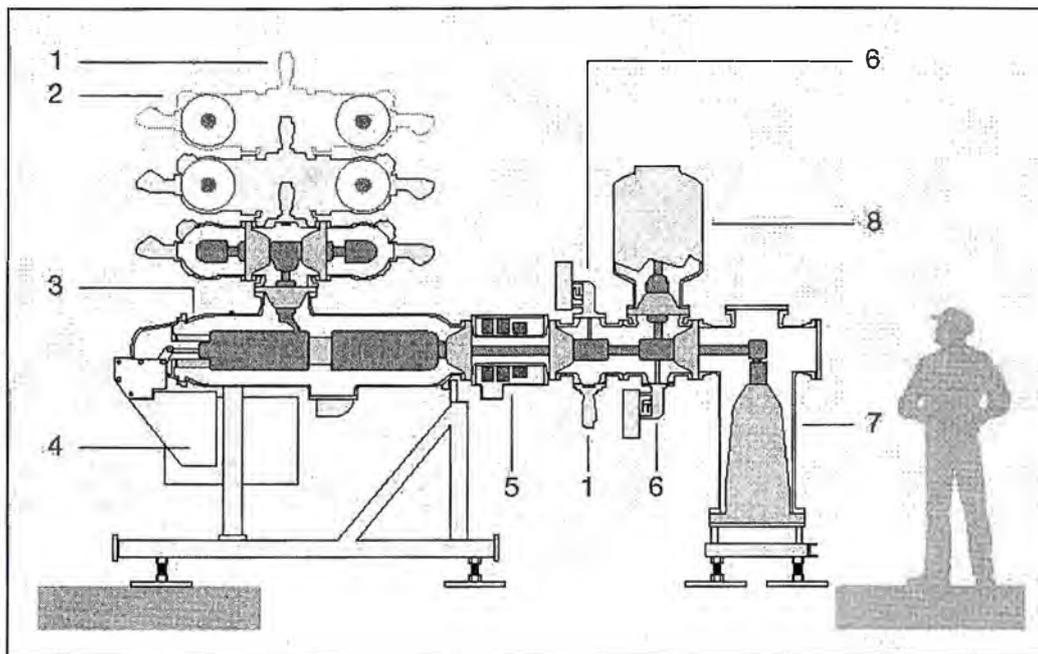
Una característica del equipo encapsulado en 245kV es la disposición horizontal que disminuye la obra civil, minimiza la estructura metálica y permite un acceso fácil y rápido a los mandos y accesorios.

El equipo GIS en 245kV normalmente se transporta separadamente. Basta con una grúa ligera para su instalación y posterior mantenimiento (en algunos casos podría necesitarse una grúa mayor) La estructura de la celda permite un ajuste vertical y puede fijarse directamente al suelo de la instalación con un dispositivo de anclaje de cemento.

Independientemente del nivel de tensión los componentes del equipo GIS son fabricados por el mismo fabricante de la GIS o proveedores autorizados. Todos los componentes deben cumplir con las más estrictas normas de calidad. Las interfases de los componentes (mecanismos de accionamiento, transformadores de instrumentos, elementos de supervisión) y del armario de control local permiten integrar fácilmente el equipo GIS en una amplia variedad de sistemas de control, medición y protección.



*Fig. 3.1. Subestación GIS típica de barra simple en 72.5kV/145kV y sus principales componentes; (1) interruptor de potencia, (2) mecanismo a resortes, (3) seccionador – puesta a tierra, (4) puesta a tierra rápida, (5) transformador de corriente, (6) transformador de tensión, (7) conexión de cables, (8) panel de control.*



*Fig. 3.2. Corte de una Subestación GIS típica de doble barra simple en 245kV y sus principales componentes; (1) puesta a tierra, (2) seccionador de barras, (3) interruptor de potencia, (4) mecanismo a resortes, (5) transformadores de corriente, (6) seccionador de línea, (7) conexión de cables, (8) transformador de tensión.*

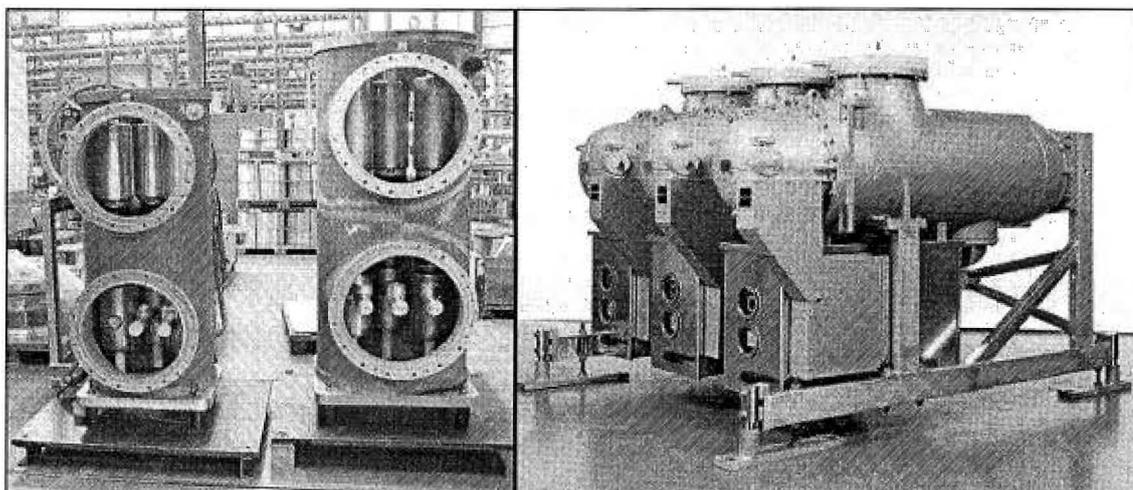
### **3.1.1 Interruptor de Potencia**

El principio de extinción del arco eléctrico del interruptor de una GIS en 72.5kV y 145kV utiliza una avanzada tecnología llamada de autosoplado térmico para lograr la interrupción segura del arco sin corriente de retorno. Como consecuencia, el interruptor necesita menos energía de accionamiento y el mecanismo de accionamiento por resorte queda óptimamente integrado. El usuario se beneficia así de una alta disponibilidad, un mantenimiento mínimo y una baja carga dinámica sobre el suelo.

Los Interruptores y mecanismos son fácilmente accesibles para inspección, mantenimiento y fácil de operar manualmente en caso de emergencia o en caso de mantenimiento.

El interruptor de una GIS de 245kV también es del tipo autosoplado térmico con una cámara de corte por fase. Se aprovecha la energía producida por el arco en el proceso de extinción del mismo. Los tres polos en disposición horizontal junto con los accionamientos situados por debajo, forman la unidad de interruptor tripolar.

Los tres polos del interruptor son accionados de forma separada por unos mandos unipolares a resortes, que pueden ser accionados eléctrica o manualmente. Los accionamientos a resortes y la estructura soporte están fijadas a la envolvente del interruptor.



*Fig. 3.3. Interruptores de potencia en 72.5kV y 145kV en posición vertical (izquierda). Interruptor de potencia en 245kV en posición horizontal (derecha). En ambos casos el montaje de las partes activas se realiza en un laboratorio blanco libre de impurezas.*

### **3.1.2 Mecanismo de Accionamiento por Resorte**

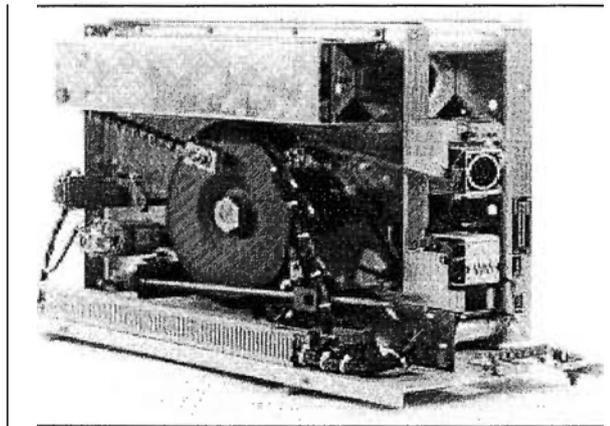
Los mecanismos de accionamiento por resorte han sido utilizados desde 1934. El interruptor aplica un sistema de accionamiento por resorte de última generación formando una unidad operativa por un mecanismo funcional trifásico mediante una conexión articulada. Al poseer pocas partes móviles, el mantenimiento es mínimo, y son fiables durante su larga vida de servicio.

La energía para un ciclo de abrir-cerrar-abrir (O-C-O) se almacena permanentemente y liberado por los dos muelles de compresión dentro del mecanismo. La energía de cierre y accionamiento sobrante la recupera el muelle de cierre y la absorbe el regulador de desconexión hidráulica.

Esta generación de mecanismos de operación ofrece también un mínimo tiempo de carga y una buena reproducibilidad del tiempo de operación. Los ciclos extensos de mantenimiento son otra característica favorable de esta generación de accionamiento por resorte.

Las ventajas del mando por resorte frente a otros sistemas son decisivas:

- Principio de funcionamiento simple, claro y de alta fiabilidad.
- La energía almacenada en el resorte se mantiene a través de los años sin pérdidas. No requiere sistemas auxiliares de recarga de energía como otros sistemas.
- La energía liberada en cada maniobra es constante e invariable con la temperatura (+50°C). Demuestra una alta repetitividad.
- No requiere ajustes en la obra. Requiere de muy poco mantenimiento.



*Fig. 3.4. Mecanismo de accionamiento por resortes de fácil acceso a los componentes (mecánico y eléctrico) en caso de alguna eventual inspección.*

### **3.1.3 Seccionador / Cuchilla de Puesta a Tierra Combinado**

El seccionador incorpora las dos funciones de un seccionador y un seccionador de mantenimiento de puesta a tierra. Esto es conseguido por un contacto deslizante caracterizado por tres posiciones definidas:

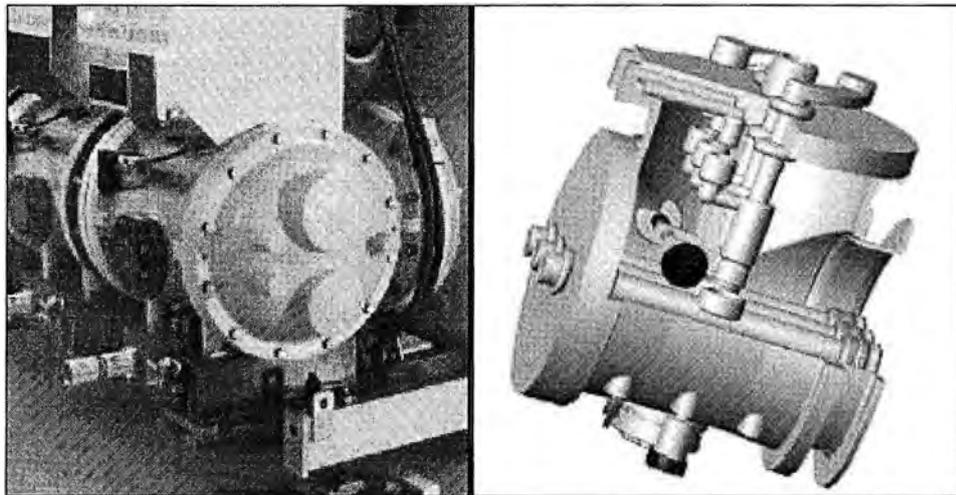
- Seccionador abierto / Cuchilla de puesta a tierra cerrada
- Seccionador cerrado / Cuchilla de puesta a tierra abierta
- Seccionador abierto / Cuchilla de puesta a tierra abierta

El seccionador / cuchilla de puesta a tierra combinado es dirigido por un accionamiento motorizado directamente adjunto al envoltente. Un indicador mecánicamente conectado muestra la posición real de la cuchilla.

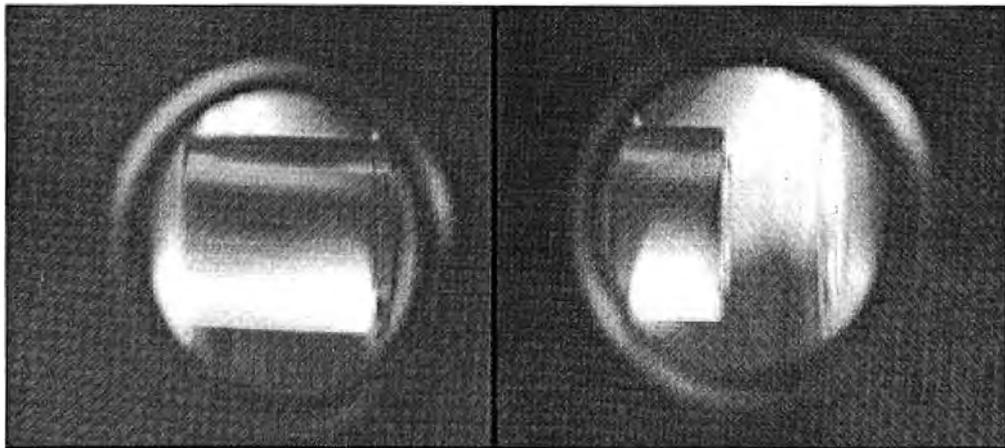
El uso de un contacto móvil para el seccionador y para la cuchilla de puesta a tierra impide la posición simultánea de cerrado de ambos seccionadores.

Las cuchillas de puesta a tierra son aisladas y conectadas al envolvente por unos conductores extraíbles a prueba de corto circuito permitiendo la inyección de corriente y tensión para las pruebas en sitio.

La posición del contacto de la cuchilla puede ser verificada visualmente a través de una ventana de inspección localizada en el compartimiento evitando la apertura de los compartimentos de gas para inspeccionar.



*Fig. 3.5. Seccionador / Cuchilla de puesta a tierra, de tres posiciones.*



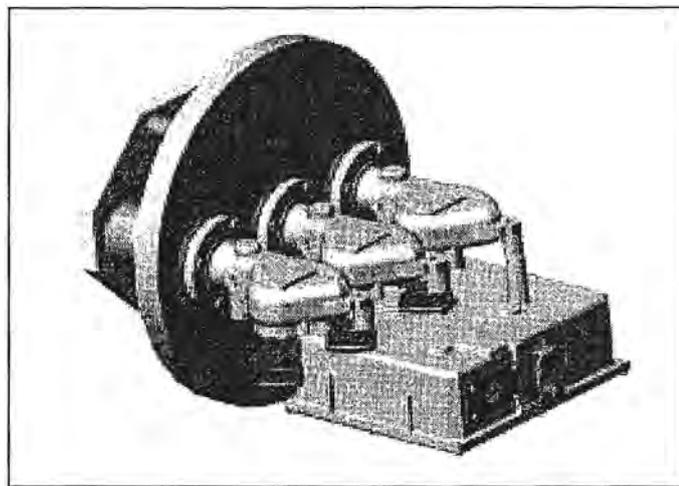
*Fig. 3.6. Mirilla para inspección visual de la apertura ó cierre el seccionador.*

#### **3.1.4 Cuchilla de Puesta a Tierra Rápida**

La cuchilla de puesta a tierra rápida es capaz de cerrarse en corriente de corto circuito y es aplicable cuando el cierre en secciones vivas es posible y activar corrientes inducidas ej. Alimentadores de línea.

Las cuchillas de puesta a tierra rápida son de tres polos y operados por un accionamiento motorizado. Los contactos móviles son dirigidos por un resorte, cargado y liberado, durante la operación de apertura y cierre del mecanismo. La posición del indicador mecánicamente conectado a la cuchilla de puesta a tierra se ve fácilmente desde el nivel de operación. Tienen a su vez la capacidad de cierre bajo condiciones de cortocircuito.

La versión de cuchilla de puesta a tierra aislada es conectada a la envolvente por unos conductores extraíbles a prueba de corto circuito permitiendo la inyección de corriente y tensión para las pruebas en sitio.



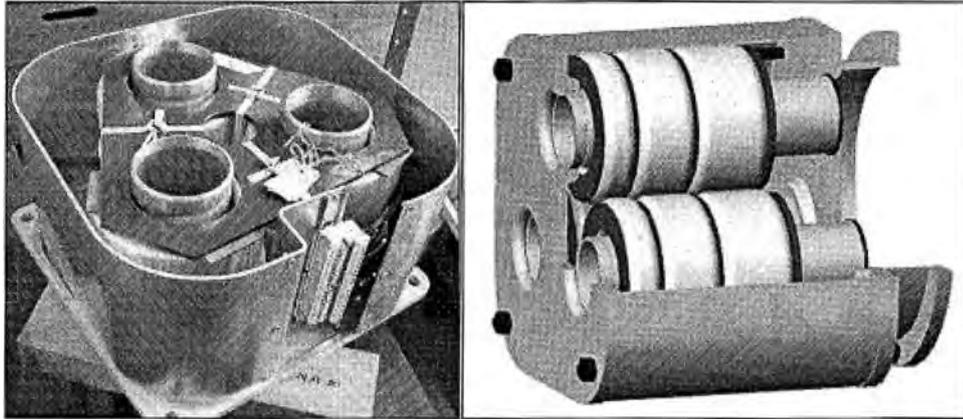
*Fig. 3.7. Cuchilla de puesta a tierra rápida.*

### **3.1.5 Transformador de Corriente**

Los transformadores de medida inductivos siempre son diseñados bajo los requerimientos del proyecto. Los datos técnicos de los núcleos cumplen con las necesidades del usuario para protección, control y medición. La barra conductora de alta tensión actúa como el principal devanado del transformador de corriente. Los devanados secundarios están conectados a las terminales en el compartimento de estas.

La longitud del transformador de corriente depende del número y el tamaño de los núcleos definidos en la especificación del proyecto.

Las sobretensiones transitorias transmitidas por los transformadores de corriente a los circuitos de control, protección y medición cumplen los últimos requisitos de la IEC en cuanto a compatibilidad electromagnética (EMC).

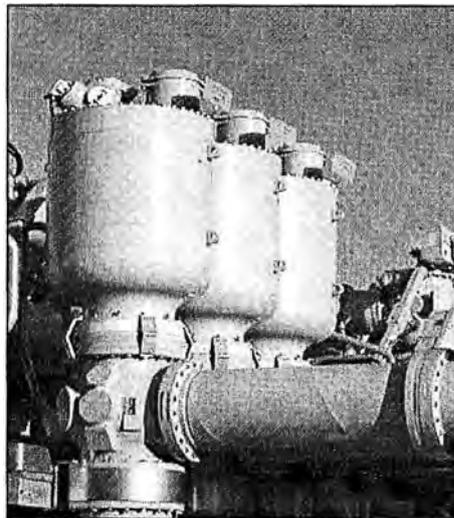


*Fig. 3.8. Transformadores de corriente, los núcleos se encuentran fuera del ambiente de gas SF6.*

### **3.1.6 Transformadores de Tensión**

El transformador de tensión inductivo consiste de un núcleo de hierro de un transformador, rodeado por dos envoltentes. La primaria consta de una fina película aislante y posee una barrera de electrodos en la parte de alta tensión.

Las sobretensiones transitorias transmitidas por los transformadores de tensión a los circuitos de control, protección y medición cumplen los últimos requisitos de la IEC en cuanto a compatibilidad electromagnética (EMC).



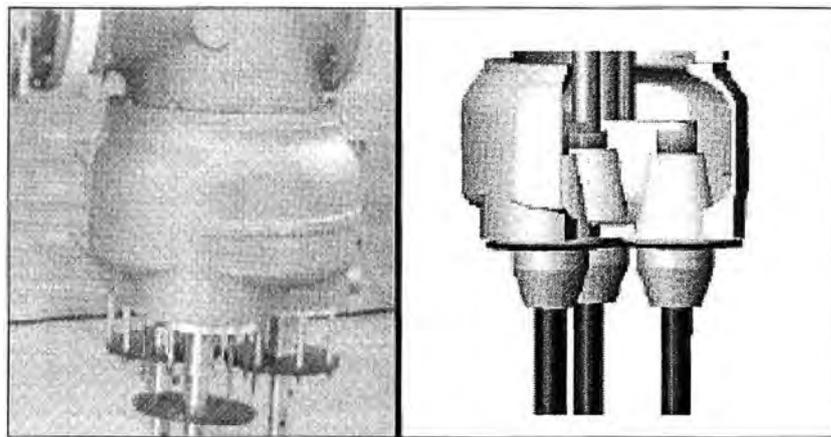
*Fig. 3.9. Transformador de tensión inductivo.*

### **3.1.7 Envoltente de Cable Tipo Enchufable (Tipo seco)**

La envoltente de cable tipo seco enchufable según la Especificación Técnica TS 60859 del IEC proporcionada por varios fabricantes permite instalar cables de alta tensión sin necesidad de abrir el compartimiento del alimentador de gas después de la prueba de alta tensión de la GIS.

Procedimientos de montaje más cortos y más fáciles son la consecuencia de esta generación de terminaciones de cable.

El alcance de suministro básico del fabricante de la GIS se limita a la envolvente, las conexiones de interface y el montaje del conector de cable. El conector tipo "macho" no forma parte del alcance de suministro de la GIS al menos que se acuerde lo contrario. Los trabajos de su montaje sobre el cable de alta tensión, deberá ser parte del alcance de suministro del proveedor del cable.

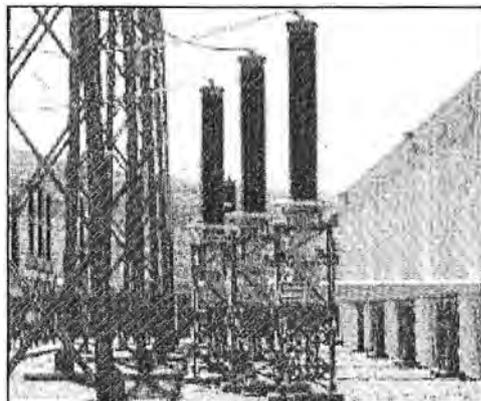


*Fig. 3.10. Conexión por cables tipo enchufables.*

### **3.1.8 Pasatapas Aéreo**

El pasatapas Aéreo/SF6 consiste en un aislante de composite, presurizado con gas SF6. El conductor es sostenido por el cono aislante al final del equipo, y el electrodo de alta tensión en el extremo de la conexión a aire.

La forma del aislamiento y la longitud de la línea de fuga pueden adaptarse a las necesidades del cliente y a las condiciones de servicio.



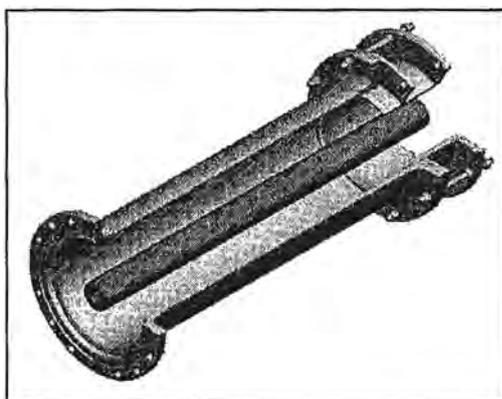
*Fig. 3.11. Conexión por pasatapas tipo aéreo.*

### 3.1.9 Elementos de Interconexión

Todos los componentes de la GIS tienen bridas y contactos tipo clavija estándar. Los conductores y electrodos están protegidos con aislantes cónicos en las secciones donde es necesario.

Los elementos tubulares y telescópicos son utilizados para conectar todos los componentes entre sí.

Los elementos telescópicos son empleados para conectar el bus de barras de cada sección o para extensiones y permiten una desconexión sencilla de los componentes con un mínimo impacto en el servicio.



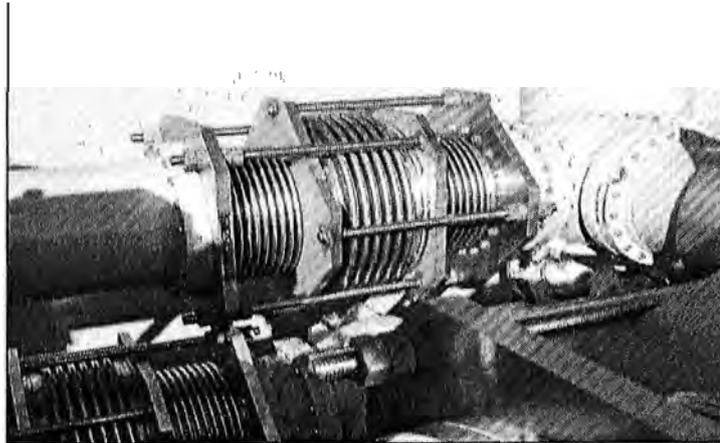
*Fig. 3.12. Vista transversal donde se aprecia el conductor (barra color roja en el centro de la envoltente) y las bridas (extremo superior derecho).*

### 3.1.10 Envoltentes y Conductores

Los envoltentes principalmente son de una mezcla de aluminio fundido que han sido elegidos por su excelente tolerancia a la corrosión y por su ligero peso. La superficie exterior está pintada para mejorar su apariencia, mientras que en el interior no se aplica pintura para evitar cualquier riesgo de descarga eléctrica.

El diseño del envoltente cumple con el código Europeo CENELEC para envoltentes de GIS con gas.

Los conductores de conexión están hechos de aluminio o de tubos de cobre o barras, plateados en los bordes. Los conductores están conectados por contactos plug-in plateados y deslizantes para compensar la expansión térmica.



*Fig. 3.13. Muelles metálicos para compensar la dilatación y/o contracción de los envolventes.*

### **3.1.11 Compartimentos de Gas**

El GIS SF6 está dividido en varios compartimentos de gas independientes separados por barreras aislantes o aisladores cónicos estancos.

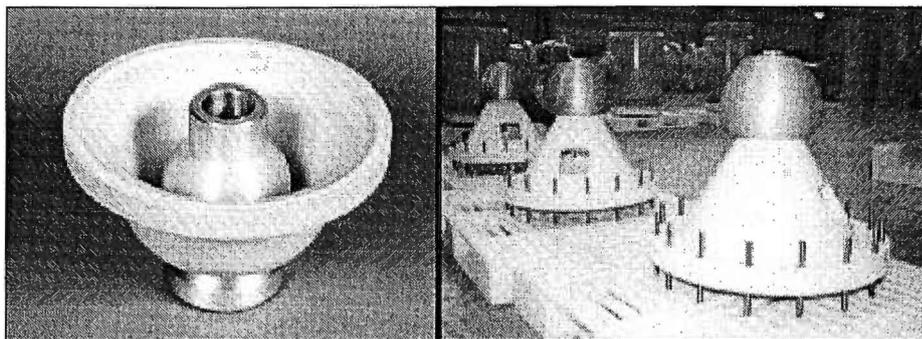
Cada compartimento de gas consiste de:

- Una conexión de servicio de gas SF6 para evacuación, llenado y muestreo equipado con un filtro integral para prevenir la entrada de contaminación al compartimento.
- Un dispositivo que libera presión para proteger los envolventes contra exceso de presión.
- Un absorbedor para absorber humedad y productos de descomposición de SF6.
- Supervisión de densidad de SF6. Sensores analógicos o digitales están opcionalmente disponibles.

### **3.1.12 Aislador Estanco y de Soporte**

Las partes vivas del GIS tienen como soporte una barrera o aisladores abiertos. Calidades máximas de fabricación y inspección rigurosas garantizan propiedades dieléctricas excelentes. El material seleccionado (mezcla del aluminio y la resina) se caracteriza por su excelente fortaleza mecánica a cualquier temperatura operativa y soporta productos de descomposición de SF6.

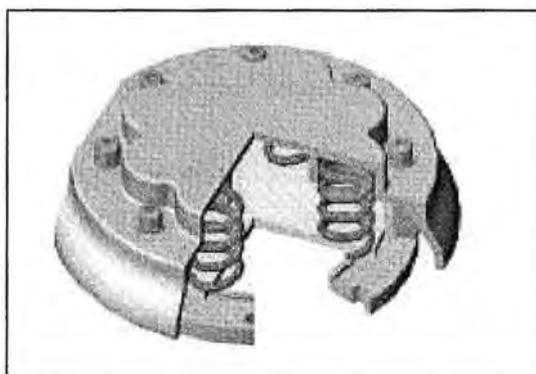
Los aisladores, son dimensionados de acuerdo con el código Europeo CENELEC para las GIS con gas. Éstos también resisten a arcos internos y previenen su propagación al compartimento continuo.



*Fig. 3.14. Aisladores ó conos de separación de compartimentos (cono cerrado - izquierda; cono abierto – derecha).*

### 3.1.13 Dispositivo de Alivio de Presión

El dispositivo de liberación de presión protege envoltentes contra exceso de sobre presión. Consiste de un disco cargado por resorte. Para proteger al personal la tapa dirige el gas a la envoltente.



*Fig. 3.14. Dispositivo de alivio de presión.*

### 3.1.14 Gas SF6

El SF6 es un excelente medio dieléctrico. Efectivamente, en condiciones comparables, la rigidez dieléctrica del SF6 es más del doble de la del aire (Véase la TABLA 3.1). Esta propiedad se debe esencialmente al carácter electronegativo de la molécula de SF6 que capta los electrones libres y previene el fenómeno de la avalancha cuyo origen es la activación.

El SF6 también es un excelente fluido de corte, por tres principales razones siguientes:

- La alta energía de disociación del SF6 ocasiona el eficaz enfriamiento del arco.
- Los iones flúor procedentes de la disociación son muy electronegativos y captan rápidamente los electrones libres.

- La recombinación muy rápida de las moléculas de SF6 dissociadas permite restablecimientos de tensión muy estrictos.

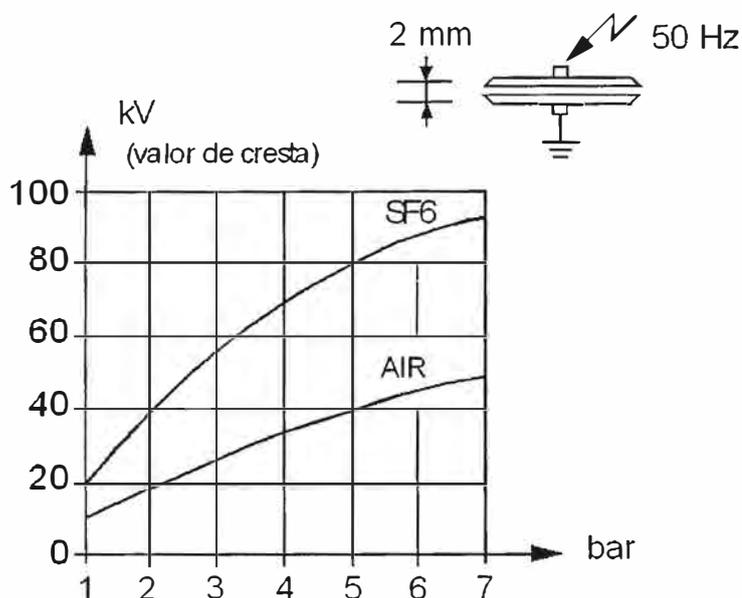


Fig. 3.15. Gráfico que muestra las propiedades de la rigidez dieléctrica del gas SF6 Vs. Aire.

Dentro del alcance del suministro del fabricante de la GIS se incluye el gas SF6 necesario para el primer llenado, así como el tubo de conexión y fijaciones. Para el suministro de gas se utilizarán contenedores que serán devueltos tras la finalización del suministro. El gas SF6 utilizado en la GIS consta de las siguientes propiedades (de acuerdo con la última publicación de IEC).

Concentración máxima permitida de impureza (por peso):

TABLA N° 3.1. Tabla de concentración de impurezas máximas del gas SF6.

Impureza o grupo de impurezas	Concentración máxima (masa)
Tetrafluoruro de carbono (CF 4)	0,05 %
Oxígeno + nitrógeno, aire	0,05 %
Agua	15 ppm
Acidez, en HF	0,3 ppm
Fluoruros hidrolizables, en HF	1 ppm
Aceite mineral	10 ppm

### 3.1.15 Sellado de Gas

El sellado entre las bridas es asegurado por medio de una empaquetadura tipo elastomérico sintético, es de un diseño transversal especial que arroja tres sellos concéntricos. Los dos sellos internos son, de tal manera, protegidos de agentes externos.

De esta manera con este tipo de soluciones se puede garantizar una estanqueidad mucho menor que el requerimiento normativo de máximo 1 % al año.

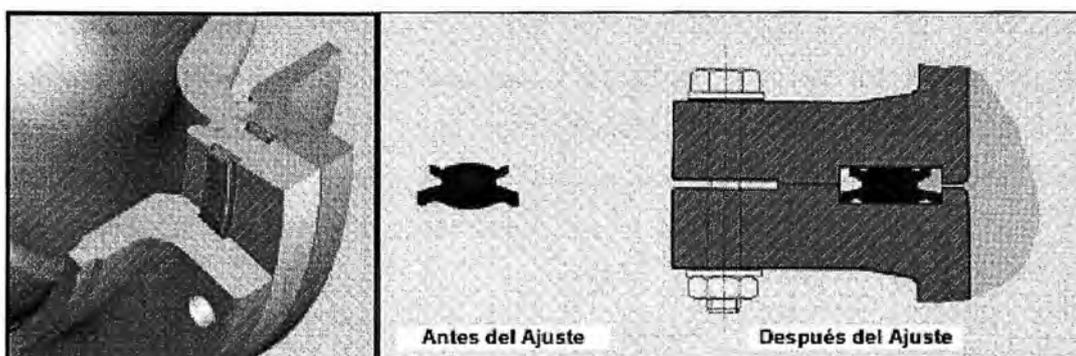


Fig. 3.15. Corte transversal del sellado entre bridas.

### 3.1.16 Estructuras de soporte

Las estructuras y soportes de acero están galvanizados por inmersión en baño son diseñadas para soportar las fuerzas estáticas y dinámicas, incluyendo cargas sísmicas. Los soportes son atornillados al suelo con anclas de cemento. El rango de ajuste para compensar los suelos desnivelados es de aprox.  $\pm 20$ mm. Con este dispositivo se garantiza una buena nivelación del equipo y un correcto acople de módulos adyacentes.

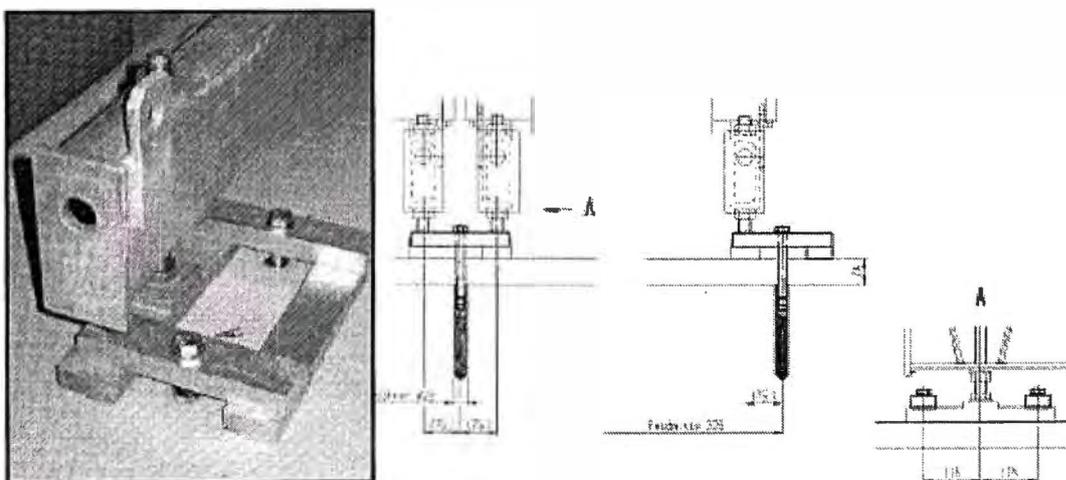


Fig. 3.16. Detalle de la fijación al piso de las celdas GIS.

### 3.1.17 Compatibilidad Electromagnética (EMC)

Los envolventes metálicos de la GIS integrados en la estación del sistema de puesta a tierra limita los campos eléctricos de los alrededores de la GIS a niveles inofensivos para humanos y equipos sensibles.

Sobre tensiones pasajeras transmitidas al control, medición y protección son conforme a la norma IEC.

### 3.1.18 Puesta a Tierra

Los envolventes conectados metálicamente y eléctricamente son integrados en la malla del sistema de puesta a tierra. Recomendaciones para una distribución óptima de la subestación del sistema de puesta a tierra, que normalmente forman parte del alcance de obra del contratador, también son disponibles.

### 3.1.19 Control Local

El gabinete de control local adjunto a la GIS es montado, cableado y probado en la fábrica.

El control local de cada sección proporciona las siguientes funciones:

- Control de los componentes de maniobra de cada sección.
- Bloqueo eléctrico entre los componentes.
- Supervisión de la densidad de gas.
- Interfase al control remoto, protección y medición.

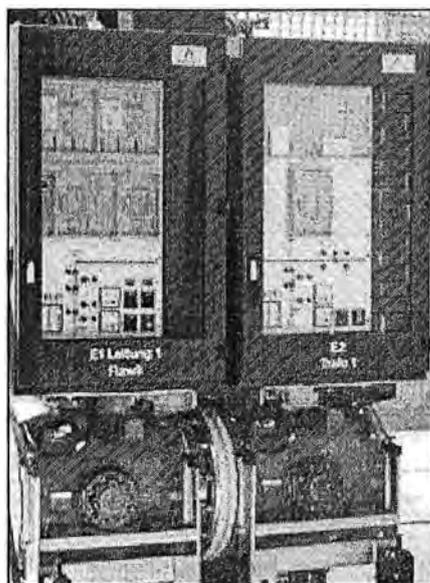


Fig. 3.17. Paneles de control, medición y protección.

### 3.1.20 Pintura

Se pintan únicamente las envolventes principales. Los accesorios y las partes pequeñas se dejan sin pintar. El método de recubrimiento de las envolventes fundidas de aluminio, así como de los tubos soldados de aluminio es el siguiente:

- Código interno: P1
- Número de capas: 1
- Grosor de la capa: 70  $\mu\text{m}$
- Método de protección: Preparación de la superficie y 2 componentes pintura AMERON.
- Código color: RAL 7038, gris ágata brillo sedoso 70% aprox. ó RAL 9016, blanco brillo sedoso 70%
- Composición: Siloxano - Epóxico

### 3.2 CODIGOS Y NORMAS INTERNACIONALES

El equipo encapsulado descrito ha sido diseñado y probado según las normas IEC siguientes:

TABLA N° 3.2. Indicación y descripción de las normas IEC.

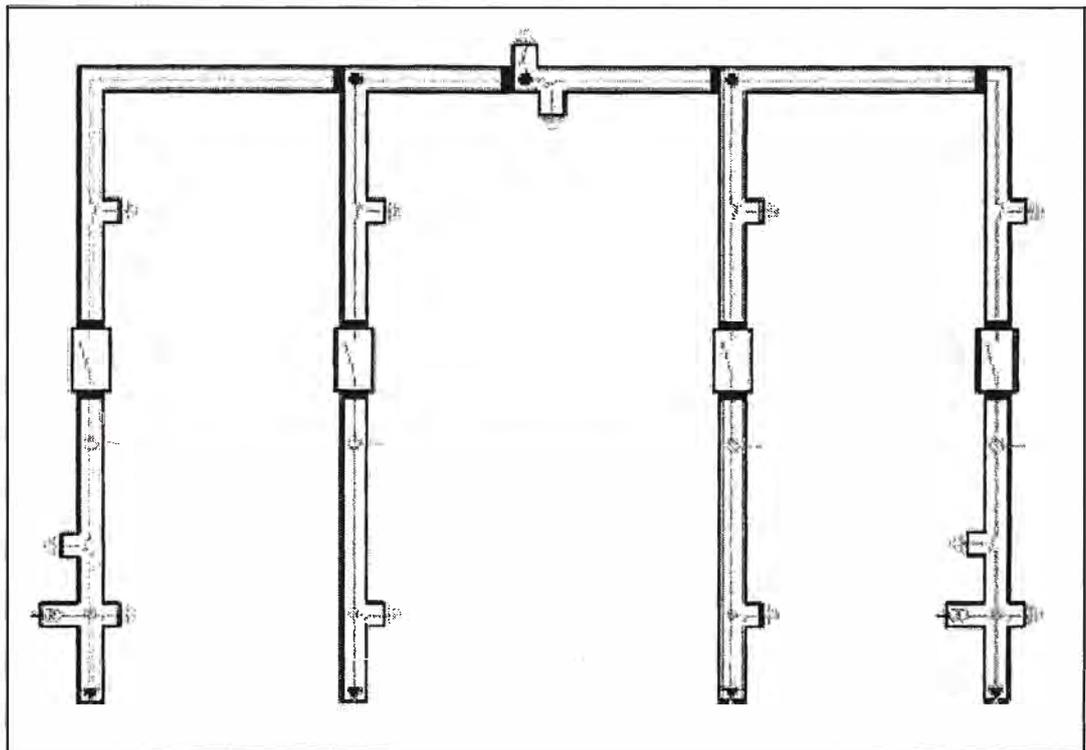
Descripción	Normas y Códigos
Cláusula común para equipos de AT e instrumentos de control	IEC 60694
Equipo encapsulado aislado en gas para tensión nominal $\geq 72.5\text{kV}$	IEC 60517
Interruptores de alta tensión de c.a.	IEC 62271-100
Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de c.a.	IEC 62271-102
Transformadores de corriente	IEC 60044-1 / -6
Transformadores de tensión	IEC 60044-2
Pararrayos de óxido- metálico sin abertura	IEC 60099-4
Pasatapas para tensiones alternativas $> 1000\text{V}$	IEC 60137
Gas SF <sub>6</sub>	IEC 60376
Medición de cargas parciales	IEC 60270
Guía para comprobación del SF <sub>6</sub> utilizado en equipos eléctricos	IEC 60480
Síntesis de pruebas para interruptores de alta tensión de c.a	IEC 60427
Compartimento de presión	CENELEC EN 50 052 y EN 50 064
Particiones de fundición en resina	CENELEC EN 50 089

**CAPITULO IV**  
**CONFIGURACIONES Y VALORES TIPICOS DE LOS COMPONENTES DE UNA**  
**CELDA GIS**

**4.1 CONFIGURACIONES Y ARREGLOS TIPICOS**

Con las subestaciones GIS podemos conseguir cualquier arreglo planeado para una AIS. A continuación mostraremos algunos arreglos típicos propuestos por los principales fabricantes de GIS:

**4.1.1 Barra Simple**



*Fig. 4.1. La figura muestra el diagrama unifilar para una subestación en 72.5kV. La subestación esta compuesta por dos celdas de línea, dos celdas de transformador y una celda de seccionamiento.*

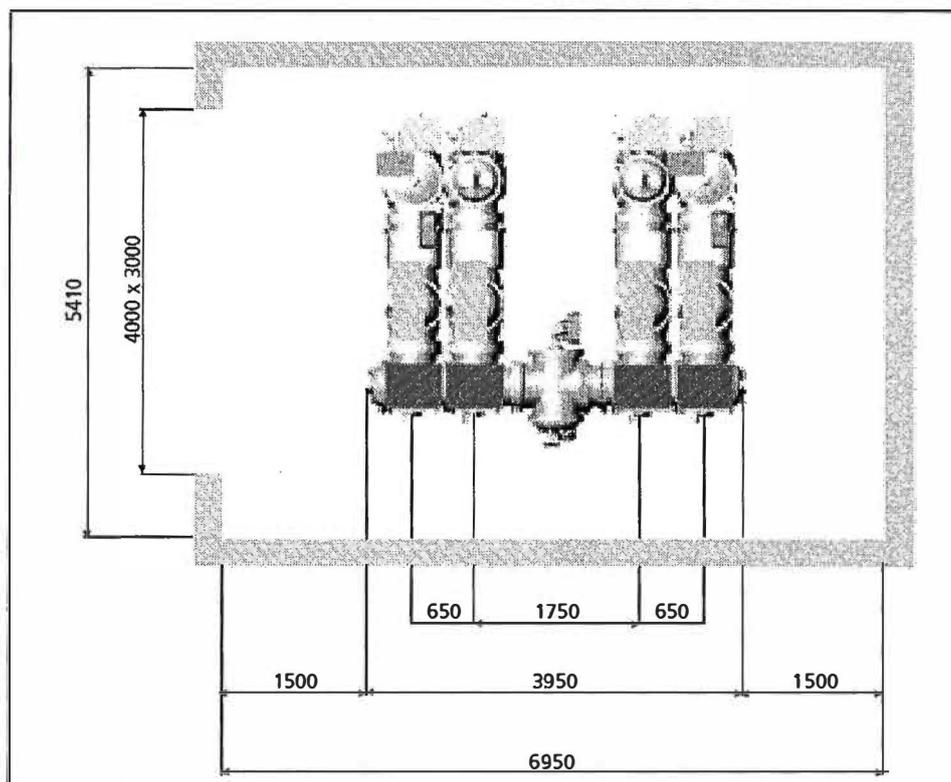


Fig. 4.2. Esta figura muestra la vista de planta de cómo sería una subestación GIS según el diagrama unifilar de la Fig. 4.1.

#### 4.1.2 Doble Barra

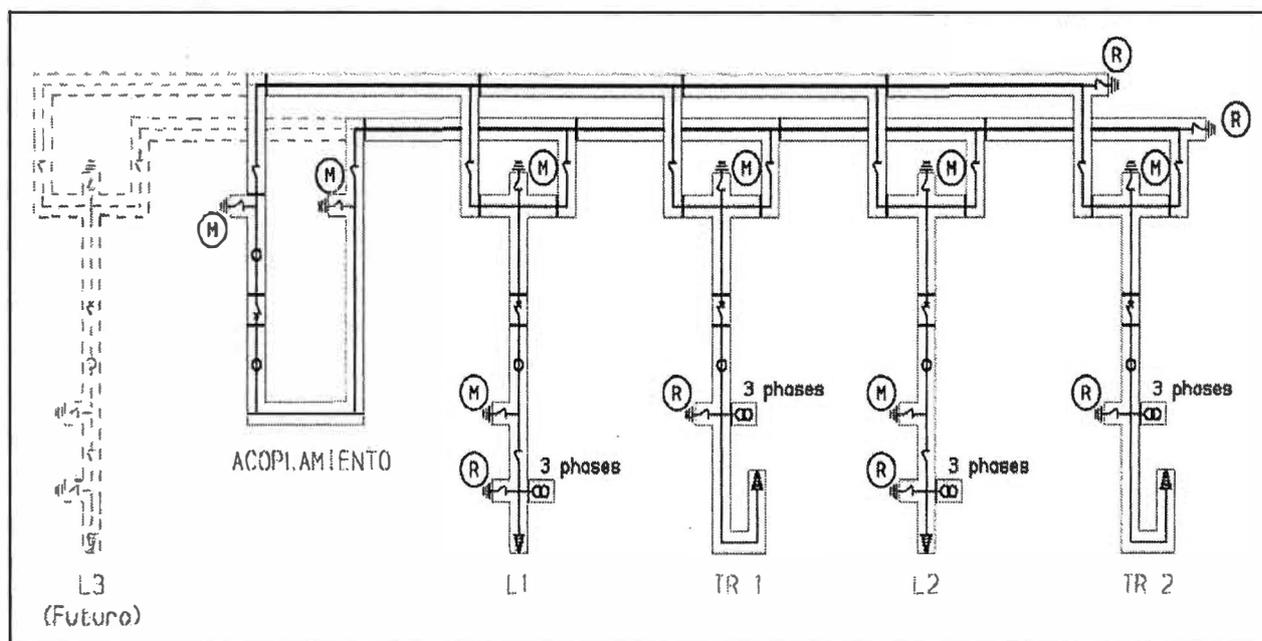


Fig. 4.3. La figura muestra el diagrama unifilar para una subestación en 245kV. La subestación esta compuesta por dos celdas de línea (L1 y L2), dos celdas de transformador (TR1 y TR2), una celda de acoplamiento (Acoplamiento) y celda para ampliación en el futuro (L3).

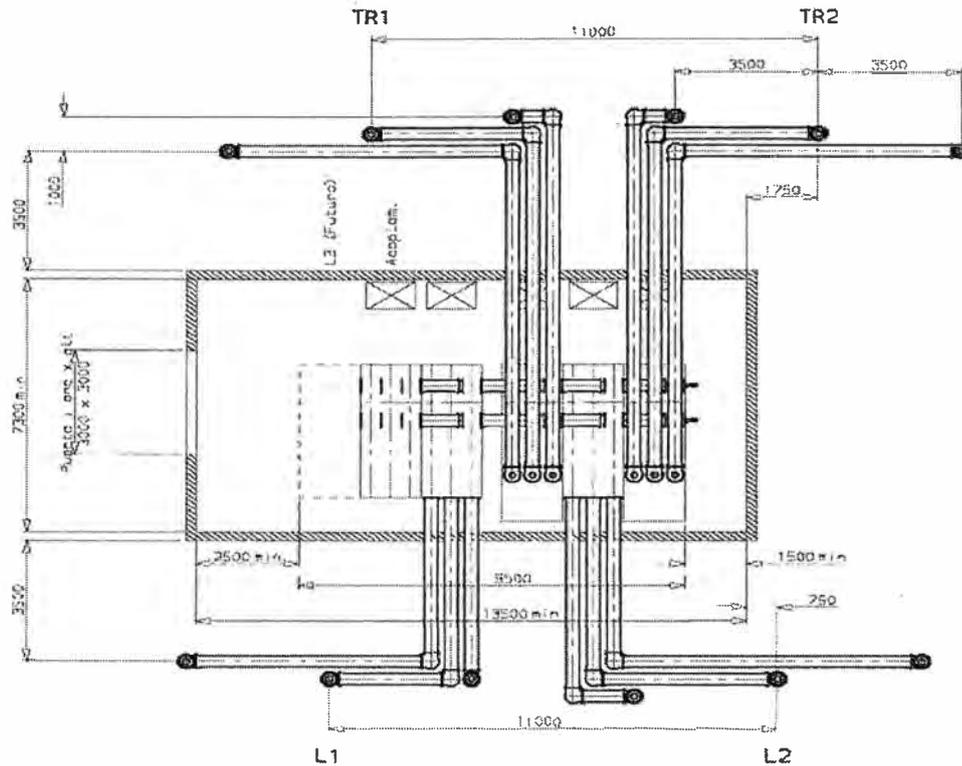


Fig. 4.4. Esta figura muestra la vista de planta de cómo sería una subestación GIS según el diagrama unifilar de la Fig. 4.3.

#### 4.1.3 Configuración Tipo H

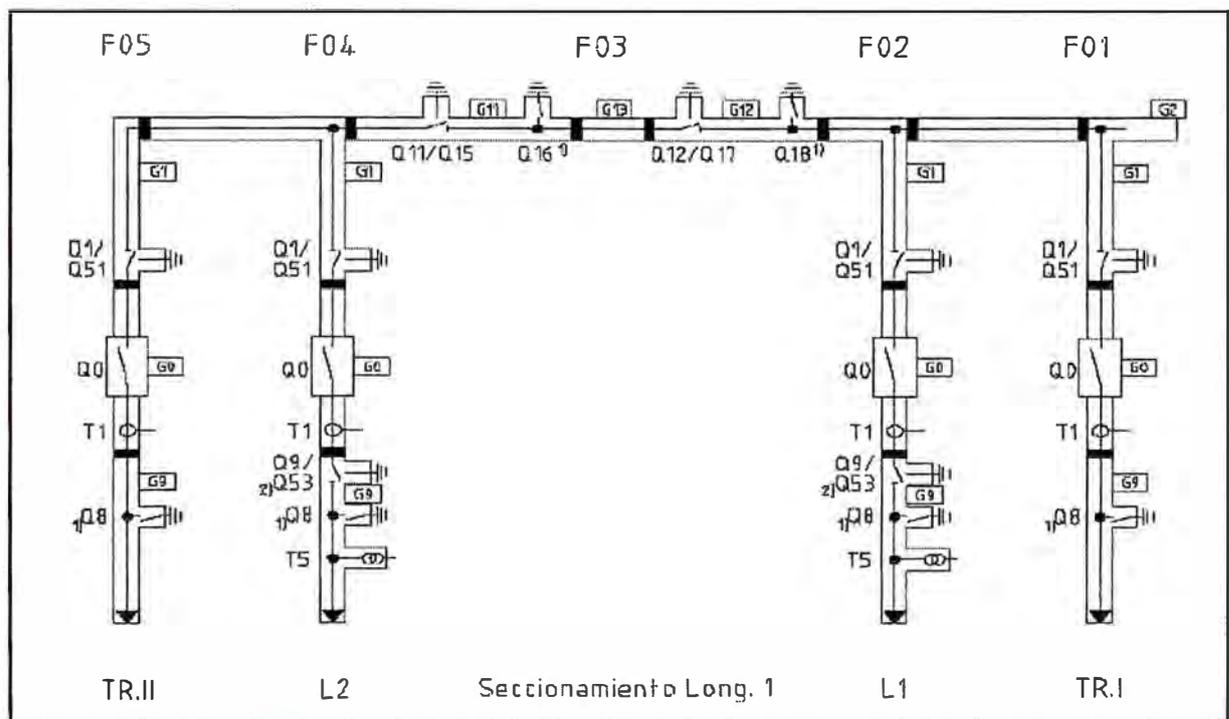


Fig. 4.5. La figura muestra el diagrama unifilar para una subestación en 72.5kV. La subestación esta compuesta por dos celdas de línea (L1 y L2), dos celdas de transformador (TR1 y TR2) y una celda de seccionamiento (F03).

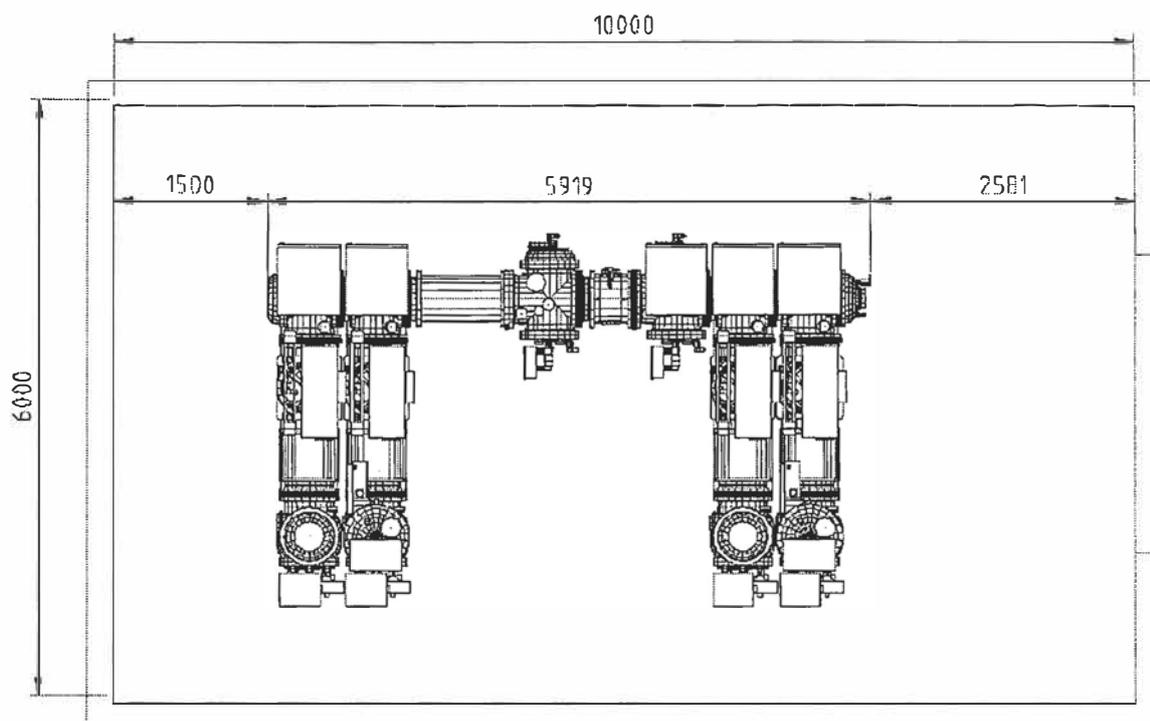


Fig. 4.6. Esta figura muestra la vista de planta de cómo sería una subestación GIS según el diagrama unifilar de la Fig. 4.5.

## 4.2 VALORES TECNICOS TIPICOS

En nuestro país tenemos redes principalmente con voltaje nominal en 72.5kV, 145kV y 245kV y debido a esto mencionaremos las características técnicas solo para estos niveles de tensiones.

### 4.2.1 Características Típicas para una GIS en 72.5kV y 145kV

Las valores característicos típicos y el rendimiento del equipo encapsulado en 72.5kV y 145kV se exponen en los cuadros siguientes.

TABLA N° 4.1. Tabla Comparativa Técnica de una GIS en 72.5kV y 145kV.

Descripción	Unidad	Valores 72.5kV	Valores 145kV
Aplicación		Uso interior	Uso interior
Temperatura ambiente mínima	°C	-25	-25
Temperatura ambiente máxima	°C	40	40
Norma de referencia		IEC	IEC
Tensión de servicio	kV	60	138
Tensión de servicio máxima (Ur)	kV	72.5	145

TABLA N° 4.2. Tabla Comparativa Técnica de una GIS en 72.5kV y 145kV.

Descripción	Unidad	Valores	
		72.5kV	145kV
Nivel de aislamiento (tensiones de ensayo, a tierra)			
- a frecuencia industrial 1 min	kV	160	275
- a impulso tipo rayo (1.2/50 $\mu$ s onda) (Up)	kVp	325	325
- a impulso tipo maniobra (250/2500 $\mu$ s onda)	kVp	-	-
Frecuencia (fr)	Hz	60	60
Intensidad nominal			
- Barras (Ir)	A	1250	1250
- Celda de salida (Ir)	A	1250	1250
- Celda de transformador (Ir)	A	1250	1250
- Acoplamiento de barras (Ir)	A	-	-
Corriente de corta duración admisible (Ik)	kA	31.5	31.5
Duración (tk)	s	1	1
Valor de cresta de la intensidad admisible	kAp	80	100
Duración admisible de arco interno sin quemado de contactos	ms	300	300
Calentamiento a intensidad nominal			
- Conductor	$^{\circ}$ C	$\leq$ 65	$\leq$ 65
- Envolvente	$^{\circ}$ C	$\leq$ 30	$\leq$ 30
Presión relativa de llenado del SF6 a 20 $^{\circ}$ C			
- Interruptor (p)	bar <sub>rel.</sub>	6.3	6.3
- Resto de la GIS (p)	bar <sub>rel.</sub>	6.3	6.3
Presión relativa del SF6 alarma de relleno			
- Interruptor (p)	bar <sub>rel.</sub>	5.8	5.8
- Resto de la GIS (p)	bar <sub>rel.</sub>	5.8	5.8
Presión relativa del SF6 mínima (*)			
- Interruptor (p)	bar <sub>rel.</sub>	5.5	5.5
- Celda (p)	bar <sub>rel.</sub>	5.5	5.5
Presión de diseño de envolvente			
- Interruptor (p)	bar	7.8	7.8
- Celda (p)	bar	7.8	7.8
Normas de diseño de envolventes		CENELEC	CENELEC
Porcentaje de pérdidas de gas SF6 por año para la subestación. Completa.	%	< 0.5	< 0.5
Descarga parcial máxima con 1.2 veces la tensión nominal en fábrica	pC	$\leq$ 10	$\leq$ 10
Tensión nominal de prueba del circuito secundario	kV	2	2

TABLA N° 4.3. Tabla Comparativa Técnica de una GIS en 72.5kV y 145kV.

Descripción	Unidad	Valores 72.5kV	Valores 145kV
Peso total de la GIS	kg	~ 2000 / bahía	~ 2600 / bahía
Peso de la recarga de gas SF6	kg	~ 60 / bahía	~ 80 / bahía
Ancho de una celda	m	0.65	0.80
Profundidad de una celda	m	3.20	3.70
Alto de una celda	m	2.50	2.90
Pintura de la instalación			
- Diseño y ejecución de capa		Normalizado	Normalizado
- Color de capa superior	RAL	A definir	A definir
Protección de superficie de estructura de acero		Galvanizado en caliente	Galvanizado en caliente

TABLA N° 4.4. Tabla Técnica de los Interruptores en 72.5kV y 145kV.

Descripción	Unidad	Valores 72.5kV	Valores 145kV
Tipo de accionamiento (cierre/apertura)		Resorte	Resorte
Tensiones soportadas entre contactos abiertos			
- a frecuencia industrial, 1 min	kV	160	230
- a impulso tipo rayo (1.2/50 onda $\mu$ s)	kVp	325	325
Corriente de corta duración asignada	kA	31.5	40
Tiempo de cierre sobre defecto	ms	45	45
Factor del primer polo		1,5	1,5
Tiempo de corte	ms	50 max	50 max
Tiempo de cierre	ms	70	105
Secuencia de maniobras asignada		O-0.3s-CO- 3m-CO	O-0.3s-CO- 3m-CO
Secuencia de maniobras sin suministro auxiliar		O-CO	O-CO
Bobina de disparo		2	2
Bobina de cierre		1	1

TABLA N° 4.5. Datos Técnicos de los Seccionadores en 72.5kV y 145kV.

Descripción	Unidad	Valores 72.5kV	Valores 145kV
Tensiones de ensayo. a través de distancia de aislamiento			
- a frecuencia industrial, 1 min	kV	160	315
- a impulso tipo rayo (1.2/50 $\mu$ s onda)	kVp	325	630

TABLA N° 4.6. Datos Técnicos de las Cuchillas de Puesta a Tierra Rápidas (Con capacidad de cierre) en 72.5kV y 145kV.

Descripción	Unidad	Valores	
		72.5kV	145kV
Corriente dinámica de cortocircuito	kA	31.5	31.5
Valor pico de cortocircuito	kAp	80	100

TABLA N° 4.7. Datos Técnicos de las Cuchillas de Puesta a Tierra Lentas (Sin capacidad de cierre) en 72.5kV y 145kV.

Descripción	Unidad	Valores	
		72.5kV	145kV
Corriente de corta duración asignada	kA	31.5	31.5
Valor de cresta de la corriente asignada	kAp	80	100

TABLA N° 4.8. Datos Técnicos de los Transformadores de Corriente (Características principales) en 72.5kV y 145kV.

Identificación	Unidad	CT1	CT2	CT1	CT2
		72.5kV		145kV	
Normas		IEC	IEC	IEC	IEC
Intensidad primaria nominal	A	300/600	300/600	2000	800
Intensidad secundaria nominal	A	1	1	5	5
Potencia de precisión (VA) *	VA*	15	20	30	15
Clase de precisión *	---	0.5	5P20	5P20	0.5
Corriente de corta duración (kA/sec)	%	1.2	1.2	1.2	1.2

\* Ofrecido solamente en la relación más alta.

TABLA N° 4.9. Datos Técnicos de los Transformadores de Tensión (Características principales) en 72.5kV y 145kV.

Identificación	Unidad	VT1	VT1
Normas		IEC	IEC
Tensión primaria (kV)	kV	72.5	138
Tensión secundaria (Us)	V	100 / $\sqrt{3}$	100 / $\sqrt{3}$
Clase de precisión		0.5 - 3P	1 - 3P
Carga de precisión (VA)	VA	50	30
Factor de tensión (tiempo)		1.9xUn, 30s	1.9xUn, 30s
Resistencia térmica (VA)	VA	2 x 250	2 x 500

#### 4.2.2 Características Típicas para una GIS en 245kV

Las valores característicos típicos y el rendimiento del equipo encapsulado en 245kV se exponen en los cuadros siguientes.

TABLA N° 4.10. Tabla Comparativa Técnica de una GIS en 245kV.

Descripción	Unidad	Valores 245kV
Instalación		Interior
Temperatura ambiente mínima	°C	-25
Temperatura ambiente máxima	°C	40
Norma de referencia		IEC
Tensión de servicio	kV	230
Tensión de servicio máxima	kV	245
Nivel de aislamiento (tensiones de ensayo, a tierra)		
- a frecuencia industrial 1 min	kV	460
- a impulso tipo rayo (1.2/50 $\mu$ s onda)	kVp	1050
- a impulso tipo maniobra (250/2500 $\mu$ s onda)	kVp	-
Frecuencia	Hz	60
Intensidad nominal		
- Barras	A	2000
- Celda de salida	A	2000
- Celda de transformador	A	2000
- Acoplamiento de barras	A	-
Corriente de corta duración admisible	kA	40
Duración	s	3
Valor de cresta de la intensidad admisible	kAp	100
Duración admisible de arco interno sin quemado de contactos	ms	100
Calentamiento a intensidad nominal		
- Conductor	°C	$\leq 65$
- Envoltente	°C	$\leq 30$
Presión relativa de llenado del SF6 a 20°C		
- Interruptor	bar rel.	6.3
- Celda	bar rel.	6.3
Presión relativa del SF6 alarma de relleno		
- Interruptor	bar rel.	5.8
- Celda	bar rel.	5.8

TABLA N° 4.11. Tabla Comparativa Técnica de una GIS en 245kV.

Descripción	Unidad	Valores 245kV
Presión relativa del SF6 mínima (*)		
- Interruptor	bar <sub>rel.</sub>	5.5
- Celda	bar <sub>rel.</sub>	5.5
Presión de diseño de envolvente		
- Interruptor	bar	7.8
- Celda	bar	7.8
Normas de diseño de envolventes		CENELEC
Porcentaje de pérdidas de gas SF6 por año para la subestación. Completa.	%	< 0.5
Descarga parcial máxima con 1.2 veces la tensión nominal en fábrica	pC	≤ 10
Pruebas dieléctricas de rutina en fábrica 50Hz	kV	460
Prueba dieléctrica en obra	kV	368
Tensión nominal de prueba del circuito secundario	kV	2
Ancho de una celda	m	1.50 / 1.85
Pintura de la instalación		
- Diseño y ejecución de capa		Normalizado
- Color de capa superior	RAL	7038
Protección de superficie de estructura de acero		Galvanizado en caliente

TABLA N° 4.12. Tabla Técnica de los Interruptores en 245kV.

Descripción	Unidad	Valores 245kV
Tipo de accionamiento		Resorte
Tensiones soportadas entre contactos abiertos		
- a frecuencia industrial, 1 min	kV	460
- a impulso tipo rayo (1.2/50 onda μs)	kVp	1050
Corriente de corta duración asignada	kA	40
Tiempo de cierre sobre defecto	ms	45
Factor del primer polo		1.5
Tiempo de corte	ms	50 max
Tiempo de cierre	ms	115
Secuencia de maniobras asignada		O-0.3s-CO-3m-CO
Secuencia de maniobras sin suministro auxiliar		O-CO
Bobina de disparo		2
Bobina de cierre		1

**TABLA N° 4.13. Datos Técnicos de los Seccionadores en 245kV.**

Descripción	Unidad	Valores 245kV
Tensiones de ensayo, a través de distancia de aislamiento		
- a frecuencia industrial, 1 min	kV	530
- a impulso tipo rayo (1.2/50 $\mu$ s onda)	kVp	1200

**TABLA N° 4.14. Datos Técnicos de las Cuchillas de Puesta a Tierra Rápidas en 245kV.**

Descripción	Unidad	Valores 245kV
Corriente dinámica de cortocircuito	kA	40
Valor pico de cortocircuito	kAp	100

**TABLA N° 4.15. Datos Técnicos de las Cuchillas de Puesta a Tierra Lentas en 245kV.**

Descripción	Unidad	Valores 245kV
Corriente de corta duración asignada	kA	40
Valor de cresta de la corriente asignada	kAp	100

**TABLA N° 4.16. Datos Técnicos de los Transformadores de Corriente (Características principales) en 245kV.**

Identificación	CT1	CT2	CT3	CT4	CT5	CT6
Normas	IEC	IEC	IEC	IEC	IEC	IEC
Intensidad primaria nominal	300-600	300-600	600-1200	600-1200	1250	1250
Intensidad secundaria nominal	1	1	1	1	1	1
Potencia de precisión (VA)	15	15	15	15	15	15
Clase de precisión	5P20	0,2	5P20	0,2	5P20	0,2
Corriente de corta duración (kA/sec)	31,5/3	31,5/3	31,5/3	31,5/3	31,5/3	31,5/3

**TABLA N° 4.17. Datos Técnicos de los Transformadores de Tensión (Características principales) en 245kV.**

Identificación	VT1
Normas	IEC
Tensión primaria (kV)	220
Factor de tensión (tiempo)	1.5 durante 30 seg / 1.2 continuo
Tensión(es) secundaria(s) (V)	110
Clase de precisión	0,2
Carga de precisión (VA)	50
Resistencia térmica (VA)	200

TABLA N° 4.17. Datos Técnicos de los Pasatapas Aéreo SF6/Aire.)

Descripción	Unidad	Valores 245kV
Tipo de pasatapa		Compuesto
Línea de fuga	mm	8578
Color		Gris

TABLA N° 4.18. Tabla de Niveles Básicos de Aislamiento (BIL) según IEC.

Tensión Máxima a frecuencia de régimen. Valor eficaz Um (kV)	Impulso Atmosférico (1.2/50 $\mu$ s). Valor de cresta (kV)	Impulso de Maniobra (250/2500 $\mu$ s) Valor de cresta (kV)	Tensión de Prueba a frecuencia de régimen Valor eficaz (kV)
72,5	325	----	140
123	450 550	----	185 230
145	550 650	----	230 275
170	650 750	----	275 325
245	850 950 1050	----	360 395 460
300	950 1050	1175 1300	----
362	1050 1175	1300 1425	----
420	1300 1425	1425 1550	----
550	1425 1550	1675 1800	----
800	1800 2100	2250 2400 2550	----

TABLA N° 4.19. Tabla de Distancias Mínimas.

Tensión Máxima a frecuencia de régimen Valor eficaz Um (kV)	Distancia fase-fase entre partes rígidas (m)	Distancia fase-fase entre partes flexibles (m)	Distancia fase-tierra entre partes rígidas (m)	Distancia fase-tierra entre partes flexibles (m)
72,5	1,00	1,50	1,00	1,50
123	1,50	2,50	1,40	1,60
145	1,50	2,50	1,40	1,60
170	2,00	3,00	2,00	2,50
245	2,50	4,00	2,20	2,70
300	3,50	4,50	3,00	4,00
362	4,00	5,00	3,30	4,10
420	4,50	----	3,50	----
550	8,00	----	5,00	----
800	10,00	----	6,00	----

## **CAPITULO V**

### **PRUEBAS Y MANTENIMIENTO**

#### **5.1 PRUEBAS**

Como cualquier equipo eléctrico de alta tensión el equipo GIS también es sometido a pruebas ó ensayos, y estos se agrupan principalmente en:

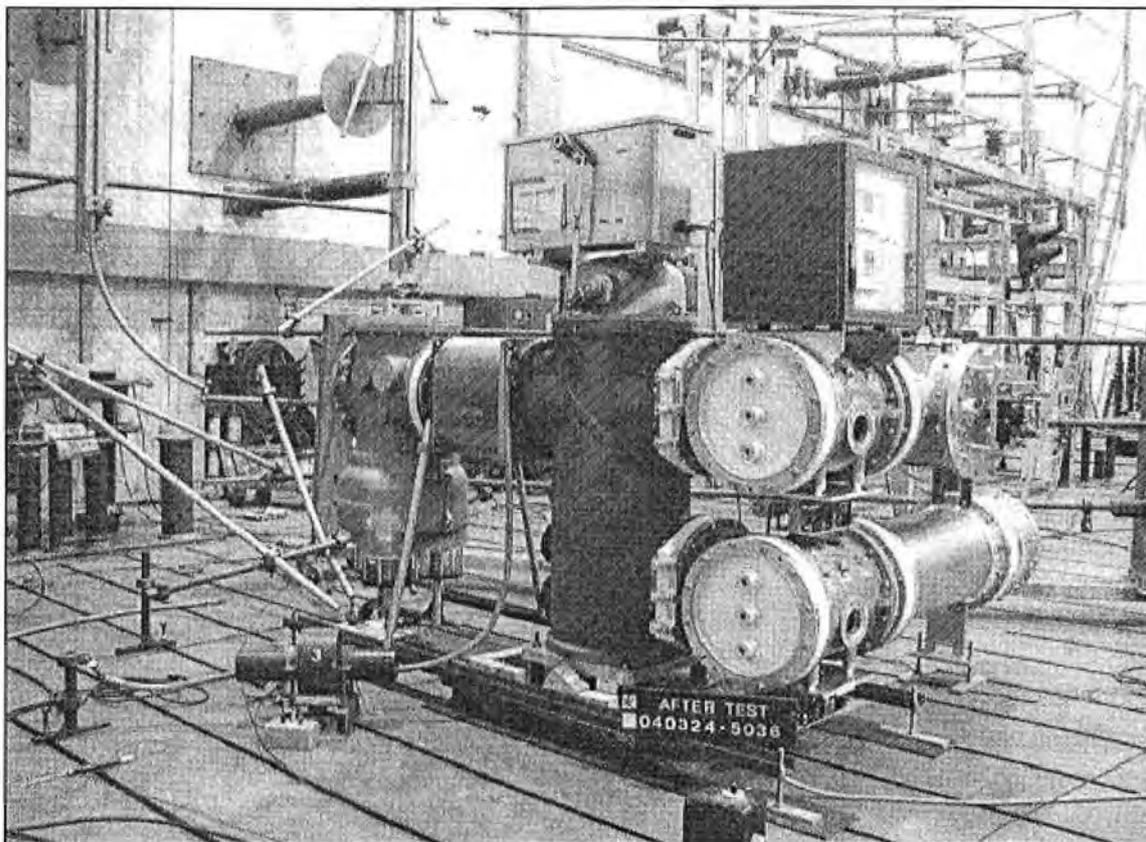
##### **5.1.1 Pruebas Tipo**

Se aplica a un equipo prototipo (sin antecedentes de fabricaciones iguales o similares) y estas pruebas tipo deben realizarse, por obvias razones, en un laboratorio independiente del fabricante y de gran prestigio internacional tales como KEMA, CESI, CERDA, entre otros.

Estas pruebas buscan verificar que el diseño y propiedades asignadas a un equipo o sistema, sus dispositivos de operación y equipos auxiliares cumplen con las características que fueron definidas para ellos.

Las pruebas tipo que se realizan a un equipo GIS y que recomienda la IEC 62271-203, Cláusula 6, generalmente son las siguientes:

- Pruebas para verificar el nivel de aislamiento del equipo incluyendo las pruebas de descargas parciales y pruebas dieléctricas en los circuitos auxiliares.
- Pruebas de temperatura de calentamiento de los equipos y medida de la resistencia de contactos principales.
- Pruebas para probar la capacidad de los circuitos principales y a tierra para soportar las corrientes nominal pico y dinámica de cortocircuito.
- Pruebas para verificar la capacidad de fabricación y de ruptura de los dispositivos incluido los de seccionamiento.
- Pruebas mecánicas de operación.
- Pruebas de presión para los recintos.



*Fig. 5.1. Prueba tipo de corriente pico y dinámica de cortocircuito realizado a una GIS en 72.5kV en los Laboratorios de KEMA.*

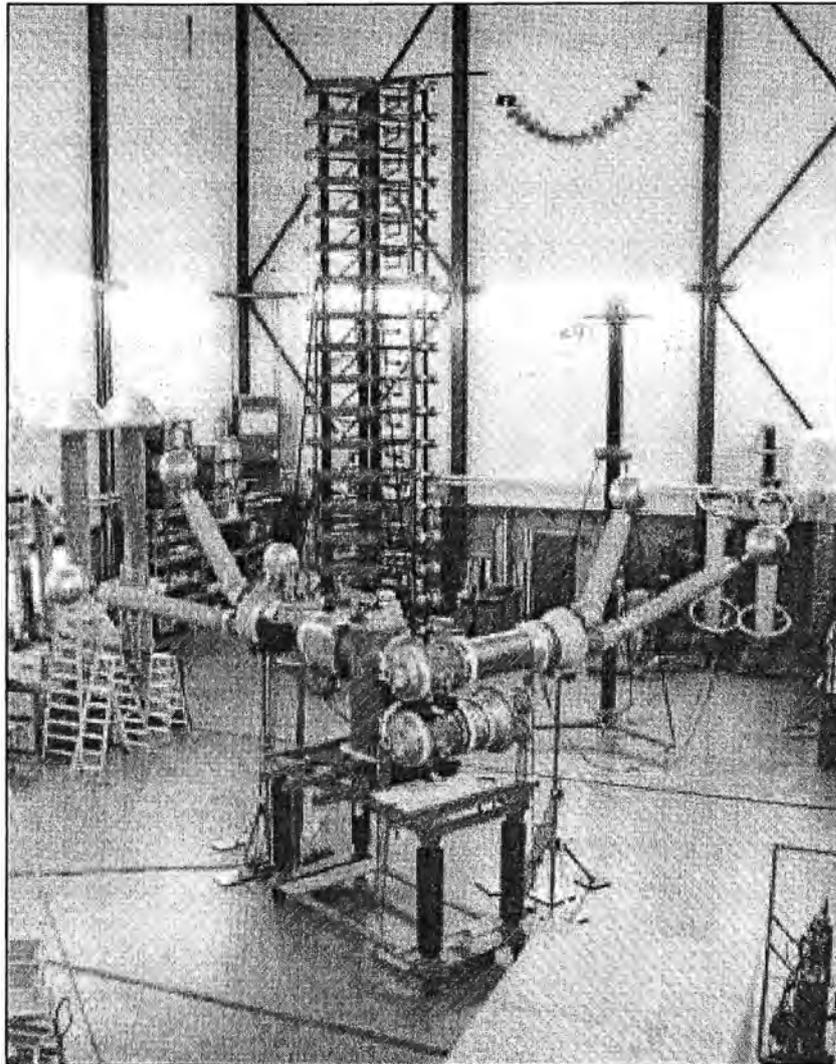
### **5.1.2 Pruebas de Rutina**

Son las que se realizan con el objeto de demostrar que los materiales seleccionados para el ensamble y fabricación de equipos y sistemas y procesos constructivos utilizados han sido los más apropiados para obtener un producto con la calidad y requerimientos técnicos definidos. Estas pruebas se realizan en los laboratorios del fabricante y frecuentemente con presencia de inspectores ó supervisores por parte del cliente.

Las pruebas de rutina que se realizan a un equipo GIS y que recomienda la IEC 62271-203 / 60694, Cláusula 7, generalmente son las siguientes:

- Pruebas de presión para los recintos.
- Pruebas de presión de los compartimentos.
- Pruebas de hermeticidad de gas SF<sub>6</sub>.
- Medida de la resistencia de contactos principales.
- Pruebas dieléctricas en los circuitos auxiliares y control.
- Pruebas en los circuitos eléctricos auxiliares.

- Pruebas mecánicas de operación.
- Pruebas de tensión a frecuencia industrial en los principales circuitos.
- Medida de las descargas parciales.
- Pruebas a los transformadores de corriente.
- Pruebas a los transformadores de tensión.



*Fig. 5.2. Prueba de rutina en el Laboratorio de Alta Tensión del fabricante de la GIS.*

### **5.1.3 Pruebas en Sitio**

Este tipo de pruebas se emplean para verificar que la integración e inserción de todos los equipos sea adecuado y se pueda cumplir con los objetivos de funcionamiento del sistema antes de efectuar su energización a la red eléctrica.

Las pruebas en sitio que se realizan a un equipo GIS y que recomienda la IEC 62271-203, Cláusula 10.2.101, generalmente son las siguientes:

- Pruebas a los transformadores de tensión.
- Pruebas dieléctricas en los circuitos auxiliares.
- Medida de la resistencia de contactos principales.
- Pruebas de fuga de gas.
- Chequeos y verificaciones.
- Medida de la humedad.
- Pruebas de alta tensión y medida de las descargas parciales.

## **5.2 MANTENIMIENTO**

Las GIS requieren un mantenimiento mínimo debido a su envolvente hermética, sumado a que el gas SF<sub>6</sub> es un gas inerte sin envejecimiento y que además no ataca a los materiales con los cuales está en contacto y tampoco se altera por ellos. Las pérdidas anuales de SF<sub>6</sub> se deben garantizar menores al 0.5 % por módulo y por año.

Estas pérdidas pueden ser compensadas con cargas adicionales que se realizan con la Subestación en servicio.

Los componentes de una Subestación GIS, diseñada con envolvente de metal generalmente permiten intervalos de mantenimiento largos. Bajo las condiciones operacionales y ambientales normales solo los interruptores o piezas móviles de la Subestación requieren de mantenimiento periódico.

Los siguientes criterios de mantenimiento aplican para condiciones normales y por lo tanto sirven como información estándar:

- Duración del Servicio.
- Número de operaciones mecánicas
- Número de operaciones bajo carga y respectivamente número interrupciones por corto circuito.

### **5.2.1 Trabajos de Inspección**

El trabajo de "Inspección Visual" e "Inspección Menor" generalmente puede ser ejecutada por el personal de la sub-estación del cliente. Para "Inspecciones Mayores" o trabajos extraordinarios se recomienda contactar el Departamento de Servicio del fabricante. Las inspecciones deberán ser realizadas periódicamente de acuerdo a las instrucciones de mantenimiento.

La siguiente tabla muestra los trabajos de inspección visual, menor y mayor para el mantenimiento de una GIS en 72.5kV en condiciones normales de funcionamiento:

TABLA N° 5.1. Tabla de mantenimiento recomendado para una Subestación GIS en 72.5kV.

Intervalos	Artículo	Inspección	Tiempo / Bahía
Anual (Inspección Visual)	Interruptor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lector de conteo de Ciclos de Operación.</li> <li>• Control visual del mecanismo de operación.</li> <li>• Función de calentamiento en el mecanismo de operación.</li> </ul>	≈ 0.5 h
	Subestación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Control visual general.</li> <li>• Función de calentamiento en los mecanismos de operación bajo condiciones pesadas del servicio</li> </ul>	
Cada 4 - 6 años (Inspección Menor)	Interruptor	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección visual.</li> <li>• Prueba de Operación Encendido-Apagado.</li> <li>• Control visual del mecanismo de operación.</li> </ul>	≈ 1 día de trabajo
	Interruptor combinado de cuchilla / cuchilla puesta a tierra.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prueba de Operación Encendido-Apagado.</li> <li>• Control visual de los contactos a través de la ventana de inspección.</li> <li>• Control del tiempo del motor en funcionamiento.</li> </ul>	
	Cuchilla puesta a tierra.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prueba de Operación Encendido-Apagado.</li> <li>• Control del tiempo del motor en funcionamiento.</li> </ul>	
	Sistema de supervisión del Gas SF <sub>6</sub>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Control de la presión del Gas en todos los compartimientos.</li> <li>• Control de los puntos de conmutación del densímetro y sensor de densidad (prueba al azar).</li> </ul>	
Cada 12 - 18 años o después 2500 accionamientos. (Inspección Mayor)	Mantenimiento del Interruptor y del interruptor combinado de cuchilla / cuchilla puesta a tierra.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección Menor.</li> <li>• Calibrar el porcentaje de SF<sub>6</sub>.</li> <li>• Medir la humedad contenida.</li> <li>• Medir el tiempo de operación.</li> <li>• Revisar el ajuste de los polos y las distancias de apertura-cierre.</li> <li>• Lubricación de mecanismos de interruptores de cuchilla y cuchilla puesta a tierra.</li> </ul>	≈ 2 1)

### 5.2.2 Trabajos de Servicios y Re-acondicionamiento

Los servicios son generalmente realizados por el fabricante o por el operador bajo la supervisión del fabricante. Estos trabajos se realizan según las instrucciones de mantenimiento. Para el manejo del gas, es necesaria una unidad de servicio de gas SF6 para evacuar y rellenar los compartimentos.

TABLA N° 5.2. Tabla de re-acondicionamiento recomendado para una GIS en 72.5kV.

Intervalos	Artículo	Trabajo de Mantenimiento	Tiempo / Bahía
Después de 10'000 accionamientos	Interruptor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Re-acondicionamiento del sistema de cierre de contactos, mediante la limpieza de las partes encapsuladas.</li> </ul>	» 8 <sup>1)</sup>
Después de 2'000 accionamientos	Mantenimiento del interruptor combinado de cuchilla / cuchilla puesta a tierra	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inspección del mecanismo de interrupción.</li> <li>Calibración del mecanismo.</li> <li>Prueba de operación.</li> </ul>	
Una vez alcanzada $\sum(I_a)^2 = 11'000$ (kA) <sup>2</sup> /fase	Interruptor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Re-acondicionamiento del elemento de interrupción<sup>2)</sup>.</li> </ul>	» 1 <sup>1)</sup>
Después de 100 operaciones de conmutación a 1600 A <sup>3)</sup>	Interruptor de cuchilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>Re-acondicionamiento del sistema de cierre contactos y cuidadosa limpieza de las partes encapsuladas.</li> </ul>	» 1.5 <sup>1)</sup>
Después de 100 operaciones de apertura-cierre con carga inductiva de 80 A, 2 kV o carga capacitiva de 2 A, 6 kV <sup>3)</sup> o después de 2 cierres por corto circuito	Cuchilla puesta a tierra	<ul style="list-style-type: none"> <li>Re-acondicionamiento del sistema de cierre de contactos, mediante la limpieza de las partes encapsuladas.</li> </ul>	» 1 <sup>1)</sup>

#### NOTAS:

- 1) Tiempo/Bahía: Estimado de días de trabajo necesarios para un especialista del fabricante y 2 o 3 técnicos del cliente, si es que la unidad de servicio de Gas SF6 disponible, tiene capacidad suficiente.
- 2) Modo de cambio con una refacción del elemento de interrupción.
- 3) Bajo condiciones normales de operación, la carga debe ser mucho menor que en los requerimientos de la prueba tipo de acuerdo a IEC. Por lo tanto el número de operaciones, hasta un re-acondicionamiento requerido, será normalmente varias veces el valor mencionado.

El número admisible de maniobras de corte por cortocircuito hasta el mantenimiento en función de la corriente a desconectar se puede determinar según el diagrama.

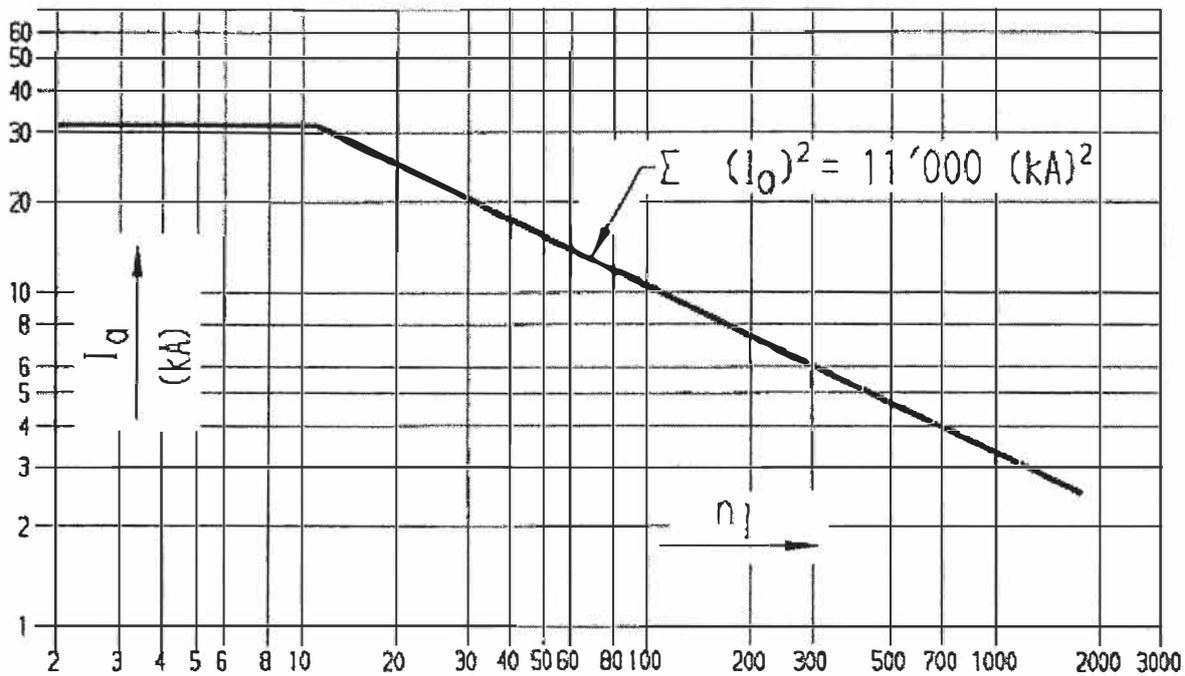
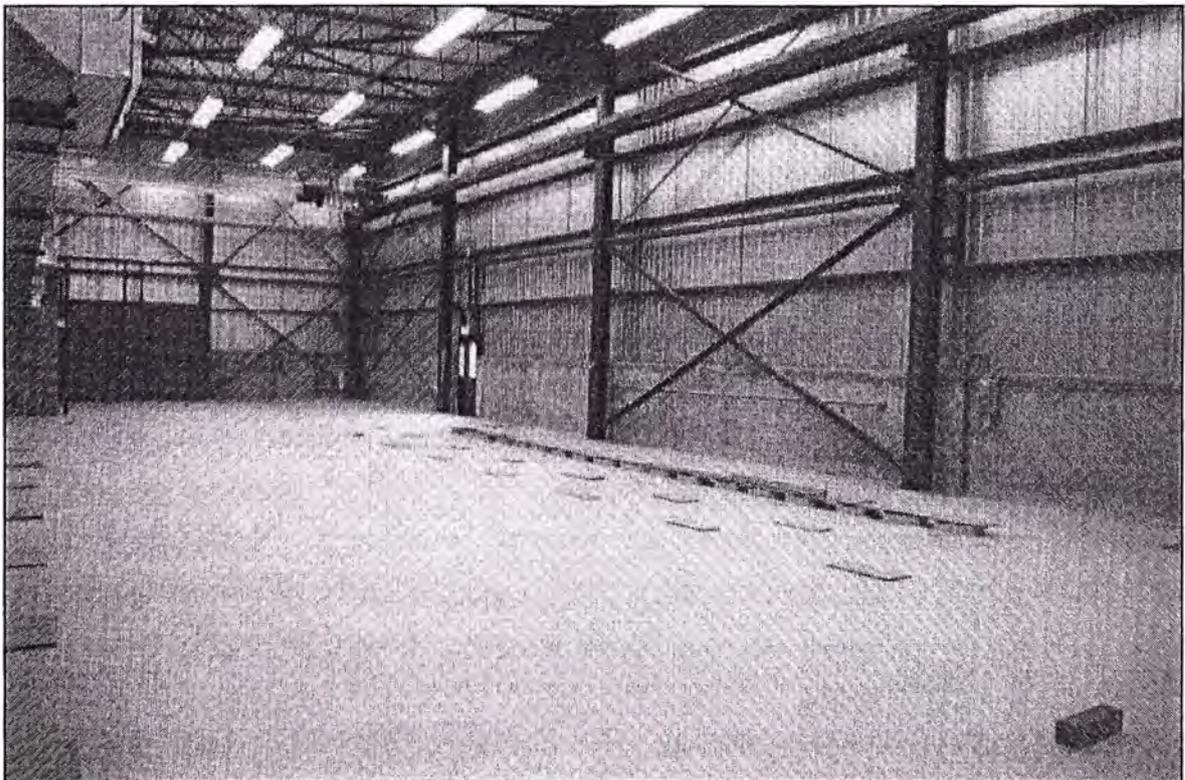


Fig. 5.3. Figura en la que se muestra el número de maniobras (eje horizontal) que se pueden realizar en funciones de la corriente de cortocircuito (eje vertical).

## CAPITULO VI OBRAS CIVILES

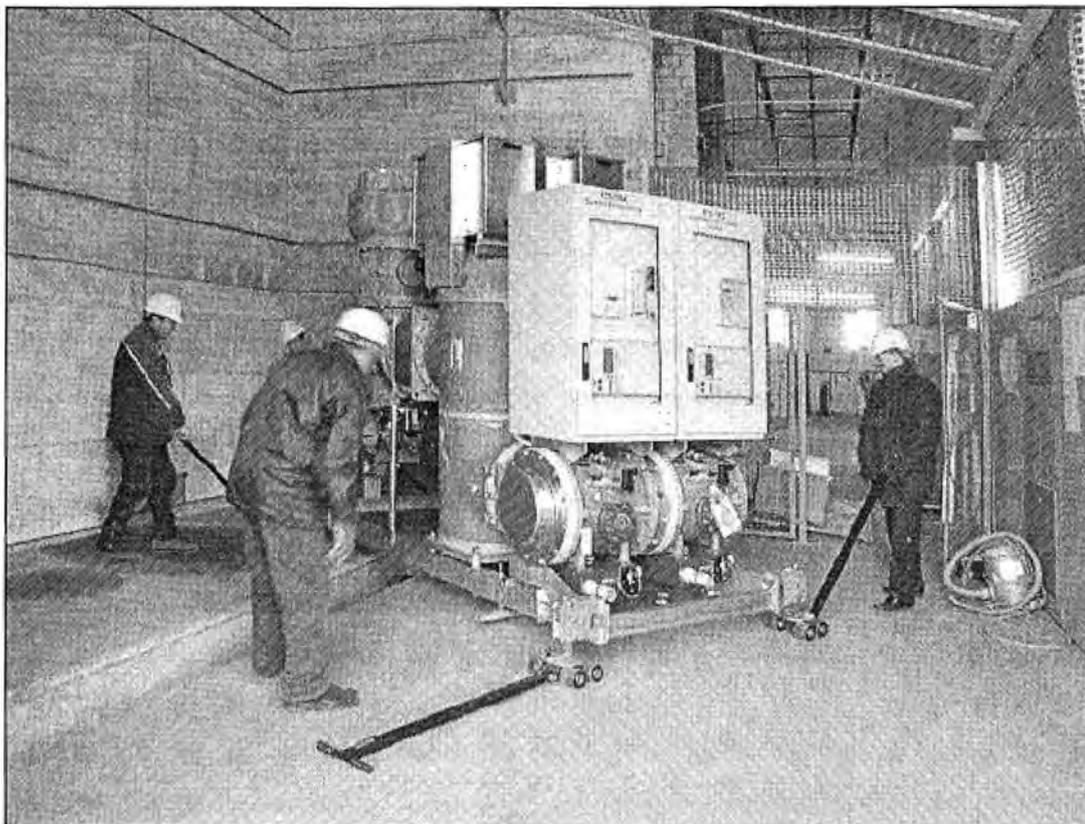
Las subestaciones GIS se van conformando por módulos, es decir que se pueden agregar y sacar celdas y/o elementos de los mismos sin necesidad de cortes innecesarios de energía para toda la subestación y, por lo tanto, su obra civil debe cumplir con tal requisito.

Un elemento fundamental para lograr el cometido mencionado lo constituyen los puentes grúa ó pórticos grúa de recorrido longitudinal al conjunto de celdas que componen la subestación. Esta máquina que es fundamental para instalaciones de interior puede reemplazarse por grúas de pluma convencionales en las instalaciones de intemperie.



*Fig. 6.1. Figura en la que se muestra las obras civiles listas para realizar el montaje de una subestación GIS. Se aprecia también claramente el puente grúa (color amarillo).*

Para subestaciones hasta los 145kV es uso de puentes gruas fijos a las instalaciones no es obligatorio, debido a que por las dimensiones y pesos estos pueden ser trasladados por un sistema de patines. Para los trabajos futuros del desmontaje de algún componente de la celda para mantenimiento se pueden utilizar gruas móviles que son más económicos que los puentes gruas.



*Fig. 6.2. Figura en la que se muestra es traslado de una GIS en 72.5kV una vez ya culminado con todas las obras civiles*

Otro elemento a tener en cuenta especialmente en el diseño de las obras civiles lo constituye la salida de cables subterráneos de alta tensión. En la actualidad se utilizan mayormente cables unipolares de aislamiento seco de XLPE (Elastómero reticulado), cuyo radio de curvatura es función de su tensión de servicio (kV) y su sección nominal (mm<sup>2</sup>). El módulo de empalme o conexión de cables de la celda correspondiente, normalmente permite la salida vertical y hacia abajo. No obstante se puede solicitar que esté direccionado en cualquier otro sentido, según las necesidades del cliente.

Normalmente, cuando se trata de subestaciones de interior y tensiones hasta 300 kV, el edificio se desarrolla en tres pisos: planta baja, planta alta y subsuelo. 1) En la planta baja (a nivel de terreno) se ubica la Subestación GIS y, pasillo por medio, sus tableros de

comando y control, protecciones y mediciones. 2) En el piso superior - planta alta - se ubican las distintas salas para los servicios auxiliares (tableros, baterías y cargadores de baterías, comunicaciones, control centralizado de toda la Subestación, oficinas, baños, etc.). 3) En el subsuelo se ubican los cables de alta tensión y sobre su techo las bandejas portacables de baja tensión que interconectarán los distintos campos (celdas) con sus tableros y equipos auxiliares asociados.

La altura de la planta baja, dependerá de la altura máxima del GIS. El criterio adoptado es que puedan ingresar o sacar celdas completas, sin desarmar, la altura del punto inferior del guinche será como mínimo el doble de la altura de la celda más alto. A este valor se le debe adicionar la altura del carro del puente grúa y el resultado dará la altura total de la planta baja o sala del GIS.

El ancho del pasillo que media entre las distintas celdas componentes de la subestación GIS y sus tableros de comando y control y protecciones enfrentados y en correspondencia, debe proyectarse de tal modo de permitir la máxima facilidad para desarrollar tareas de mantenimiento. Por ese pasillo circularán equipos tales como el carrito del equipo de evacuación y llenado de gas SF 6 y el carrito extractor del contacto móvil de los interruptores cuando éstos están dispuestos en posición horizontal.

Eje de módulo de empalme o conexión de cables subterráneos a pared trasera del edificio. Debe permitir fundamentalmente el conexionado de los cables de alta tensión a los módulos respectivos de la GIS y la realización de los ensayos de los cables.

La pared de entrada a la primera celda, debe permitir el movimiento de equipos de montaje y de ser posible la entrada parcial del vehículo que transporta los distintos campos completos de la GIS hasta una zona en que los pueda maniobrar el puente grúa.

La pared final del edificio hasta la última celda, debe permitir las futuras ampliaciones que determine el estudio eléctrico del usuario, de modo que no haya que hacer más obras civiles con la subestación en funcionamiento.

## CAPITULO VII ANALISIS ECONOMICO

Como antecedente les informamos que para nuestro análisis se ha seleccionado una nueva subestación en 72.5kV a ser implementada en los próximos años por una Empresa de Distribución de Electricidad en Lima (Zona Urbana). No tendría nada de especial esta nueva subestación pero conseguir el espacio de terreno suficiente y en el lugar apropiado para su construcción lo hace especial. En este sentido se vieron obligados a analizar otras opciones más compactas para los equipos principales de la nueva subestación.

Tal como fue anunciado en el Alcance del Capítulo I, analizaremos y compararemos una subestación GIS y AIS para una tensión en 72.5kV cuya configuración comprende dos celdas de transformador, una celda de seccionamiento, dos celdas de salida y otra celda de seccionamiento, transformador y de salida prevista para una ampliación en el futuro.

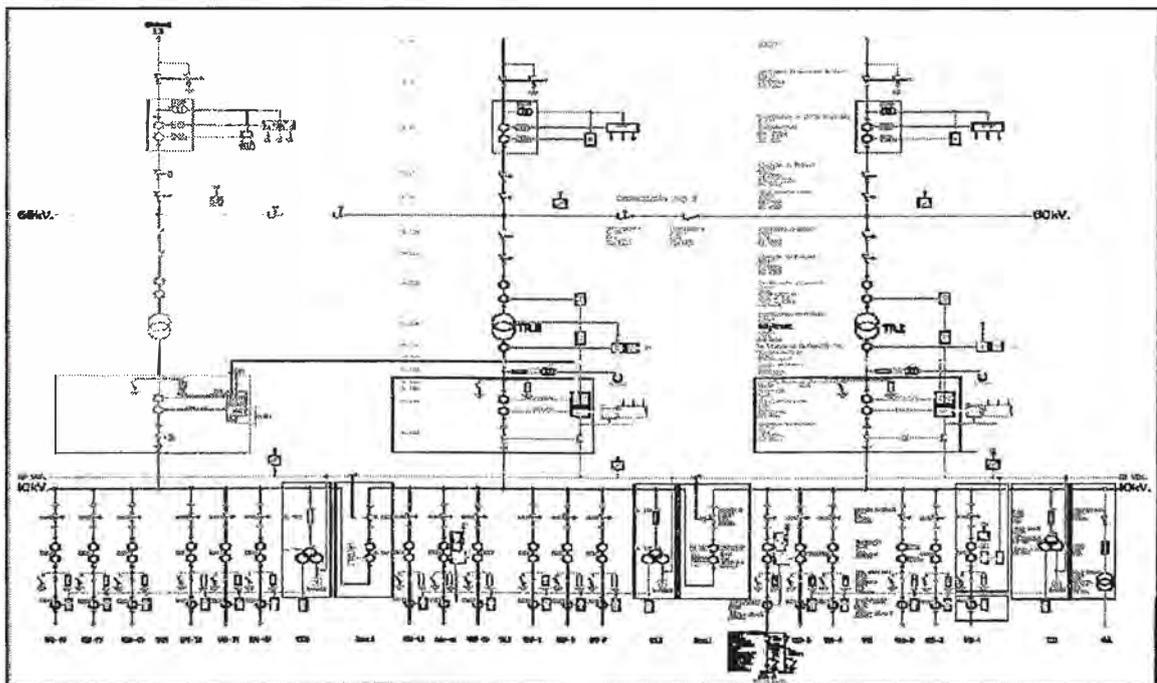


Fig. 7.1. Diagrama unifilar de una subestación en 72.5kV a ser construido.

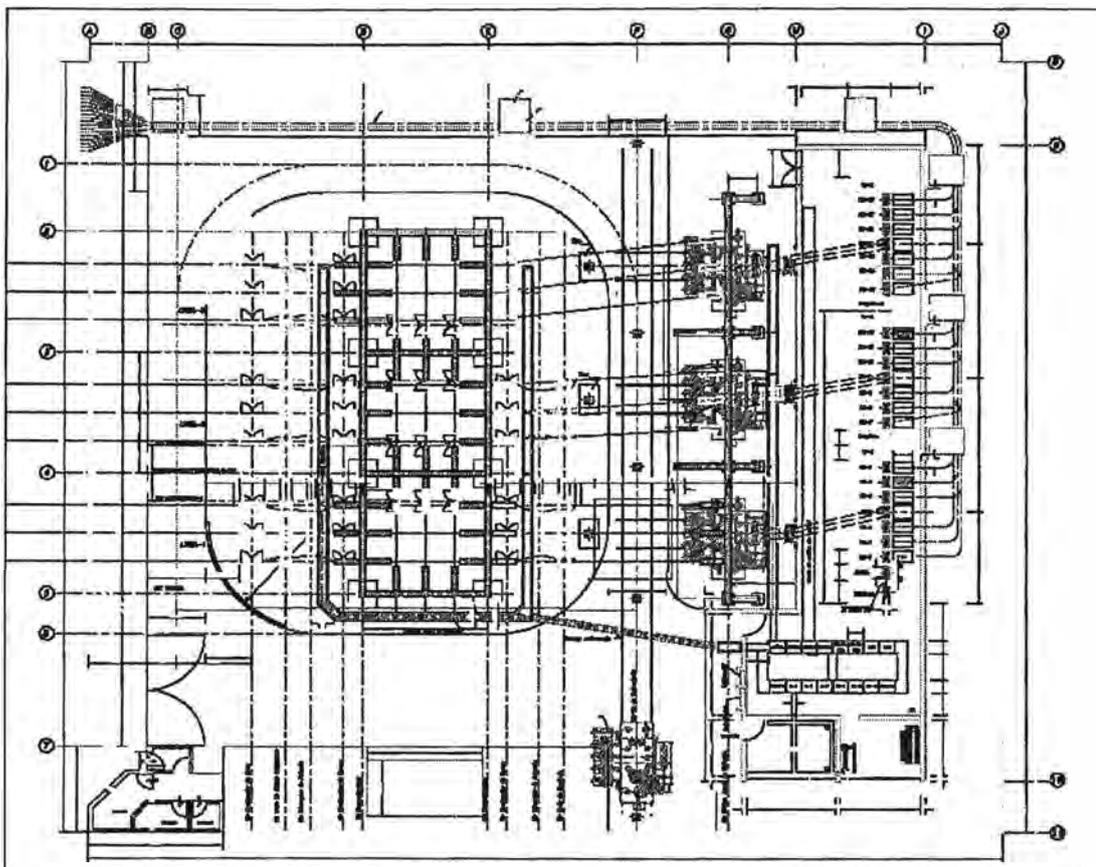


Fig. 7.2. Vista de planta para una solución AIS de la nueva subestación en 72.5kV.

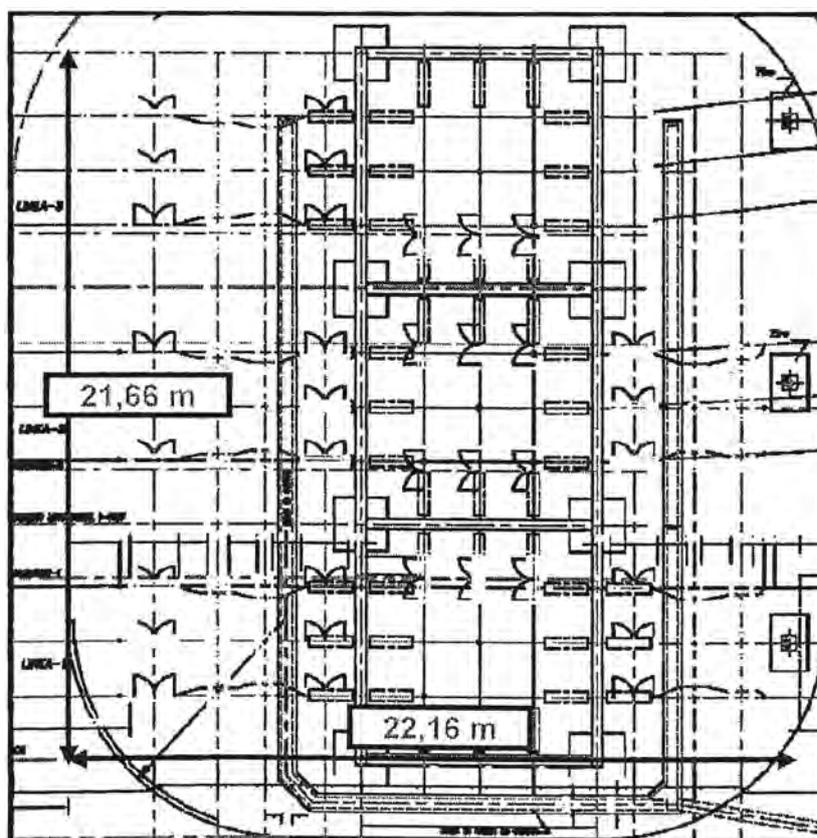


Fig. 7.2. Se aprecia un área de 21,66m x 22,16m, es decir 478 m<sup>2</sup> para los equipos AIS.

En la siguiente figura se puede apreciar el diagrama unifilar equivalente al mostrado en la Fig. 7.2 y en la cual estamos incluyendo la celda F06 para el seccionamiento de las futuras celdas de transformador y línea. La celda de seccionamiento F06 fue considerado en la primera etapa de ejecución del proyecto para que en el futuro cuando se desee realizar el montaje de las celdas F07 y F08 no se tenga la necesidad de sacar de servicio toda la subestación GIS.

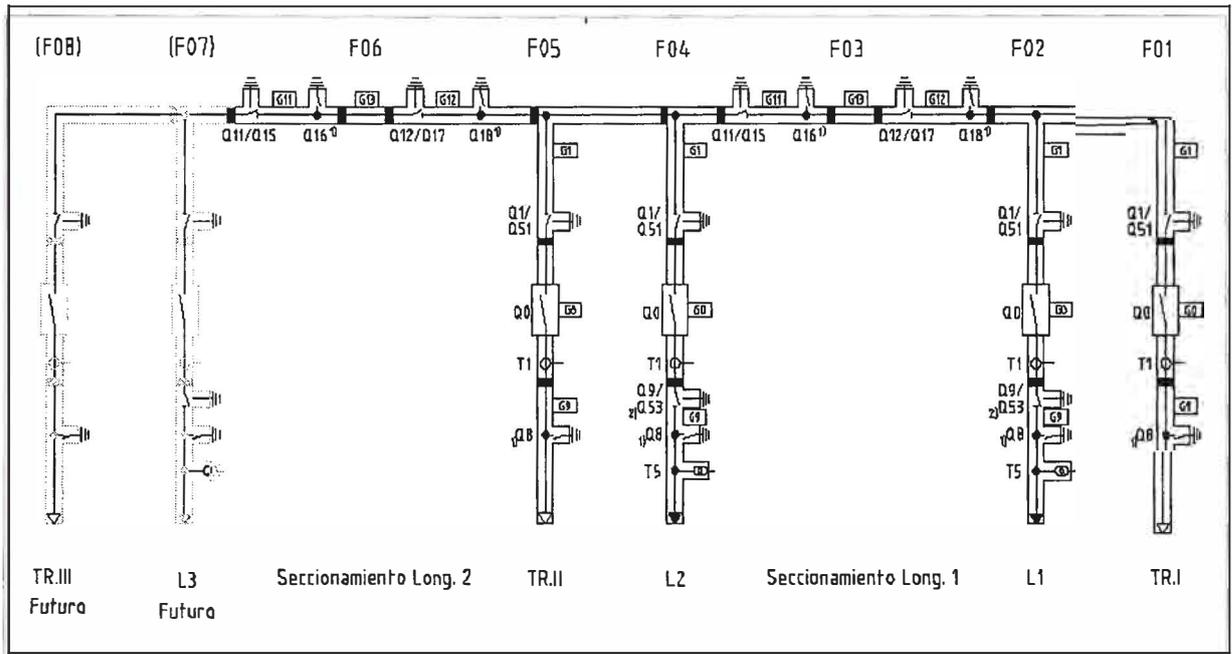


Fig. 7.3. Diagrama unifilar de una solución GIS.

SYMBOL	DENOMINATION	SYMBOL	DENOMINATION
	Circuit-breaker		Gas-tight Barrier
	3-Position Disconnectors/ Earthing Switch		Surge Arrester
	Earthing Switch with Making Capacity		Capacitor
	Insulated Earthing Switch		Cable Connection
	Disconnectors		SF6-Air-Bushing
	Current Transformer		SF6-Oil-Bushing
	Voltage Transformer		Disconnecting Link Manual operated

Fig. 7.4. Leyenda de los equipos componentes de una GIS.

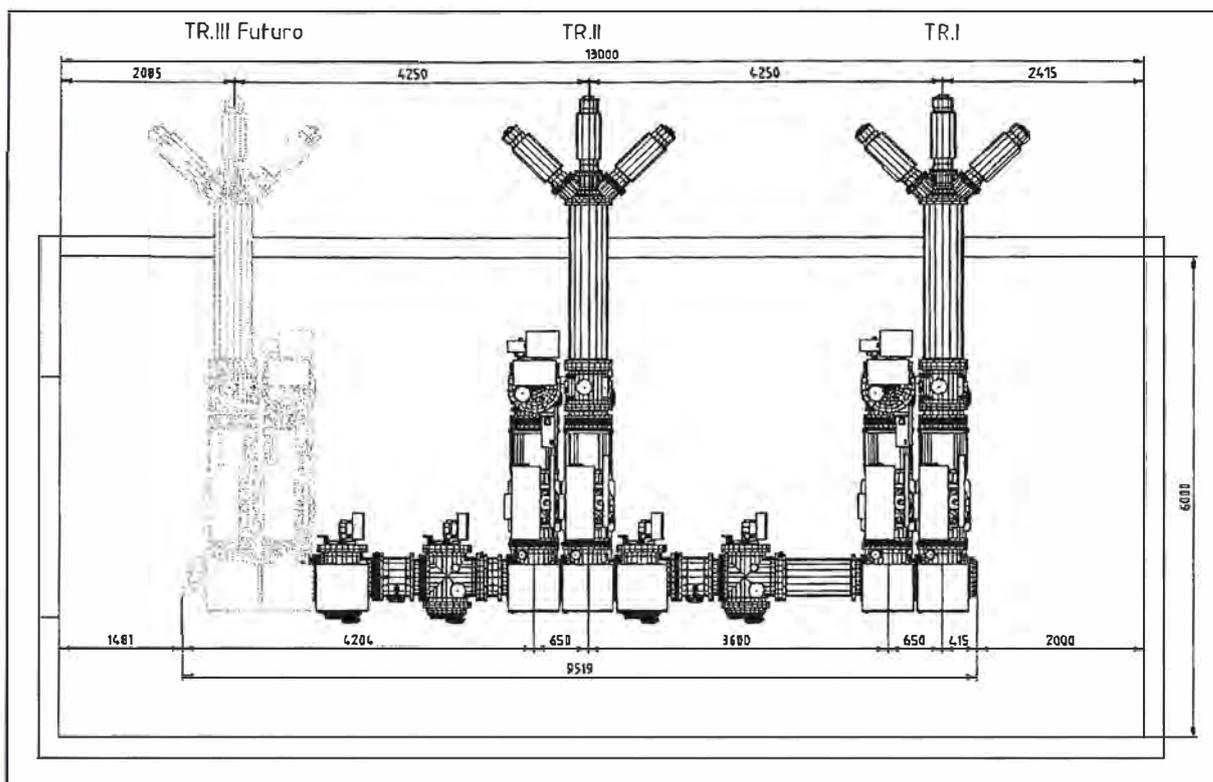


Fig. 7.5. Se aprecia un área de 13,00m x 6,00m, es decir 78 m<sup>2</sup> para los equipos GIS.

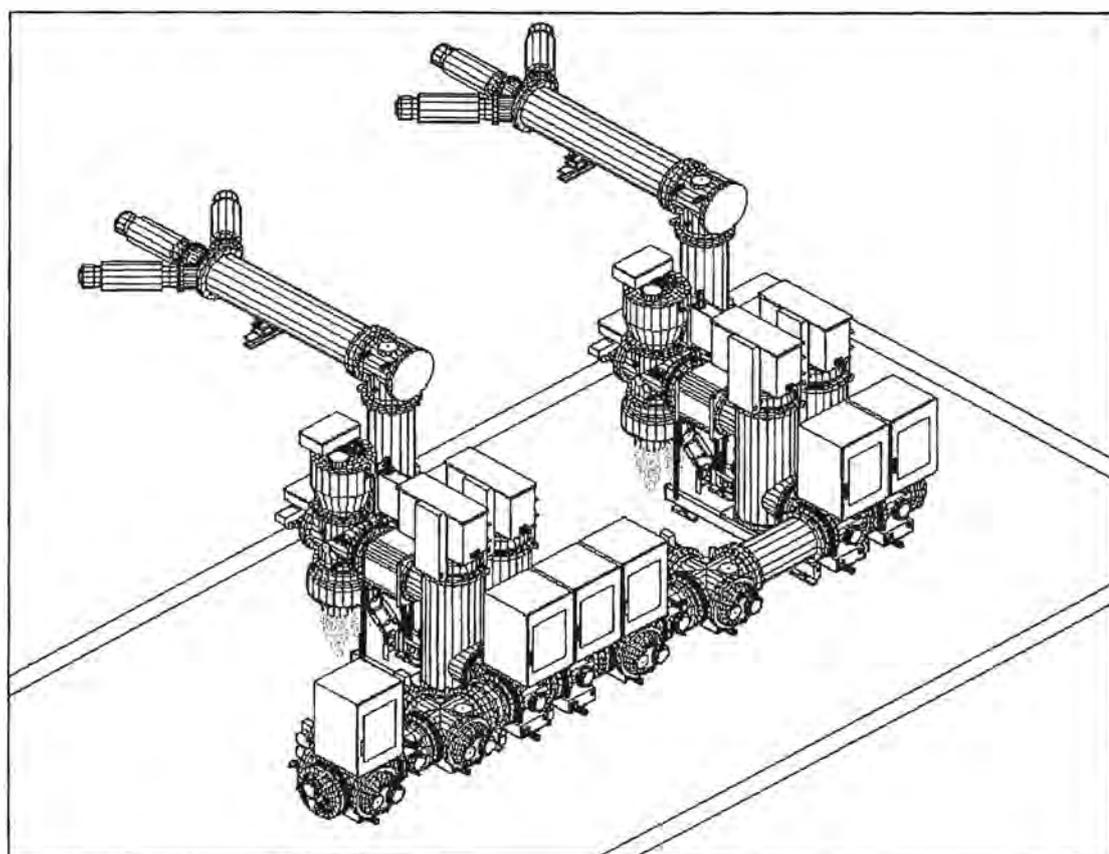


Fig. 7.6. Figura tridimensional de la solución GIS para 72.5kV.

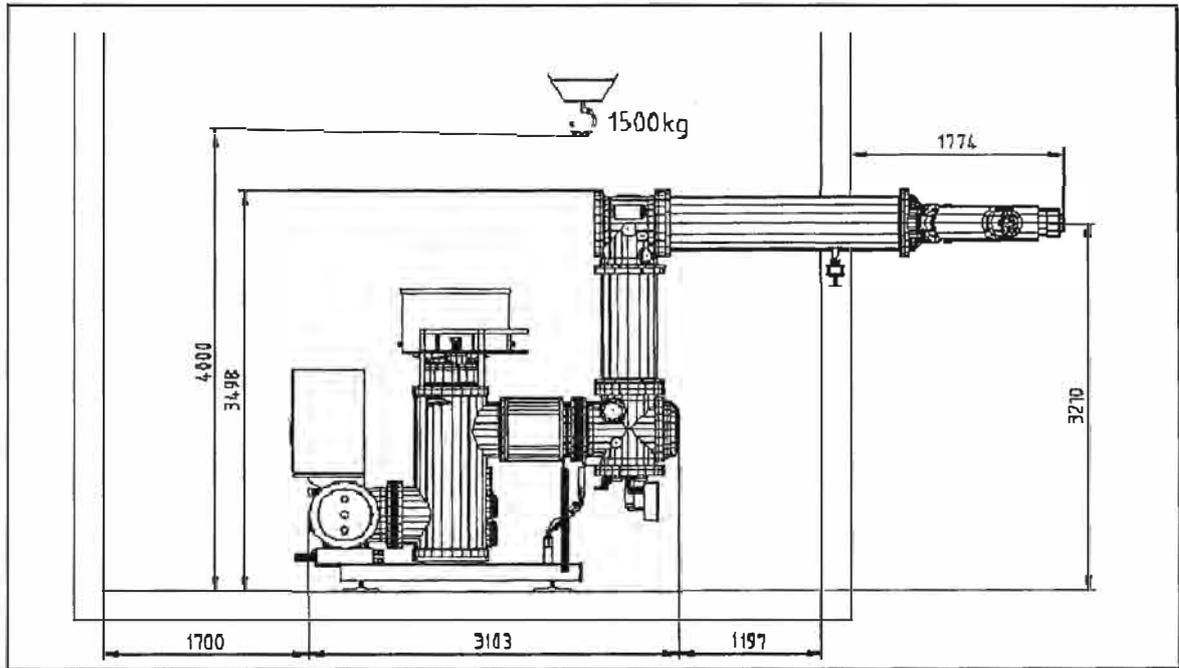


Fig. 7.7. Figura dimensional de la una celda de transformador.

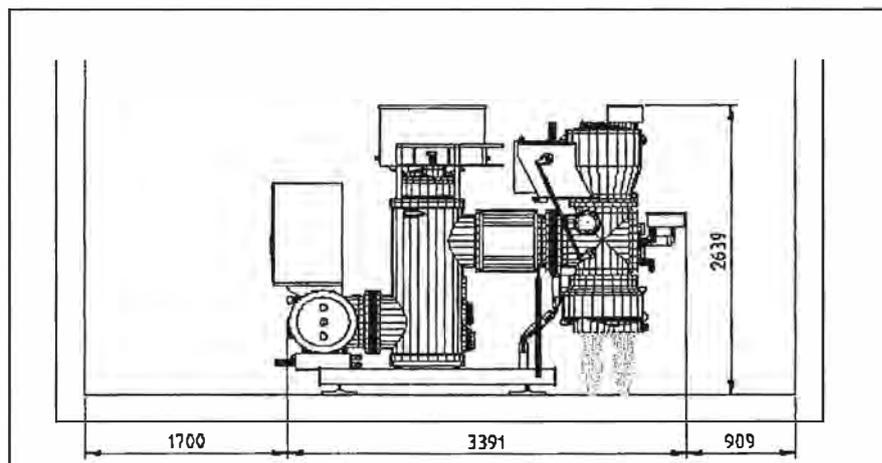


Fig. 7.8. Figura dimensional de la una celda de línea.

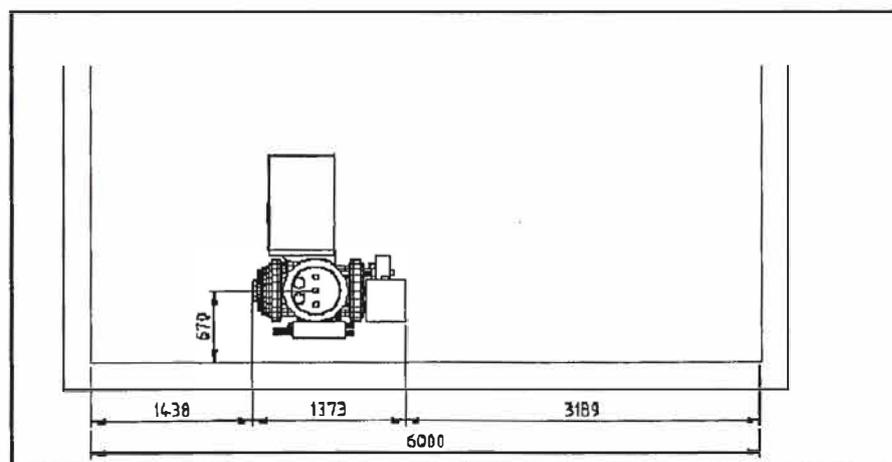


Fig. 7.9. Figura dimensional de la una celda de seccionamiento.

Como un primer importante análisis de las figuras 7.2 y 7.5 observamos que para una subestación AIS el terreno requerido es 478 m<sup>2</sup> y para una GIS es 78 m<sup>2</sup>, es decir que una GIS requiere solo el 16,3% del área de una AIS.

### 7.1 ANÁLISIS DEL VAN Y TIR DEL PROYECTO

Cuando se calcula el costo de una subestación encapsulada en SF6 se tiene que tener en cuenta si la instalación es del tipo intemperie o interior. Para nuestro caso, la subestación considerada es del tipo intemperie. Las subestaciones GIS del tipo intemperie pueden costar entre 5% y 10% por encima del equipo para instalaciones interiores. Cuando se tiene equipo en interiores es necesario tener en cuenta el costo del edificio así como el costo de un puente grúa indispensable para el montaje y mantenimiento de los equipos.

A continuación procederemos a realizar una valoración económica de los costos de los equipos y tomando en cuenta la cantidad de equipos del diagrama unifilar de la Fig. 7.1.

*TABLA N° 7.1. Tabla de costos comparativos entre una Subestación AIS y GIS en 72.5kV.*

	ETAPA / DESCRIPCIÓN	COSTOS AIS (USD)	COSTOS GIS (USD)
1	Planeamiento.	260.000	130.000
2	Equipos de Alta Tensión.		
	Transformadores de potencia 60/10kV, 25/30MVA.	1.950.000	1.950.000
	Equipos de maniobra 60kV, 1600A, 25kA (Incluye la supervisión de montaje).	651.870	1.089.450
	Celdas de media tensión y tableros de medida 22.9kV, 1250A, 31.5kA.	635.000	635.000
3	Terreno	804.235	321.000
4	Transporte, Protección, Control y Cables Auxiliares.	80.000	35.000
5	Conexión a Tierra, Ingeniería y Montaje.	105.000	45.500
6	Aceros, Puente grúa, Fundaciones y Malla.	550.000	31.000
7	Construcción.	75.000	30.000
8	Mantenimiento por año, durante 25 años.	20.000	1.000

Establecer unos factores de comparación entre el costo de subestaciones convencionales y encapsulados en SF6 es difícil porque intervienen muchos aspectos particulares en cada caso. Definitivamente, en subestaciones de alta tensión cuando no existen mayores problemas para disponer del área requerida para la subestación, es más económico construirlas del tipo convencional, para subestaciones en extra alta tensión se pueden tener valores del mismo orden de magnitud.

Es importante tener en cuenta que para evaluar económicamente una subestación AIS vs GIS, una opción más completa es desarrollar una fórmula que incluya las variables tales como; costo de terreno, de equipos, de mantenimiento, de reparaciones por fallas, número de celdas, tipo de esquema (barra doble o simple) y el tiempo de vida útil. Luego llevarlo o actualizar mediante los índices de análisis de inversión (VAN y TIR) todos los costos durante un periodo de mínimo 25 años a valor presente y comparar nuevamente la inversión AIS vs GIS.

Para tal fin, a continuación recordaremos a las formular del VAN y TIR.

$$\text{VAN} = C_0 + C_1/(1+i) + C_2/(1+i)^2 + C_3/(1+i)^3 + \dots + C_n/(1+i)^n \quad (7.1)$$

$C_0$  : Capital inicial aportado para iniciar el proyecto

$C_n$  : Diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

$i$  : Tipo de interés; normalmente es aquel que ofrece una inversión alternativa

$n$  : Numero de años en los que se calcula la inversión

$$\text{TIR} = C_0 + C_1/(1+r) + C_2/(1+r)^2 + C_3/(1+r)^3 + \dots + C_n/(1+r)^n = 0 \quad (7.2)$$

$C_0$  : Capital inicial aportado para iniciar el proyecto

$C_n$  : Diferencia entre cobros y pagos en el periodo n

$r$  : Tipo de interés que hace VAN igual a cero

$n$  : Numero de años de la inversión

Notas:

- Si el valor de VAN es positivo la inversión es viable.

- Si el  $i$  del VAN es menor que el  $r$  del TIR la inversión es viable.

Para elaborar los cálculos del VAN y TIR nos apoyaremos de las funciones que se encuentran disponibles en la hoja de calculo de Excel. A continuación las sintaxis:

1) VNA = **VNA (tasa; valor1; valor2; ...)**

2) TIR = **TIR (valores; estimar)**

Evaluación económica para la implementación e instalación de una Subestación AIS teniendo en cuenta los costos de la TABLA N° 7.1:

TABLA N° 7.2. Flujos y calculo del VAN y TIR en Excel para una AIS en 72.5kV.

Tasa	9,5%		
Año	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Cn (USD)
0	0,00	1.144.235,00	-1.144.235,00
1	0,00	4.046.870,00	-4.046.870,00
2	1.700.000,00	20.000,00	1.680.000,00
3	1.740.000,00	20.000,00	1.720.000,00
4	1.780.000,00	20.000,00	1.760.000,00
5	1.820.000,00	20.000,00	1.800.000,00
6	1.860.000,00	20.000,00	1.840.000,00
7	1.900.000,00	20.000,00	1.880.000,00
8	1.940.000,00	20.000,00	1.920.000,00
9	1.980.000,00	20.000,00	1.960.000,00
10	2.020.000,00	20.000,00	2.000.000,00
11	2.060.000,00	20.000,00	2.040.000,00
12	2.100.000,00	20.000,00	2.080.000,00
13	2.140.000,00	20.000,00	2.120.000,00
14	2.180.000,00	20.000,00	2.160.000,00
15	2.220.000,00	20.000,00	2.200.000,00
16	2.260.000,00	20.000,00	2.240.000,00
17	2.300.000,00	20.000,00	2.280.000,00
18	2.340.000,00	20.000,00	2.320.000,00
19	2.380.000,00	20.000,00	2.360.000,00
20	2.420.000,00	20.000,00	2.400.000,00
21	2.460.000,00	20.000,00	2.440.000,00
22	2.500.000,00	20.000,00	2.480.000,00
23	2.540.000,00	20.000,00	2.520.000,00
24	2.580.000,00	20.000,00	2.560.000,00
25	2.620.000,00	671.870,00	1.948.130,00
<b>VAN</b>	<b>10.920.054,52</b>	<b>USD</b>	
<b>TIR</b>	<b>32,37%</b>		

Evaluación económica para la implementación e instalación de una Subestación GIS teniendo en cuenta los costos de la TABLA 7.1:

TABLA N° 7.3. Flujos y calculo del VAN y TIR en Excel para una GIS en 72.5kV.

Tasa	9,5%		
Año	Ingresos (USD)	Egresos (USD)	Cn (USD)
0	0,00	481.010,00	-481.010,00
1	0,00	3.815.950,00	-3.815.950,00
2	1.700.000,00	1.000,00	1.699.000,00
3	1.740.000,00	1.000,00	1.739.000,00
4	1.780.000,00	1.000,00	1.779.000,00
5	1.820.000,00	1.000,00	1.819.000,00
6	1.860.000,00	1.000,00	1.859.000,00
7	1.900.000,00	1.000,00	1.899.000,00
8	1.940.000,00	1.000,00	1.939.000,00
9	1.980.000,00	1.000,00	1.979.000,00
10	2.020.000,00	1.000,00	2.019.000,00
11	2.060.000,00	1.000,00	2.059.000,00
12	2.100.000,00	1.000,00	2.099.000,00
13	2.140.000,00	1.000,00	2.139.000,00
14	2.180.000,00	1.000,00	2.179.000,00
15	2.220.000,00	1.000,00	2.219.000,00
16	2.260.000,00	1.000,00	2.259.000,00
17	2.300.000,00	1.000,00	2.299.000,00
18	2.340.000,00	1.000,00	2.339.000,00
19	2.380.000,00	1.000,00	2.379.000,00
20	2.420.000,00	1.000,00	2.419.000,00
21	2.460.000,00	1.000,00	2.459.000,00
22	2.500.000,00	1.000,00	2.499.000,00
23	2.540.000,00	1.000,00	2.539.000,00
24	2.580.000,00	1.000,00	2.579.000,00
25	2.620.000,00	121.000,00	2.499.000,00
<b>VAN</b>	<b>11.916.478,81</b>	<b>USD</b>	
<b>TIR</b>	<b>40,05%</b>		

## 7.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL PROYECTO

Los análisis de sensibilidad tienen por finalidad mostrar los efectos que sobre el TIR tendría una variación o cambio en el valor de una o más de las variables de costo o de ingreso que inciden en el proyecto (por ejemplo: precio de venta de la energía, el costo de los equipos eléctricos alta tensión, el costo del terreno de la subestación, el costo de la mano de obra, etc.), y a la vez mostrar la holgura con que se cuenta para su realización ante eventuales variaciones de tales variables en el mercado.

Un proyecto puede ser aceptable bajo las condiciones previstas en el proyecto, pero podría no serlo si las variables de costo variaran significativamente al alza o si las variables de ingreso cambiaran significativamente a la baja. En este esquema nos podemos preguntar, por ejemplo: cuál sería la TIR si el costo de las materias primas aumentara o disminuyera en 10%, 20% o en 50% con respecto a los estimados en el proyecto, esta nueva TIR está por encima o por debajo de nuestra TIO (Tasa de Interés de Oportunidad). En consecuencia, sería o no conveniente realizar el proyecto.

En primer lugar analizaremos las variaciones individuales de cada una de las variables, es decir, que se supone que sólo varía una de ellas mientras las demás permanecen constantes, es decir que solo realizaremos un análisis unidimensional.

Para nuestro caso, iniciaremos el análisis de sensibilidad construyendo un cuadro resumen que muestra los valores de los TIR para cambio de -30%, -20%, -10%, +10%, +20%, +30% y +40% de cambio previsible para las variables más relevantes que serían el precio de venta de energía, el costo de los equipos de alta y media tensión y el costo del terreno.

*TABLA N° 7.4. Resumen de cálculo de los TIR aplicados a las variables de la TABLA N° 7.3.*

<b>% de Cambio</b>	<b>Precio de Venta de Energía</b>	<b>Costo de Equipos de A.T. y M.T.</b>	<b>Costo del Terreno</b>	<b>Tasa de Interés de Oportunidad</b>
-30%	31,27%	51,60%	41,27%	9,50%
-20%	35,32%	47,08%	40,85%	9,50%
-10%	39,32%	43,28%	40,44%	9,50%
0%	40,50%	40,50%	40,50%	9,50%
10%	43,69%	37,26%	39,66%	9,50%
20%	47,30%	34,84%	39,28%	9,50%
30%	50,88%	32,72%	38,92%	9,50%
40%	54,44%	30,84%	38,56%	9,50%

Graficando los resultados de la TABLA N° 7.4., obtenemos líneas que indican la TIR para las variaciones propuestas en cada una de las variables indicadas, como resultado del análisis de sensibilidad practicado uni-dimensionalmente. Debemos observar que todas se cortan en 40,05% que es el valor de la TIR del proyecto (con una solución GIS) correspondiente al valor 0 en el eje x, es decir, sin variación del valor de las variables previstas en el proyecto.

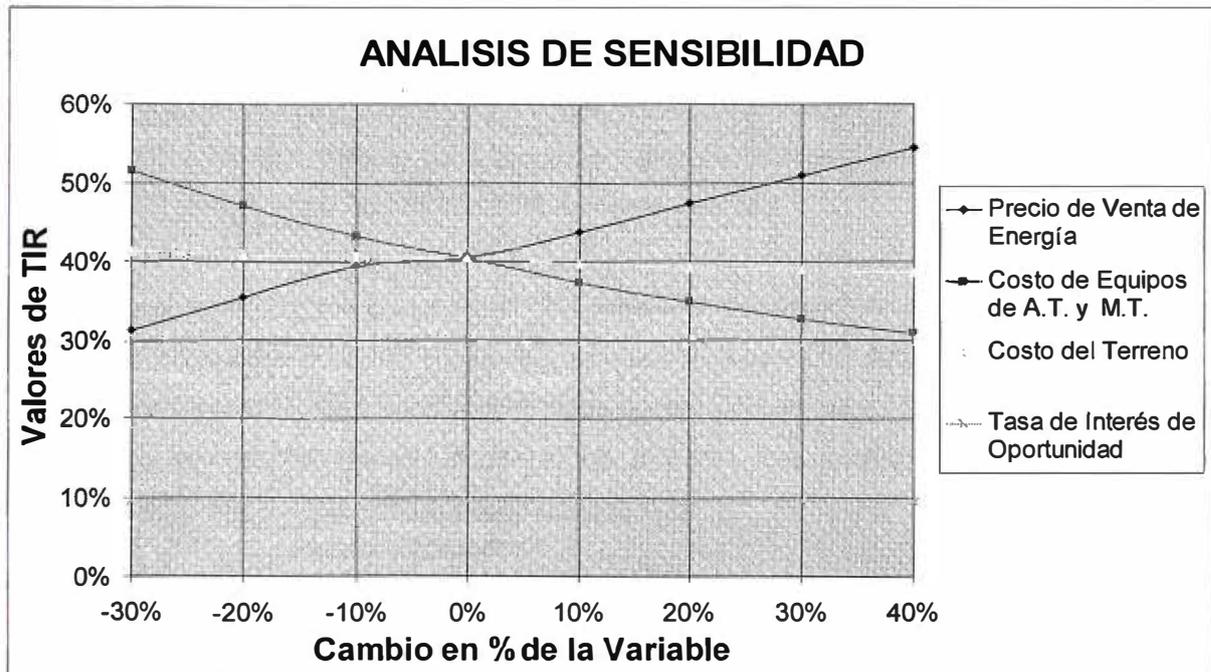


Fig. 7.10. Gráfico que muestra el Análisis de Sensibilidad del proyecto.

En esta gráfica se puede apreciar que el proyecto no es altamente sensible a las variaciones del precio de venta de la energía, del costo de los equipos de A.T. y M.T. ni del costo del terreno.

Permaneciendo constantes las demás variables, si el precio de venta de la energía previsto en el proyecto se reduce hasta en un 30% la TIR disminuirá de 40,05% a 31,27%, entonces la holgura con que se cuenta para competir mediante disminución del precio de venta es hasta de un 30% para que la TIR no caiga por debajo de la TIO (9,5%). Si el costo de los equipos de A.T. y M.T. previsto en el proyecto se incrementa hasta en 40% la TIR disminuirá de 40,05% a 30,84%, en este caso también se cuenta con una holgura para continuar con el proyecto. Análisis semejante puede realizarse para las variaciones de cada una de las otras variables.

## CONCLUSIONES

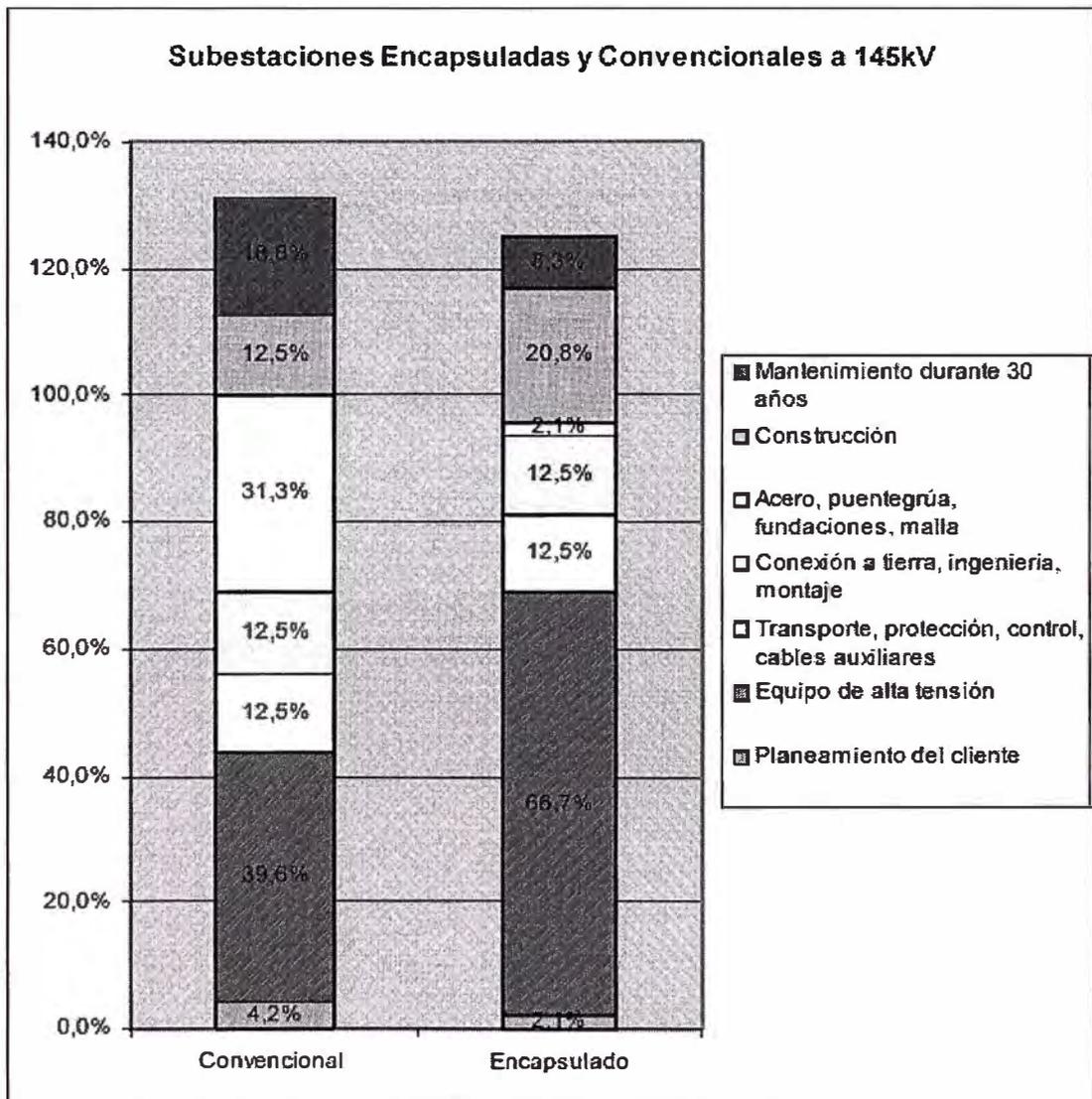
1. La parte central de este trabajo es mostrar la ventaja técnica y la ventaja económica de la GIS frente a la AIS. Considero que la parte técnica es bastante amplia y la parte económica ha sido tratada de una manera general y directa para tener resultados que nos permitan evaluar la solución GIS frente a una AIS.
2. De nuestra evaluación concluimos que para una subestación AIS el terreno requerido es 478 m<sup>2</sup> y para una GIS es 78 m<sup>2</sup>, es decir que una GIS requiere solo el 16,3% del área de una AIS. Para mayores niveles de tensión y mayor número de celdas esta relación es mucho menor, llegando en algunos casos que una subestación GIS representa entre 10 y 15% del área de una AIS.
3. Se aprecia que la relación entre los costos de los equipos AIS y GIS (incluyendo la supervisión de montaje) es de 1.67, es decir que los equipos GIS son solo 67% adicional a los equipos AIS. Es importante tomar en cuenta que este porcentaje de costo de costo hoy en día ha disminuido significativamente debido a que los equipos GIS por su alto desarrollo en tecnología ha logrado reducir considerablemente sus dimensiones y también el uso de materia prima necesaria para su fabricación, y por consiguiente la reducción de los costos de las subestaciones GIS.
4. La instalación de una GIS es conveniente en instalaciones de subestaciones de alta tensión (mayores a 72.5kV) cuando no es posible contar con terrenos con área y volumen necesarios para una AIS, ya sea por el alto costo de los terrenos ó por no existir espacios adecuados para instalar una AIS. Otro punto importante a tomar en cuenta para la instalación de una GIS es cuando las futuras instalaciones o subestaciones estarán cercanas a industrias de alta polución.

5. Para la comparación económica entre subestaciones GIS y AIS, debe considerarse si se dispone de terrenos amplios de bajo costo, las AIS son más económicas que las GIS. Si se dispone de terrenos de superficies pequeñas y de alto costo, las GIS son más económicas que las AIS.
6. Asimismo, para ambas soluciones GIS / AIS se deben considerar además del costo propio de los equipos principales, los costos del terreno, del montaje, de las obras civiles asociadas, de la Ingeniería, de las inspecciones en fábrica y en obra y principalmente del mantenimiento.
7. El ruido producido por los interruptores utilizados en las GIS es de un nivel muy bajo, lo que es muy importante cuando se trata de subestaciones dentro de la ciudad. Asimismo el impacto visual las GIS presentan una menor contaminación.
8. Deben considerarse siempre dos aspectos importantes donde existen claras diferencias a favor de las GIS: El primero; es el menor tiempo para el montaje. Las GIS hasta tensiones nominales de 300 kV se envían de la fábrica totalmente armada y ensayada por celdas completas. Su montaje en campo se realiza como las celdas de media tensión: se sujetan al piso y se interconectan unas con otras hasta formar un conjunto (Subestación). El segundo; es de mantenimiento reducido. Debido a su concepción de módulos encapsulados en gas, el mantenimiento de las GIS es de muy baja frecuencia en comparación con las AIS.
9. La presentación de esquemas típicos (barra simple, doble y H) merece un análisis comparativo por separado, es decir se debe realizar un trabajo aparte tratando solo este tema. Se debe analizar lo siguiente; cuándo se prefiere simple barra, doble barra o tipo H; cuál sería el impacto en el costo de la subestación para AIS y para GIS; cuál sería el impacto en el área para AIS y para GIS (para GIS es cero, pues ocupa el mismo espacio cualquiera de estas configuraciones). Se puede presentar datos reales de las subestaciones, indicando su grado de importancia (subestación en anillo, central, o radial, o alejada del centro, más o menos estratégica). Así también el concepto de subestación tipo H es en sí un tema a profundizar. Hay muchas variantes de tipo H. Incluso existen papers que analizan la configuración tipo H. Se tiene tipo H con 3, 4 o 5 interruptores, con o sin seccionadores de línea.

10. La vida útil del equipo GIS hoy en día es más de 30 años. Muchas instalaciones de los años 70 aún están en funcionamiento y no dan señales de haber cumplido su ciclo de vida útil. Como referencia en nuestro país podemos nombrar las subestaciones GIS de Oroya Nueva y Pachachaca instaladas en los años 80 en La Oroya. A estos equipos se les realizó exitosamente en el año 2004 su mantenimiento mayor y quedaron listos para continuar su operación en los próximos 20 años. Así que los nuevos desarrollos de GIS permiten suponer que es posible alcanzar hasta 50 años como mínimo.
11. Reiteramos que para evaluar económicamente una subestación AIS vs GIS, una opción más completa es desarrollar una fórmula que incluya las variables tales como; costo de terreno, de equipos, de mantenimiento, de reparaciones por fallas, número de celdas, tipo de esquema (barra doble o simple) y el tiempo de vida útil. Luego llevarlo o actualizar todos los costos durante un periodo de mínimo 25 años a valor presente y comparar nuevamente la inversión AIS vs GIS.
12. De las tablas N° 7.2 y 7.3., podemos observar que el VAN de la solución GIS es mayor que el VAN de la solución AIS, en conclusión y para nuestro caso el desarrollo del proyecto con equipos GIS es más rentable. De la figura 7.10, del análisis de sensibilidad podemos resumir que el proyecto tiene una baja sensibilidad, es decir que frente a altos porcentajes (de -30% a 40%) de variación de las variables el TIR se mantiene en altos valores (mayor a 30%).
13. Finalmente, el desarrollo de este trabajo puede crecer sin límites y profundizarse cada capítulo, pero nuestro objetivo era demostrar una nueva opción en la planificación y construcción de subestaciones eléctricas en alta tensión, y de manera humilde aseguro que he cumplido excelentemente con el objetivo.

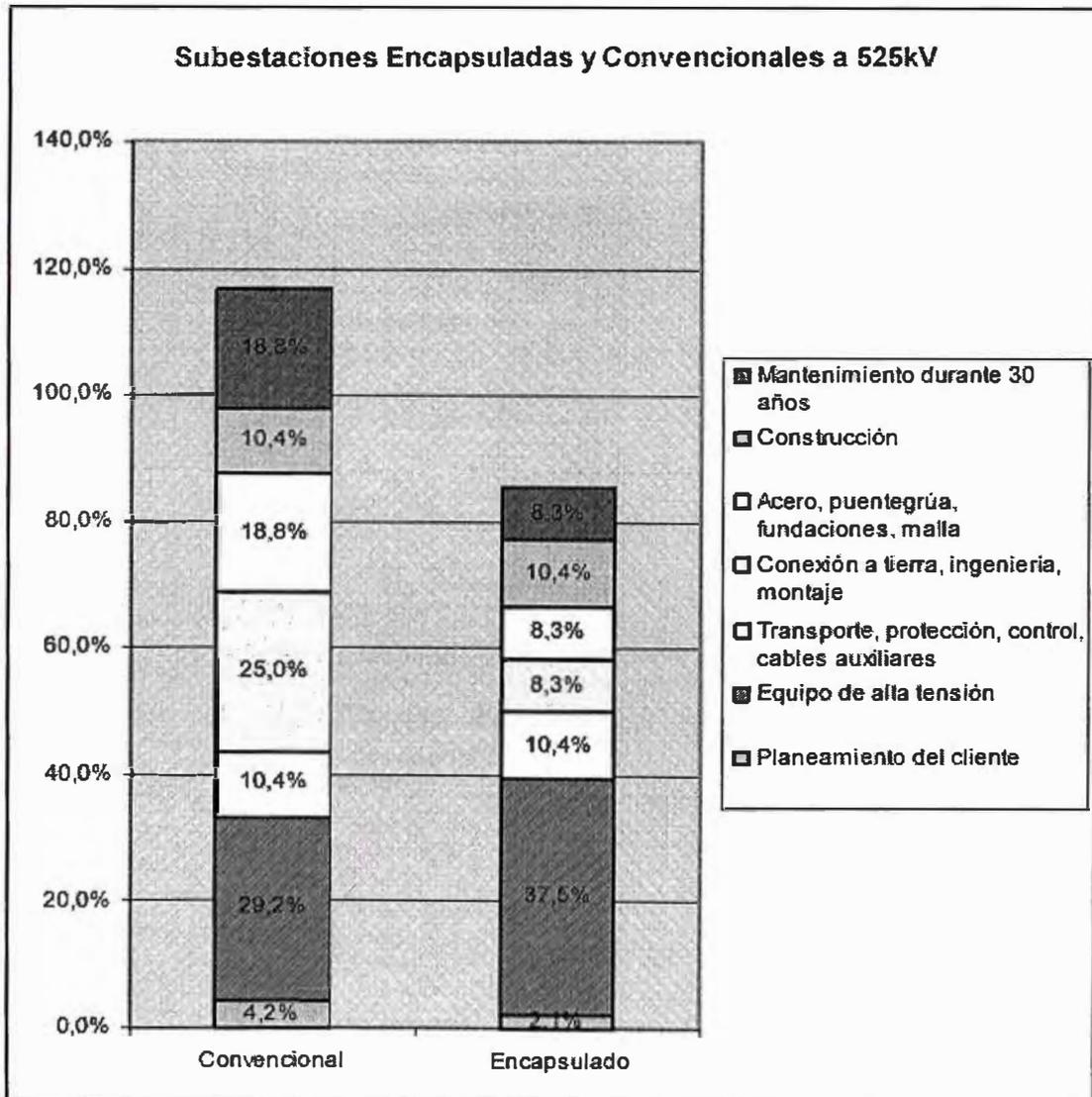
**ANEXOS A**

COMPARACIÓN DEL PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE CADA UNA DE LAS ETAPAS DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN GIS Y AIS EN 145KV.



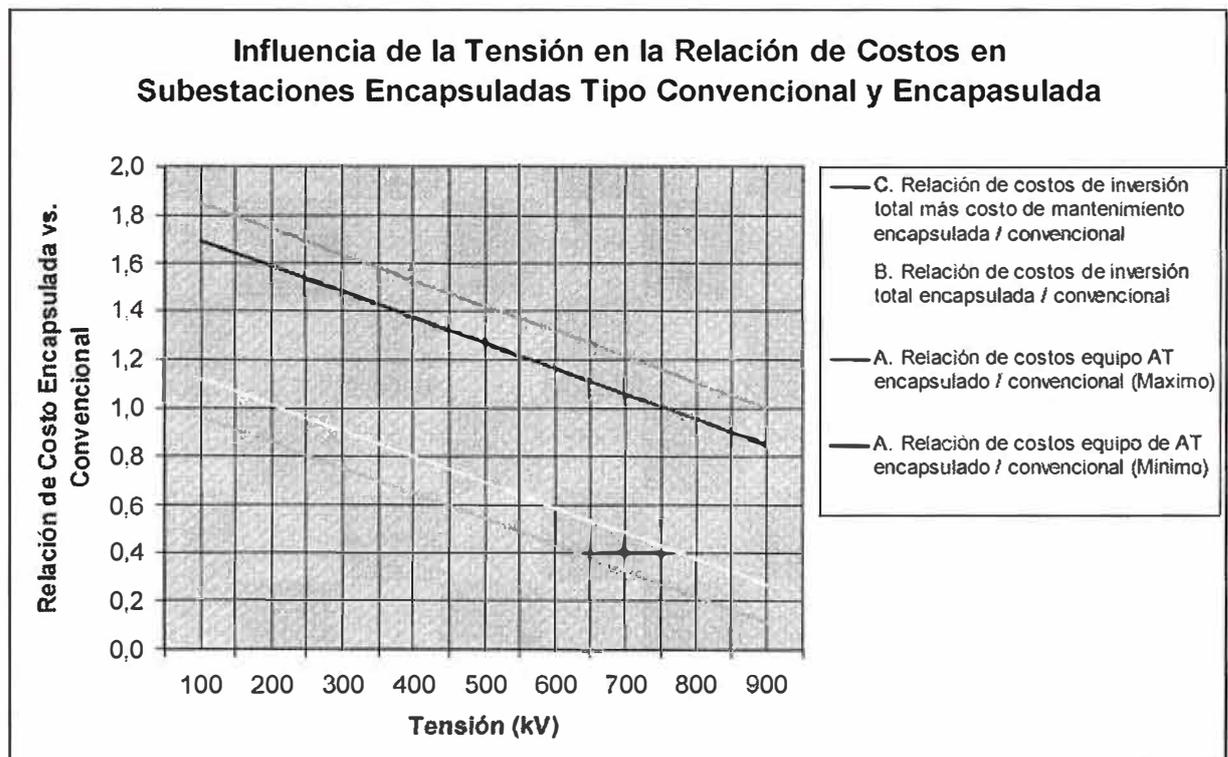
**ANEXOS B**

**COMPARACIÓN DEL PORCENTAJES DE PARTICIPACIÓN DE CADA UNA DE LAS ETAPAS DE LA CONSTRUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN GIS Y AIS EN 525KV.**



## ANEXOS C

DE ALGUNOS ARTÍCULOS Y CATÁLOGOS DE FABRICANTES DE SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN SF6, SE PUEDEN EXTRAER GRAFICAS COMPARATIVAS CON RESPECTO AL EQUIPO CONVENCIONAL.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] ALSTOM T&D High Voltage Equipment, "Underground Transmission and Distribution GIS Solutions", Suiza, 2003.
- [2] ALSTOM T&D High Voltage Equipment, "GIS Substation Extensions and Upgrades", Suiza, 2000.
- [3] AREVA T&D High Voltage Equipment, "Hexafluoruro de Azufre (SF6) – Seguridad NOT200.9010E", Francia, 2005.
- [4] AREVA T&D High Voltage Equipment, "Prescripciones para el mantenimiento Instalaciones de SF6, tipo F35 – 72.5kV", Suiza, 2004.
- [5] AREVA T&D AG, "Type test report, Summary - Metal-enclosed SF6 high voltaje circuit breaker", Suiza, 2004.
- [6] Libro 6 Sosa Julio, "Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión Aisladas en Gas", Argentina, 2002.
- [7] Mejia Villegas S.A. Ingenieros Consultores, "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión", Colombia, 2003.