

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS COMPACTAS EN SUBESTACIONES DE POTENCIA

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

QUISPE REYES WILFREDO

**PROMOCIÓN
2007- I**

**LIMA – PERÚ
2012**

APLICACIÓN DE TECNOLOGIAS COMPACTAS EN SUBESTACIONES DE POTENCIA

Agradezco a mis Familia, Profesores y amigos los cuales con su apoyo e insistencia han influido en lograr mis objetivos.

SUMARIO

Debido al continuo crecimiento de la demanda de energía y el poder brindar un servicio eléctrico óptimo sin cortes de servicio, hacen que las redes de distribución y las subestaciones de potencia estén en constante crecimiento.

Asimismo debido a que actualmente se tiene problemas de disponibilidad de espacios para la ampliación de las subestaciones existentes, o el alto costo en que actualmente se valoriza los terrenos nos llevan a buscar una tecnología alternativa a la tecnología convencional de las subestaciones de potencia, siendo el uso de tecnologías compactas un solución óptima.

Se debe aclarar que existen soluciones compactas aisladas en aire (AIS), sin embargo el presente informe se basa básicamente en las bahías híbridas compactas, soluciones ya aplicadas en el Perú.

ÍNDICE

PROLOGO.....	1
CAPITULO I	
PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA.....	2
1.1 Antecedentes del Problema.....	2
1.2 Descripción del Problema.....	2
1.3 Objetivo General.....	3
1.4 Alcances.....	3
1.5 Ámbito	3
1.6 Limitaciones del trabajo	3
CAPITULO II	
MARCO TEORICO CONCEPTUAL.....	5
2.1 Definición de Subestación de Potencia.....	5
2.2 Tipos de Subestaciones de Potencia	5
2.2.1 Clasificación según el Medio Aislante de la Subestación	5
2.2.2 Clasificación según su Ubicación en el Sistema Eléctrico	8
2.3 Configuración de una Subestación	9
2.3.1 Tipos de Configuración	9
2.4 Equipos de Transformación de una Subestación.....	15
2.4.1 Transformador de Potencia.....	15
2.4.2 Equipos de Maniobra de una Subestación.....	16
2.4.3 Sistema de Control.....	17
2.4.4 Sistema de Protección.....	17
2.4.5 Sistemas de telecomunicaciones.....	17
2.4.6 Sistema de Medición	18
2.4.7 Sistemas de Servicios Auxiliares.....	18
CAPITULO III	
CRITERIOS BASICOS DE DISEÑO	19
3.1 Códigos y Estándares.....	19

3.2	Determinación de las Corrientes de Cortocircuito de Diseño para red de Tierra Profunda y Pórticos	20
3.3	Coordinación de aislamiento	20
3.4	Criterios para Determinar la capacidad del sistema de barras.....	20
3.5	Criterios para verificación de la selección de Pararrayos.....	21
3.5.1	Máxima Tensión de Operación Continua (U_c).....	21
3.5.2	Sobretensión Temporal (TOV).....	21
3.5.3	Cálculo de la Tensión Nominal del Pararrayos (U_r)	22
3.5.4	Margen de Protección.....	23
3.5.5	Selección de la Clase del Pararrayos	23
3.6	Distancias de Seguridad.....	23
3.6.1	Distancias Fase-Fase y Fase Tierra	23
3.6.2	Distancias para el dimensionamiento de la subestación.....	24
3.6.3	Zona de Seguridad.....	25
3.7	Sistema de Puesta a Tierra.....	27
3.7.1	Criterios de diseño	27
3.7.2	Necesidades de la puesta a tierra	28
3.7.3	Procedimiento de cálculo.....	28
3.7.4	Consideraciones para diseño	28
3.8	Criterios para la Determinación de las Características de los Transformadores de Corriente	28
3.8.1	Calculo de la corriente de carga por los reactores de Corriente (I_1)	29
3.8.2	Calculo de la corriente máxima del devanado primario del Transformador de Corriente (I_2).....	29
3.8.3	Cargabilidad de los Transformadores de Corriente (Burden)	29
3.8.4	Normas aplicables para el diseño	30
3.9	Criterios para la Determinación de la Cadena de Aisladores	30
3.10	Criterios para el Cálculo de los Diagramas de Cargas en Pórticos	30
3.11	Criterios para el cálculo de los Diagramas de cargas en soportes de Equipos	31
3.12	Iluminación y Fuerza Exterior	32
CAPITULO IV		
METODOLOGIA PARA LA SOLUCION DEL PROBLEMA		33
4.1	Criterios previos para el diseño	33

4.2	Ubicación.....	33
4.3	Antecedentes.....	33
4.3.1	Condiciones climáticas y de Servicio.....	33
4.3.2	Características del Sistema Eléctrico.....	34
4.3.3	Distancias mínimas Fase-Fase y Fase-Tierra	34
4.3.4	Ancho de celda	35
4.3.5	Altura de campo.....	35
4.3.6	Longitud de campo.....	35
4.3.7	Equipamiento.....	35
4.3.8	Alternativa 1 – Solución con Tecnología Compacta (Subestaciones Híbridas y Aisladas en Gas-GIS)	35
4.3.9	Alternativa 2- Solución con Tecnología Convencional (Subestaciones Aisladas en Aire-AIS).....	36

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS 38

5.1	Área Ocupada por cada alternativa.....	38
5.2	Comparación Técnica de alternativas.....	38
5.3	Comparación Económica de alternativas.....	39
5.3.1	Ahorro en costos Directos	39
5.3.2	Ahorro en costos Indirectos.....	40
5.4	Ventajas de las Bahías Híbridas y GIS con respecto a las Aisladas en Aire.....	40
5.4.1	Ventajas en el Diseño	40
5.4.2	Ventajas en Seguridad	41
5.4.3	Desventajas de las Tecnologías compactas (Bahías Híbridas Compactas y GIS)..	42

CAPITULO VI

APORTES DEL ESTUDIO..... 43

6.1	Aporte personal.....	43
6.2	Contribución del estudio.....	43
6.3	Futura investigación	43

CONCLUSIONES..... 45

ANEXOS 47

BIBLIOGRAFIA 55

PRÓLOGO

Actualmente la demanda eléctrica, en el Perú, viene teniendo un crecimiento acelerado con respecto a la oferta, requiriéndose la implementación de una buena política energética por parte del gobierno o se podría llegar a un punto de colapso del sistema eléctrico.

Debido a este crecimiento de la demanda de energía y el poder brindar un servicio eléctrico óptimo sin cortes de servicio, hacen que las redes de distribución y las subestaciones de potencia estén en constante modernización e innovación tecnológica.

Asimismo las subestaciones existentes no han sido concebidas para una futura ampliación, siendo la disponibilidad de espacios para una ampliación de la subestación, un problema que enfrentan varias empresas eléctricas, asimismo la falta de terreno y el alto costo en que actualmente se valoriza los terrenos nos llevan a buscar una tecnología alternativa a la tecnología convencional de las subestaciones de potencia, siendo el uso de tecnologías compactas un solución alternativa.

En el presente informe se exponen los criterios que se deben de tener en cuenta para la selección de tecnologías compactas, así como las ventajas y desventaja de estas con respecto a las soluciones convencionales.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DE INGENIERÍA DEL PROBLEMA

1.1 Antecedentes del Problema

Actualmente las empresas eléctricas y mineras en el Perú enfrentan un problema de disponibilidad de espacio para la ampliación de sus subestaciones, asimismo debido a la falta de terrenos disponibles para la construcción de nuevas subestaciones y el alto costo en que se valorizan estos terrenos, nos llevan a buscar una solución alternativa al convencional, por lo que la tecnología compacta (Híbridas y aisladas en gas SF6-GIS) resulta ser una solución alternativa.

1.2 Descripción del Problema

Debido al continuo crecimiento de la demanda y a la necesidad de satisfacer esta demanda se hace necesaria la creación y ampliación de subestaciones de potencia, enfrentándose las empresas eléctricas en el Perú a un problema de disponibilidad de espacios, ya que muchas subestaciones no han sido concebidas a futuro para su ampliación, asimismo debido a la falta de terrenos y su alto costo, nos lleva a optimizar los espacios en las nuevas subestaciones de potencia.

Es por ello que se requiere buscar una solución alternativa a las soluciones con tecnología convencional, en el presente informe se plantea el uso de la tecnología compactas la cual no busca eliminar el uso de las soluciones con tecnología convencional (Subestaciones clásicas aisladas en aire (AIS: Air Insulated Switchgear)) sino más bien ser una solución alternativa para las necesidades de las empresas donde estas puedan ser aplicables.

Se debe aclarar que existen soluciones compactas aisladas en aire (AIS), sin embargo el presente informe se basa básicamente en las bahías híbridas compactas, soluciones ya aplicadas en el Perú.

En el Perú ya se tiene experiencia con las bahías híbridas compactas, las cuales ya han sido implementadas por empresas eléctricas como Edelnor (SE Infantas 60/20/10kV), Luz del Sur (SE Lurín 60/22.9/10kV), Sudamericana de Fibras, Minera Shaugan (SE

Shaugan 60/10kV), Cemento Andino 138/60kV, SE Tingo María 220/138/10Kv, etc; asimismo se tiene previsto su implementación en subestaciones de las empresas de ENOSA (Nueva SE Paita Industrial 60/22.9/10kV, etc), ENSA (SE Chiclayo Sur 60/22.9/10kV), SE Piedra Blanca 138 kV, etc.

Con respecto a las GIS, en el mundo se tiene amplia experiencia con estas subestaciones, sin embargo en el Perú se tiene poca experiencia con tecnología GIS, siendo esta experiencia mayormente en celdas media tensión, las cuales han sido implementadas por ejemplo en la subestación SE Parque Industria 33/10kV de propiedad de SEAL en la ciudad de Arequipa.

1.3 Objetivo General

El objetivo general de este informe es plantear una solución al problema de limitación de espacio, que enfrentan las empresas eléctricas en el Perú para la ampliación de subestaciones de potencia existentes y a la creación de nuevas subestaciones, mediante la utilización de bahías híbridas compactas.

Como una aplicación de lo anterior se diseña el patio de llaves de la S.E. San Gabán II 138kV, este patio de llaves se diseñará con Bahías Híbridas compactas y con el equipamiento convencional (Subestaciones clásicas aisladas en aire (AIS: Air Insulated Switchgear)) y se hará una comparación entre ambas.

1.4 Alcances

El alcance principal de este informe es plantear una solución alternativa al problema de limitación de espacios que afecta a las empresas eléctricas del Perú.

1.5 Ámbito

En el presente informe se enmarca en el problema que enfrentan las empresas eléctricas y mineras del Perú en la ampliación de subestaciones de potencia y creación de nuevas subestaciones.

En el mundo existe una amplia gama de soluciones con tecnología compacta, las cuales viene siendo utilizadas desde hace varias décadas en diferentes subestaciones, sin embargo el presente informe se basa en aquellas soluciones que ya han sido implementadas en las subestaciones del Perú.

1.6 Limitaciones del trabajo

Este trabajo solo se presentan las Bahías Híbridas compactas, que son parte de las Subestaciones Híbridas y aisladas en gas SF₆-GIS (Tecnología Compacta), ya que en el

presente trabajo lo que se busca es dar una solución a los problemas de disponibilidad de espacio que enfrentan las empresas eléctricas del Perú.

Asimismo hay que dejar claro que no se pretende eliminar las soluciones con tecnología convencional (Subestaciones clásicas aisladas en aire (AIS: Air Insulated Switchgear)) sino más bien plantear una solución alternativa para las necesidades de las empresas donde estas puedan ser aplicables.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO CONCEPTUAL

2.1 Definición de Subestación de Potencia

Una subestación de potencia es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en la cual la energía se puede transformar a niveles adecuados de tensión (subestaciones de transformación) o solo se redistribuye (subestaciones de transferencia) para su transporte, consumo o distribución, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de control y protección.

2.2 Tipos de Subestaciones de Potencia

2.2.1 Clasificación según el Medio Aislante de la Subestación

a) Subestaciones clásicas o convencional aisladas en aire (AIS: Air Insulated Switchgear).

Las subestaciones aisladas en aire (AIS: Air Insulated Switchgear), son las que usan este fluido como medio aislante entre los diferentes equipos de maniobra (interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de corriente, transformadores de tensión, pararrayos, etc).

Son subestaciones que ocupan una considerable área, requieren una gran cantidad de obras civiles (canaletas, bases de equipos, bases de pórticos, fundaciones para los soportes de los equipos, etc).



Fig. 2.1 Subestaciones aislada en aire (AIS: Air Insulated Switchgear)

b) Subestaciones Encapsuladas o subestaciones aisladas en gas

Los sistemas encapsulados o aislados en gas SF₆ - GIS, son sistemas compactos que reducen considerablemente el espacio requerido por los equipos eléctricos, mejoran la estética de la instalación y minimizan la probabilidad de averías ya que sitúan dentro de un edificio cerrado una serie de partes energizadas que normalmente están expuestas al medioambiente

Las GIS ocupará menos espacio que requeriría una subestación convencional. La tecnología GIS encapsula los equipos de alto voltaje en su interior, mejora la estética de la instalación y minimiza la probabilidad de averías, lo cual mejora la calidad del servicio.

Asimismo las Subestaciones Eléctricas aisladas en gas usan este fluido para el aislamiento eléctrico de sus distintos componentes -maniobra, medición, barras, etc. de alta tensión. Cuando se trata de alta tensión su denominación común es GIS (Gas Insulated Switchgear). En media tensión se denominan MV-GIS (Médium Voltaje-Gas-Insulated Switchgear).

Por sus propiedades óptimas, el gas utilizado es el hexafloruro de azufre (SF₆). Es un gas no tóxico, muy estable y no inflamable, además de inodoro e incoloro a condiciones normales de presión y temperatura.

El SF₆ se utiliza en los equipos de energía eléctrica debido a sus excelentes propiedades eléctricas, físicas y químicas que permitan beneficios significativos para la red de suministro de energía eléctrica:

- Aísla a 2,5 veces mejor que el aire.
- Mejora más de 100 veces la capacidad de enfriamiento del arco que el aire.
- Mejor disipación del calor que el aire

Hoy los “High Voltage Switchgear”, especialmente la tecnología GIS poseen un alto nivel de desempeño en servicio y están construidas y probadas según las normas internacionales. Más y más Subestaciones GIS se utilizan en todo el mundo, principalmente en zonas urbanas densamente pobladas, en zonas de rápido crecimiento industrial y en sitios con requisitos operativos y medioambientales específicos. Los aspectos ecológicos y las leyes de conservación de la naturaleza son cada vez más

determinantes para la selección de equipos de maniobra más pequeños y menos visibles.

Más de 30 años de experiencia a nivel mundial de las instalaciones tipo GIS han contribuido al abastecimiento de energía eléctrica confiable y segura. Asimismo la necesidad de hacer un mejor uso de los recursos, ha obligado a la atención al aspecto de la “disponibilidad”, lo que reduce costos de mantenimiento y continuidad de servicio. La disponibilidad y fiabilidad de las Subestaciones en general, están influenciadas por diversos factores relacionados con el proyectista, con el fabricante y con el operador.

En lo que respecta al equipamiento GIS estos poseen la mejor disponibilidad como resultado de productos de probada calidad, soluciones de diseño, flexibilidad y variabilidad de un sistema modular.

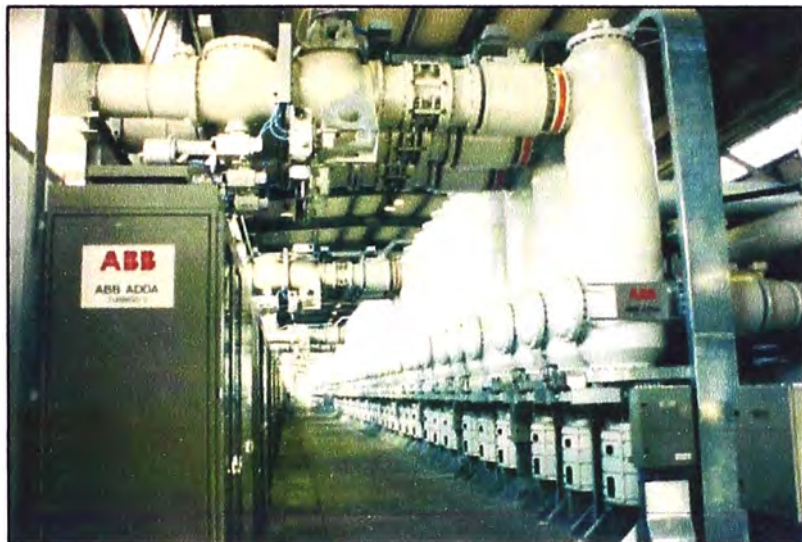


Fig. 2.2 Subestaciones encapsulada o aislada en gas SF6 - GIS

c) **Subestaciones Híbridas – Bahías Híbridas Compactas**

Las subestaciones Híbridas compactas aprovechan las ventajas de las subestaciones aisladas en aire y de las subestaciones GIS, asimismo las ventajas de las Subestaciones Híbridas se reseñan brevemente a continuación:

- Todas las funciones de una celda se combinan en un solo módulo.
- Las funciones de trabajo y seccionamiento se integran dentro de una carcasa con SF6.
- El producto es transportable.
- Es fácil de instalar.
- Extremadamente versátil al plantear soluciones y configuración de subestaciones
- Reducen la ingeniería al ser un solo modulo.

- Reducen las obras civiles.
- Aumentan la seguridad para el operador.
- Según el fabricante con conocidas como PASS MOO en ABB, HYPAC en AREVA, etc.



Fig. 2.3 Subestación Híbridas Compactas

2.2.2 Clasificación según su Ubicación en el Sistema Eléctrico

a) Subestación de generación

- Asociadas a centrales generadoras. Dirigen directamente el flujo de potencia al sistema.

b) Subestación de transformación

- Con transformadores elevadores o reductores(pueden ser terminales o no)

c) Subestación de maniobra

- Conectan varios circuitos (o líneas) para orientar o distribuir el flujo de potencia a diferentes áreas del sistema.

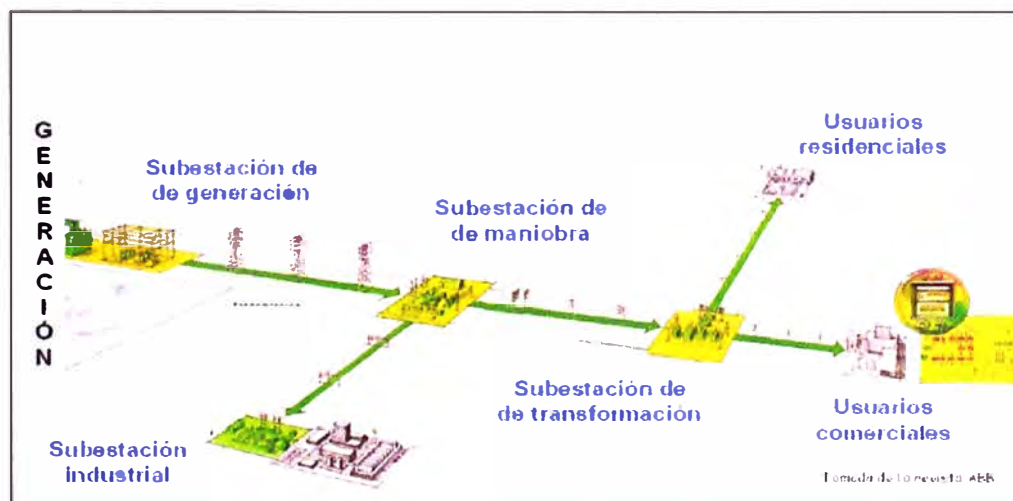


Fig. 2.4 Tipos de Subestaciones según su ubicación en el sistema eléctrico

2.3 Configuración de una Subestación

Se denomina configuración al arreglo de los equipos electromecánicos constitutivos de un patio de conexiones, o pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una subestación, efectuado de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad y flexibilidad de manejo, transformación y distribución de energía. Cada punto (o nodo) en el sistema tiene diferentes requerimientos de confiabilidad, seguridad y flexibilidad y cada configuración brinda diferentes grados de estas características.

a) Flexibilidad

Es la propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar por cambios operativos en el sistema, y además por contingencias y/o mantenimiento del mismo.

b) Confiabilidad

Es la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente de la subestación no pueda recuperarse durante la operación

c) Seguridad

Es la propiedad de una instalación para dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante fallas en los equipos de potencia, especialmente interruptores y barras

2.3.1 Tipos de Configuración

a) Simple Barra

Esta configuración cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor. Es económica, simple, fácil de proteger, ocupa poco espacio y no presenta muchas posibilidades de operación incorrecta.

Esta configuración se caracteriza por no tener confiabilidad, seguridad y flexibilidad teniendo así que suspender el servicio en forma total cuando se requiera hacer una revisión o reparación en la barra colectora, o del circuito cuando la revisión o reparación es en el interruptor.

Sin embargo, con un seccionamiento longitudinal se obtiene confiabilidad y flexibilidad pues se hace posible separar en dos partes el barraje, lo cual facilita las reparaciones, trabajos de ampliación y, en determinadas circunstancias, aún la operación de la misma subestación.

En resumen la configuración simple barra presenta las siguientes características:

- No tiene flexibilidad
- No tiene confiabilidad, ni en barras ni en interruptores
- No tiene seguridad
- Instalar un seccionamiento de barra brinda confiabilidad en barras
- Utilizada sólo para subestaciones pequeñas o de menor importancia en el sistema

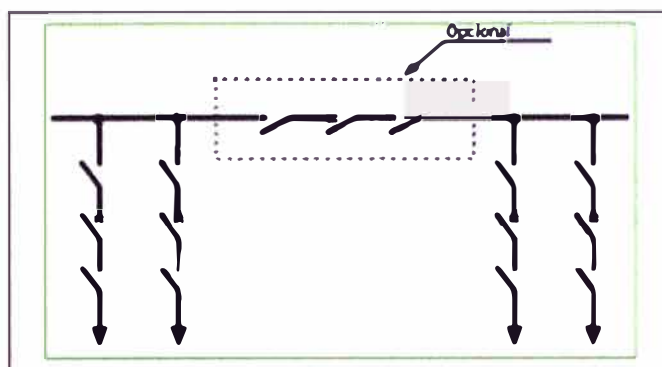


Fig. 2.5 Configuración simple barra

b) Barra principal y de transferencia

Para mejorar la confiabilidad por falla en interruptores en la configuración de simple barra, a ésta configuración se le agrega una barra auxiliar o de transferencia, asimismo a cada circuito se le agrega un seccionador (de transferencia) para la conexión a dicha barra y un interruptor de potencia (de transferencia) para unir las dos barras,

Conformándose así una configuración llamada de barra principal y de transferencia.

En resumen la configuración barra principal y de transferencia presenta las siguientes características:

- Condiciones normales de operación el campo de transferencia abierto.
- Falla o mantenimiento en interruptor: El campo con el interruptor fallado se conecta a la barra de transferencia mediante el campo de transferencia
- No tiene flexibilidad.
- No tiene confiabilidad en barras.
- Tiene flexibilidad en interruptor.
- No tiene seguridad en barras.
- En interruptor sólo tiene seguridad cuando sea por mantenimiento programado de la subestación.

- La barra de transferencia puede ser de menor capacidad que la principal, ya que sólo puede haber un campo en transferencia a la vez.

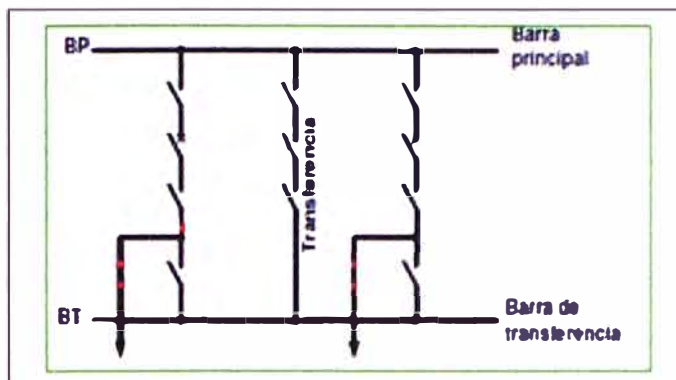


Fig. 2.6 Configuración barra principal y de transferencia

c) Doble barra

Para aumentarle la flexibilidad a la configuración simple barra se puede adicionar una segunda barra principal y un interruptor para el acoplamiento de las dos barras conformándose así una configuración llamada de doble barra.

Esta configuración es flexible pues permite separar circuitos en cada una de las barras, pudiéndose así dividir sistemas; además, tiene confiabilidad pero no seguridad por falla en barras y en interruptores; es posible también hacer mantenimiento en barras sin suspender el servicio y por ello se usa en áreas de alta contaminación ambiental.

Se adapta muy bien a sistemas muy enmallados en donde es necesario disponer de flexibilidad; debido a esta flexibilidad se puede usar el acople como seccionador de barras, permitiendo así conectar a una y otra barra circuitos provenientes de una misma fuente sin necesidad de hacer cruce de las líneas a la entrada de la subestación. Tiene la ventaja adicional, sobre el seccionamiento longitudinal en las configuraciones anteriores, de que la conexión de un circuito a una barra u otra puede ser efectuada en cualquier momento dependiendo de circunstancias o consignas operativas del sistema.

En resumen la configuración doble barra presenta las siguientes características:

- Condiciones normales de operación: Se pueden tener unas líneas conectadas a las barras B1 (Barra principal) y otras a B2 (barra de transferencia), campo de acople cerrado (flexibilidad).
- Falla en Barra: se transfieren todos los campos a la otra barra y se recupera el servicio (confiabilidad)
- Mantenimiento programado en barras: se transfieren previamente todos los campos a la otra barra sin suspender el servicio (seguridad)

- No tiene confiabilidad en interruptores
- La Barra de transferencia debe ser de igual capacidad que la Barra principal.

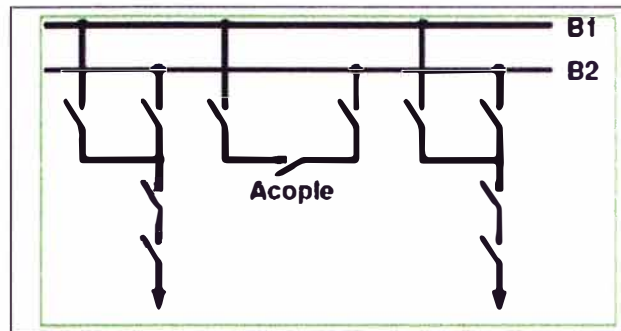


Fig. 2.7 Configuración doble barra

d) Doble barra más seccionador de transferencia

Esta configuración, reúne, pero no simultáneamente, las características de la barra principal y de transferencia y la doble barra. Esto se logra a partir de la doble barra conectando un seccionador de by-pass o paso directo al interruptor de cada salida y adicionando además otro seccionador adyacente al interruptor para poder aislarlo.

Puede operar como (no simultáneamente):

- Doble barra: confiabilidad en barras pero no en interruptores, tiene flexibilidad, no tiene seguridad
- Barra principal y de transferencia: cuando se requiere hacer mantenimiento a un interruptor. Confiabilidad en interruptores pero no en barras, sin flexibilidad, sin seguridad. B1 actúa como barra principal. y B2 como transferencia
- La Barra 2 debe ser de igual capacidad que la Barra 1

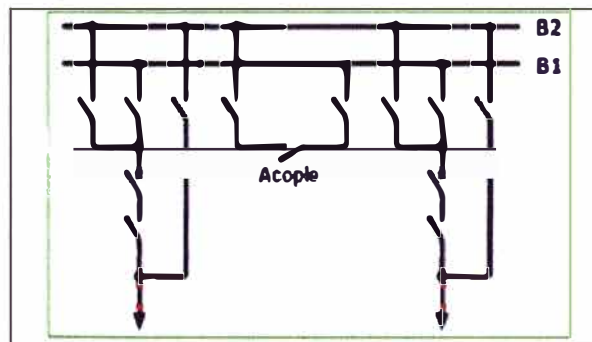


Fig. 2.8 Configuración doble barra más seccionador de transferencia

e) **Doble barra más seccionador de “by pass” o paso directo**

Similar a la configuración anterior pero con mayor flexibilidad ya que cualquiera de las dos barras puede actuar como barra principal cuando se hace mantenimiento a un interruptor

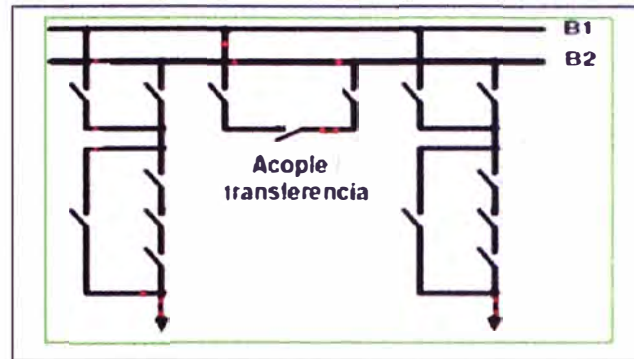


Fig. 2.9 Configuración doble barra más seccionador de “by pass”

f) **Anillo**

En esta configuración la conexión de los circuitos se realiza sobre un anillo conformado por interruptores, con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Asimismo para aislar un circuito es necesaria la apertura de los dos interruptores correspondientes, abriéndose así el anillo. Si se quiere aislar un circuito por un período largo, se debe abrir el seccionador de conexión del mismo para poder cerrar los interruptores asociados a dicho circuito y dar así continuidad al anillo. En resumen la configuración anillo presenta las siguientes características:

- Condiciones normales de operación: todos los interruptores cerrados
- Tiene seguridad en interruptores
- La configuración en anillo se debe diseñar en forma modular, tal que se pueda convertir en interruptor y medio

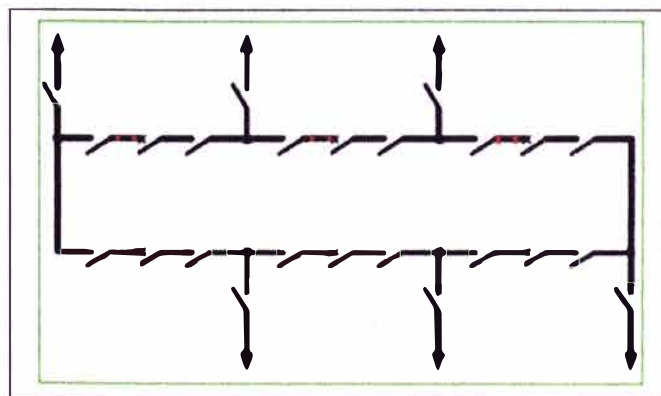


Fig. 2.10 Configuración doble barra más seccionador de “by pass”

g) Interruptor y Medio

En esta configuración existen tres interruptores por cada dos salidas. Una Bahía se conecta entre los dos barrajes principales.

Se puede hacer mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección; además, una falla en un barraje no interrumpe el servicio a ningún circuito, presentando así un alto índice de confiabilidad y de seguridad tanto por falla en los interruptores como en los circuitos y en las barras.

En resumen la configuración Interruptor y Medio presenta las siguientes características:

- Condiciones normales de operación: todos los interruptores cerrados
- Tiene seguridad en interruptores y en barras
- Tiene flexibilidad
- El sistema de control y protección (recierre, verificación de sincronismo, disparos) es complicado

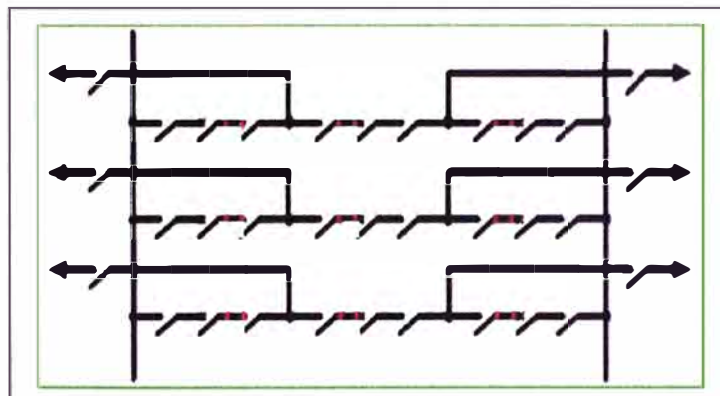


Fig. 2.11 Configuración interruptor y medio

h) Doble Barra con Doble Interruptor

En esta configuración se duplican tanto las barras como los interruptores de cada circuito. Esta configuración presenta la mayor seguridad, tanto por falla en barras como en interruptores, entre todas las configuraciones y gran libertad para operación, para trabajos de revisión y mantenimiento.

Para lograr la mayor seguridad, cada circuito se conecta a ambas barras o sea que la aplicación normal es con todos los interruptores cerrados y las dos barras energizadas.

En resumen la configuración Doble barra con doble interruptor presenta las siguientes características:

- Condiciones normales de operación: todos los interruptores cerrado

- Tiene seguridad en interruptores y en barras
- Tiene flexibilidad
- Tiene confiabilidad
- El sistema de control y protección (recierre, disparos) es complicado
- Es la configuración que más interruptores requiere (más costosa)

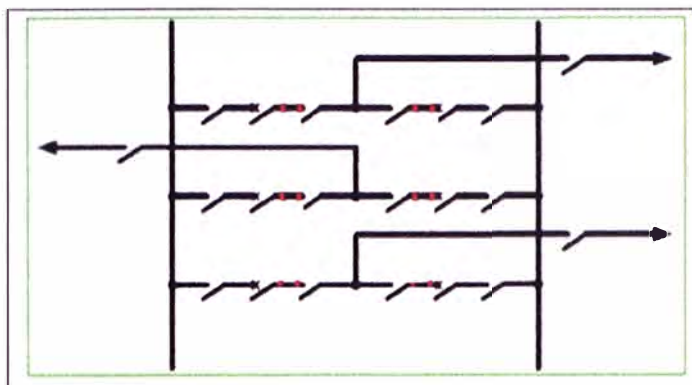


Fig. 2.12 Configuración doble barra con doble interruptor

Se debe de tener presente que a mas numero de interruptores y seccionadores, más compleja se vuelve la subestación.

A continuación se muestran presenta un resumen de las facilidades, ventajas y desventajas que muestran cada configuración:

- Se debe reducir el número de interruptores y seccionadores cuando se quiere simplicidad.
- Configuraciones del tipo conexión de seccionadores son complejas en su sistema de enclavamientos.
- Configuraciones del tipo conexión de interruptores son complejas en su sistema de protección (recierre, sincronismo, falla interruptor, etc).
- Cada configuración brinda ventajas y desventajas durante mantenimiento.

2.4 Equipos de Transformación de una Subestación

2.4.1 Transformador de Potencia

El transformador es el equipo más importante en la subestación, es un dispositivo que no tiene partes móviles, el cual transfiere la energía eléctrica de un circuito u otro bajo el principio de inducción electromagnética.

Está constituido por dos o más bobinas de material conductor, aisladas entre sí eléctricamente y por lo general enrolladas alrededor de un mismo núcleo de material ferromagnético. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo.

La transferencia de energía la hace por lo general con cambios en los valores de voltajes y corrientes.

Un transformador elevador recibe la potencia eléctrica a un valor de voltaje y la entrega a un valor más elevado, asimismo un transformador reductor recibe la potencia a un valor alto de voltaje y a la entrega a un valor bajo.

2.4.2 Equipos de Maniobra de una Subestación

Son aquellos equipos ubicados en el patio de llaves de la subestación, estos equipos conforman las bahías de las líneas y de transformador, cuya función es conectar o desconectar de un sistema o circuito energizado líneas de transmisión, transformadores, reactores o barrajes, por necesidades de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema (equipos o líneas) para realizar su mantenimiento

a) Interruptor

Los interruptores de potencia son dispositivos capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales, así como de conducir durante un tiempo especificado, interrumpir y establecer corrientes en condiciones anormales, como son las de cortocircuito. Su función básica es conectar o desconectar de un sistema o circuito energizado líneas de transmisión, transformadores, reactores o barrajes.

b) Seccionador

Los seccionadores son equipos que desempeñan diversas funciones, siendo la más común la de seccionamiento de circuitos por necesidades de operación o por necesidad de aislar componentes del sistema (equipos o líneas) para realizar su mantenimiento. En este último caso los seccionadores abiertos que aíslan componentes en mantenimiento deben de tener una resistencia entre terminales a los esfuerzos dieléctricos de tal forma que el personal de campo pueda realizar el mantenimiento en condiciones adecuadas de seguridad.

c) Transformadores de Medida

Los transformadores de medición están destinados a alimentar instrumentos de medida, indicadores, registradores, integradores, relés de protección, o aparatos análogos. Según la magnitud en juego se clasifican en Transformadores de Tensión y de Corriente.

d) Transformadores de corriente

Los Transformadores de Corriente tienen por finalidad proporcionar a los instrumentos de medida, indicadores, registradores, integradores, relés de protección, o

aparatos análogos una onda de corriente igual a la que está fluyendo por el sistema de potencia, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada de antemano

e) Transformadores de tensión

Los Transformadores de Tensión tienen por finalidad proporcionar a los instrumentos de medida, indicadores, registradores, integradores, relés de protección, o aparatos análogos una onda de tensión igual a la que está presente en el sistema de potencia, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada de antemano.

Para aplicación de media tensión se podrá usar transformadores de tensión del tipo inductivos; pero en alta y muy alta tensión se usarán transformadores de tensión capacitivos.

2.4.3 Sistema de Control

El sistema de control es el conjunto de dispositivos que operan con condiciones preestablecidas, para el manejo y la supervisión de los equipos, dispositivos y todos los sistemas que integran la subestación.

2.4.4 Sistema de Protección

Es el sistema de supervisión de las magnitudes eléctricas que permite detectar las fallas en los equipos y/o instalaciones del sistema, las condiciones anormales de operación del sistema y el estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar acciones correctivas de manera inmediata.

Los objetivos del sistema de protección es aislar los equipos y/o instalaciones falladas tan pronto como sea posible; detectar y alertar sobre las condiciones indeseadas de los equipos para dar las alertas necesarias y de ser el caso aislar al equipo del sistema; asimismo detectar y alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema, y de ser el caso, aislar a los equipos que puedan resultar perjudicados por tales situaciones.

2.4.5 Sistemas de telecomunicaciones

Es el sistema con el cual la subestación se podrá comunicar con las otras subestaciones asociadas al proyecto y con el centro de control remoto de la instalación,

Se debe de seleccionar un sistema apropiado, teniendo en cuenta el diseño mismo, su configuración, su calidad y desempeño dentro del sistema nacional de comunicaciones.

El sistema de comunicaciones podrá ser cualquiera de los siguientes:

- Red de radio microondas
- Sistema de fibra óptica

- Enlace de onda portadora por línea de potencia.
- Abonados de la red telefónica pública local.

2.4.6 Sistema de Medición

Es el sistema que permite la recolección de información de las magnitudes eléctricas del sistema relativas a las potencias y energía entregadas en determinados puntos de la subestación o del sistema eléctrico, esto con fines comerciales y estadísticos.

2.4.7 Sistemas de Servicios Auxiliares

Los servicios auxiliares comprenden el conjunto de dispositivos que tiene como finalidad alimentar las diferentes cargas necesarias para la operación de la subestación, asimismo en las subestaciones se disponen de sistemas de servicios auxiliares de corriente alterna y corriente continua. El sistema de corriente alterna sirve para alimentar las cargas con mayor consumo, tales como ventilaciones y motores de equipos de patio y transformación, sistemas complementarios de la subestación: Iluminación, sistemas contra incendios, etc. Asimismo como fuente para los sistemas de corriente continua, esto utilizando baterías como respaldo es un sistema de mayor confiabilidad, encargados de alimentar a los sistemas de control, protección, mando, medición y comunicación de la subestación.

CAPÍTULO III

CRITERIOS BASICOS DE DISEÑO

3.1 Códigos y Estándares

El diseño y preparación de los planos y documentos de la Ingeniería de una subestación, deberá cumplir cabalmente, según sea aplicable con las normas nacionales o internacionales vigentes durante la elaboración de la ingeniería de la subestación.

A continuación se mencionan las normas básicas que se deben de tener en cuenta para el diseño de una subestación:

- CNE - Código Nacional de Electricidad, Suministro – 2011.
- CNU- Código Nacional de utilización -2003
- DGE - Dirección General de Electricidad MINEM.
- Ley de Concesiones Eléctricas decreto Ley 25844.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- IEC - The International Electrotechnical Comisión.
- ANSI - American National Standards Institute.
- IEEE - Institute of Electrical and Electronic Engineers.
- UNE – Norma Europea.
- RUS Bulletin 1724E-300 - Design Guide for Rural Substations.
- NESC - National Electrical Safety Code.
- OSHA - Occupational Safety and Health Administration.
- Reglamento Nacional de Edificaciones (RNE).
- Ley general de Residuos Sólidos N° 27314.
- ASTM - American Society for Testing and Materials.
- AISI - American Iron and Steel Institute.
- SSPC: Steel Structure Painting Council
- AWS: American Welding Society
- ASCE: American Society of Civil Engineers
- AISC: American Institute of Steel Construction

3.2 Determinación de las Corrientes de Cortocircuito de Diseño para red de Tierra Profunda y Pórticos

Las corrientes de diseño de los equipos serán suministrados conforme al siguiente desgagado:

- Para el diseño Electromecánico de la Subestación; específicamente para la Malla de tierra profunda; Pórticos y estructuras se ha calculado la corriente de cortocircuito para el diseño con las siguientes premisas:
- Se utiliza el archivo Digsilent del COES 2011-2015, que incluye las nuevas instalaciones y el planeamiento al 2015 del Sistema Interconectado Nacional-SEIN.
- Se debe proveer y garantizar el crecimiento del nivel de cortocircuito para los próximos 20 años.

3.3 Coordinación de aislamiento

El estudio de coordinación del aislamiento será desarrollado conforme a las recomendaciones y procedimientos descritos en las Normas IEC 60071-1 y 60071-2; de manera tal de validar los niveles de aislamiento en el equipamiento.

La norma IEC establece el procedimiento para realizar la coordinación de aislamiento, el cual consiste en elegir un conjunto de tensiones soportadas normalizadas que caracteriza el aislamiento del material aislante que se aplica en equipamientos eléctricos.

El procedimiento establece desarrollar el estudio en cuatro etapas:

- Etapa 1: Determinación de las sobretensiones representativas (U_{rp})
- Etapa 2: Determinación de las tensiones soportadas de coordinación (U_{cw})
- Etapa 3: Determinación de las tensiones soportadas especificadas (U_{rw})
- Etapa 4: Determinación de las tensiones soportadas (U_w)

Es decir que para cada equipo del patio de llaves se debe realizar su coordinación del aislamiento, y así determinar el nivel de aislamiento del equipamiento que soporte las sobretensiones a los que estarán sometidas.

3.4 Criterios para Determinar la capacidad del sistema de barras.

Se realizará la validación de la capacidad de las Barras tomando en consideración los siguientes cálculos:

- Capacidad de Conducción del Conductor (Ampacidad): El cual arroja como resultado la máxima corriente a transmitir por el conductor, sin perder sus características mecánicas. Este resultado se compara con la máxima corriente en

situaciones extremas del sistema.

- Capacidad de Cortocircuito del Conductor: El cual arroja como resultado la máxima corriente de cortocircuito que puede soportar el conductor sin perder sus características mecánicas. Este resultado se compara con la máxima corriente de cortocircuito.

3.5 Criterios para verificación de la selección de Pararrayos

Las características que deben cumplir los pararrayos para proteger un conjunto de equipos en un punto de la subestación son:

- Selección de la corriente nominal y clase de descarga de línea
- Selección de la tensión de funcionamiento
- Selección de la sobretensión temporal (TOV)
- Selección de la longitud de fuga
- Determinación del margen de protección a impulsos tipo rayo
- Determinación del margen de protección a impulsos tipo maniobra
- A continuación se describen los parámetros que se determinarán para seleccionar adecuadamente el pararrayos:

3.5.1 Máxima Tensión de Operación Continua (U_c)

Tensión máxima de operación continua, es la tensión de frecuencia industrial eficaz máxima admisible que se puede aplicar de forma continua entre los terminales del pararrayos.

La tensión máxima de operación continua viene dado por:

$$U_c \geq k_m \times \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (3.1)$$

Donde:

U_m : Tensión máxima de servicio entre fases

Debe verificarse según corresponda lo siguiente:

U_c calculado < U_c (Según IEC)

3.5.2 Sobretensión Temporal (TOV)

La capacidad de sobretensión temporal de los pararrayos se determina como sigue:

$$TOV \geq k_e \times \frac{U_m}{\sqrt{3}} \quad (3.2)$$

Donde k_e es factor de conexión a tierra; que a su vez depende del valor de impedancias de secuencia positiva y cero en el punto de aplicación.

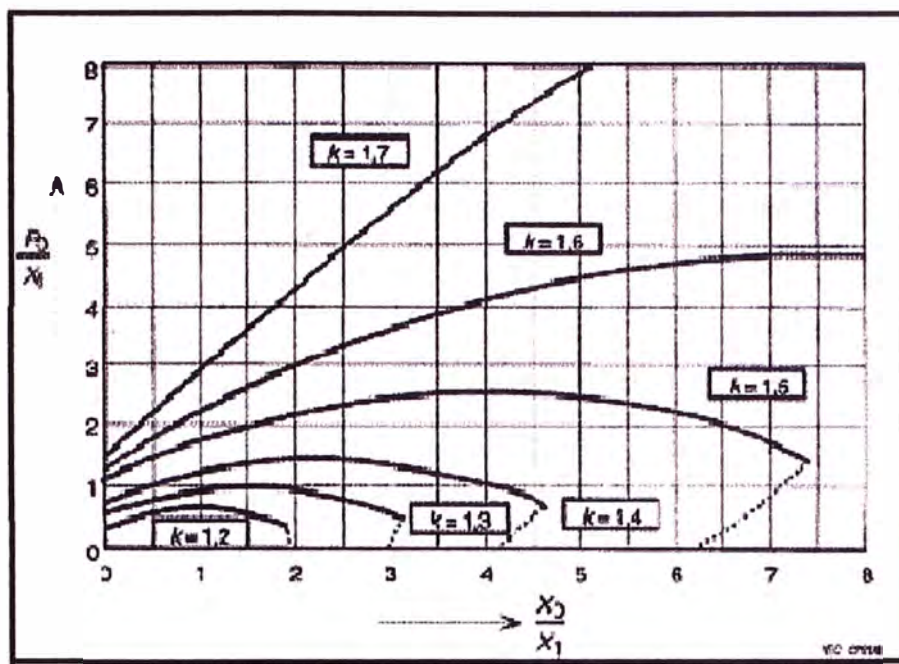


Fig. 3.1 curva de conexión a tierra

La relación de $R0/X1$ y $X0/X1$ deben llevarse a la curva de conexión a tierra, definida en la figura A.2 de la norma IEC 60099-5:

3.5.3 Cálculo de la Tensión Nominal del Pararrayos (U_r)

La tensión nominal del pararrayos, U_r , es el mayor valor entre U_{r1} y U_{r2} calculados a partir del U_c y TOV.

a.- Utilizando la Tensión de Operación Continua (U_c)

$$U_{r1} = \frac{1}{k_o} \times U_c \quad (3.3)$$

Donde:

- U_{r1} : Tensión nominal del pararrayos.
- K_o : Factor de diseño del pararrayos.

b.- Utilizando la Sobretensión Temporal (TOV)

$$U_{r2} = \frac{1}{k_t} \times TOV \quad (3.4)$$

Donde:

- U_{r2} : Tensión nominal del pararrayos.
- K_t : Relación de la Tensión de sobretensión temporal respecto de la tensión nominal U_r .

Se determina el " K_t " para un tiempo de t seg. de duración de la falla (tiempo de duración de la sobretensión temporal).

3.5.4 Margen de Protección

Considerando que debe existir un margen de protección del 20% mínimo, el margen de protección se calcula con la tensión más alta que se presenta en la operación del pararrayos, y la tensión de descarga con onda 8/20 μseg , de tal forma que el margen de protección es:

$$MP\% = \frac{BIL - V_p}{V_p} \times 100 \quad (3.5)$$

Donde

- BIL : Nivel básico de aislamiento
- V_p : Es la tensión de descarga con onda de impulso de 8/20 μseg

3.5.5 Selección de la Clase del Pararrayos

Para determinar la energía absorbida se utiliza la siguiente fórmula:

$$W = \frac{2U_{PS} \times (U_e - U_{PS}) \times T_w}{Z} \quad (3.6)$$

Donde:

- W : Energía absorbida.
- U_{PS} : Tensión Residual al impulso de maniobra.
- U_e : Sobretensión esperada sin pararrayos.
- Z : Impedancia característica de la línea.
- T_w : Tiempo de viaje de la onda, el cual es igual a la longitud del tramo

$$T_w = \frac{\text{longitud_lineal_}(km)}{300\text{m}/\mu\text{s}} \quad (3.7)$$

3.6 Distancias de Seguridad

3.6.1 Distancias Fase-Fase y Fase Tierra

Las distancias de seguridad se calcularán a partir de los niveles de aislamiento resultantes del estudio de coordinación de aislamiento y siguiendo las recomendaciones de la norma IEC 60071-1 y 60071-2.

Estas distancias se seleccionarán en base en la normalización presentada en la norma IEC 60071 - 2, en la cual se correlaciona la soportabilidad al impulso atmosférico y al impulso tipo maniobra con las distancias mínimas en aire.

Se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones generales para las distancias de seguridad:

- Distancias desde tierra: factores tales como tensión de la instalación, altura de una persona, altura de bases, etc.
- Distancias a vehículos: altura típica de los vehículos de mantenimiento, así como también altura de los camiones que son usados para el transporte de equipos mayores.
- Distancias de cercos, muros, etc.

Como la subestación es existente, la determinación de las distancias de seguridad verificarán las distancias de seguridad adoptadas para el diseño inicial de la subestación.

3.6.2 Distancias para el dimensionamiento de la subestación

El dimensionamiento de la ampliación de la subestación está condicionado básicamente por lo siguiente:

- Ancho de barras
- Ancho de campo
- Altura de campo
- Longitud de campo

Estos aspectos son una aplicación directa de las distancias mínimas y las distancias de seguridad, además se consideran otros aspectos tales como facilidad para el mantenimiento y estética.

a) Ancho de barras

Del estudio de coordinación del aislamiento se debe definir las distancias mínimas fase-fase y fase-tierra.:

b) Ancho de celda

Como ancho de campo se designa la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de líneas.

El ancho de campo de una subestación está determinado por la configuración y las dimensiones de los equipos y el sistema de barras utilizado.

- Los aspectos que determinaron el ancho del campo fueron:
- Barrajes superiores a lo largo del campo.
- Dimensiones de los equipos
- Influencia del seccionador de apertura
- Desplazamiento de los conductores por efecto del cortocircuito

- Espaciamiento existente en la subestación

c) Altura de campo

La altura de los pórticos de un campo está determinada principalmente por las alturas de los equipos principales; los conductores flexibles de barra, por el número de niveles de conexión que requiera la configuración de la subestación, y por las alturas de los pórticos existente.

El primer nivel de conexión que se encuentra en la subestación está conformado por la conexión entre los equipos.

El segundo nivel está conformado por el sistema de barras, cuya altura debe estar por encima del nivel de los equipos.

d) Longitud de campo

La longitud de campo está determinada por la configuración de la subestación y por las distancias entre los diferentes equipos.

Esta distancia no está determinada por las distancias mínimas o de seguridad, sino más bien por razones de mantenimiento, montaje y estética.

Para el montaje y mantenimiento se recomienda que los terminales de los equipos sean accesibles por el personal desde cualquier punto. Partiendo de esta base, se determinó la distancia entre equipos de una misma celda.

Para el pre-diseño se ha considerado los mismos espaciamientos existentes en la subestación.

3.6.3 Zona de Seguridad

Es necesario incrementar la distancia fase tierra en una cantidad que depende de la altura del personal de mantenimiento y de la naturaleza del trabajo sobre el equipo, incluyendo los requerimientos de movimiento y acceso. Las dimensiones medidas a considerar son una función de la altura de los operadores y de los movimientos que estos puedan efectuar.

Según el Código Nacional de Suministro 2012 las dimensiones promedios de un operador que se toman en cuenta son:

- Altura media
- Brazos estirados verticalmente
- Brazos estirados Horizontalmente
- Mano alzada sobre el plano de trabajo

Tal como se muestra en la figura siguiente:

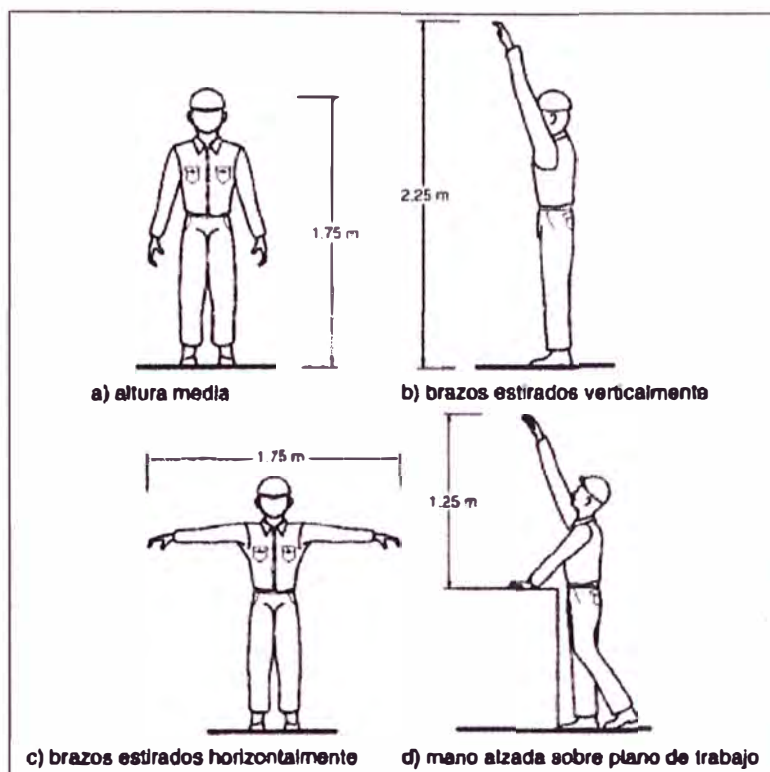


Fig. 3.2 Dimensiones de un operador y distancias de seguridad

a) Movimiento de Personal

En ausencia de barreras, muros o mallas protectoras, la distancia de seguridad entre tierra y la parte energizada más baja de la subestación que se debe tener en cuenta para la libre circulación del personal es de 2,25m medido a partir de la base de cualquier aislador tipo poste y tierra.

El aislador tipo poste es considerado como un componente energizado en donde se reduce la tensión gradualmente y sólo la parte metálica inferior está a potencial de tierra.

Se entiende que distancia de seguridad por circulación de personal es para condiciones normales en el patio de llaves, sin que el personal use escaleras u objetos que lo puedan acercar a las partes energizadas. Para el proyecto se considera una zona de circulación de 2,50 m.

b) Distancia de Seguridad al cerco de la Subestación

En la tabla N° 110-1 del CNE Suministro 2011 se presentan las distancias de seguridad hacia los cercos de la subestación para diferentes niveles de aislamiento al impulso (BIL).

Los cercos que son instalados como barreras para el personal no autorizado, estos deberán colocarse de tal manera que las parte expuestas con tensión se encuentren fuera de la zona de distancia de seguridad, tal como se muestra en la figura siguiente:

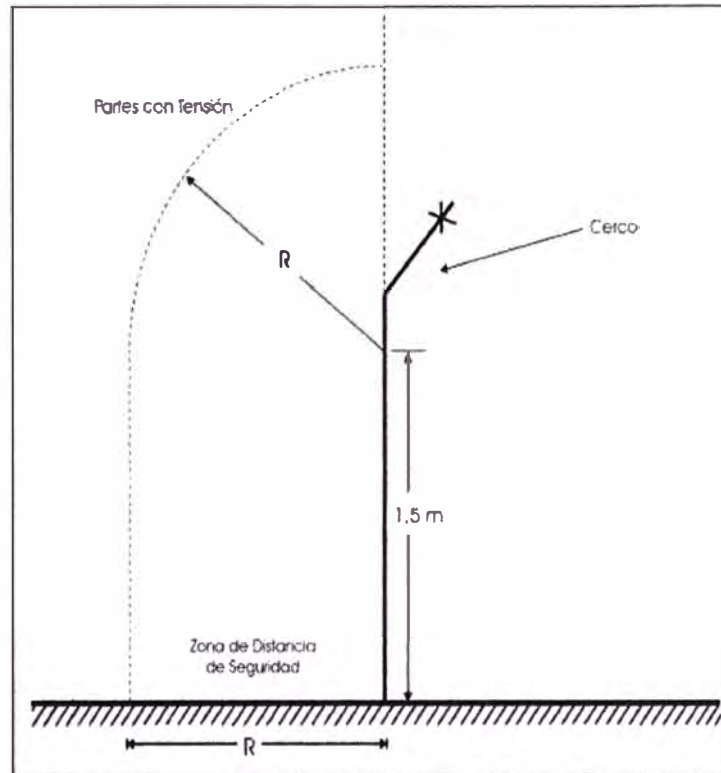


Fig. 3.3 Distancia de seguridad a los cercos de la subestación

c) Movimiento de Vehículos

Para el montaje y mantenimiento de algunos equipos como interruptores, es necesario utilizar una grúa y, por lo tanto, se debe prever una zona de seguridad para estos casos.

Esta zona de seguridad está delimitada por el perfil del vehículo y la distancia de seguridad fase-tierra.

3.7 Sistema de Puesta a Tierra

3.7.1 Criterios de diseño

Para el diseño del Sistema de Puesta a Tierra se tomarán las siguientes consideraciones:

- Para el diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación, se considera la disipación de corrientes de cortocircuito monofásicas por el sistema de tierra de la subestación.
- Se considera que la resistencia de la malla de tierra de la subestación existente y proyectado, en su conjunto sea $\leq 3\Omega$.

De acuerdo a las recomendaciones de la norma IEEE Std 80 "Guide for safety in AC Substations Grounding", el tiempo de despeje de falla debería ser lo menor posible, para reducir las posibilidades de shock eléctrico a una persona que se vea sometida a las

tensiones originadas por la corriente de falla. Este tiempo de despeje debe ser concordante con lo establecido por el COES para el sistema de transmisión principal.

3.7.2 Necesidades de la puesta a tierra

El sistema de puesta a Tierra deberá cumplir con las siguientes funciones:

- Proporcionar un circuito de baja impedancia, para la dispersión a tierra de las corrientes de falla monofásicas, ó cargas estáticas generadas en las carcasas de los equipos.
- Evitar que durante la circulación de estas corrientes a tierra, se puedan producir diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, siendo un peligro para el personal.
- Facilitar la sensibilidad de los relés de protección, para la eliminación rápida de fallas a tierra.
- Dar mayor confiabilidad y continuidad de servicio eléctrico.

3.7.3 Procedimiento de cálculo

El cálculo de la malla a tierra será desarrollado mediante programa computacional que utiliza los criterios de la norma IEEE Std 80 “Guide for safety in AC Substations Grounding” y que calcula la resistencia de puesta a tierra, los potenciales con respecto a la tierra lejana, tensiones de toque y tensiones de paso.

3.7.4 Consideraciones para diseño

El diseño de puesta a tierra, se realizará considerando los siguientes factores:

- Corriente de cortocircuito.
- Resistividad eléctrica del terreno
- Malla de tierra profunda existente
- Criterios de diseño de la malla de tierra existente
- Tiempo de despeje de las fallas monofásicas
- Se analizará toda la malla de tierra profunda (existente y proyectada).
- El diseño de la malla de puesta tierra cumplirá con las recomendaciones de la norma IEEE Std 80 “Guide for safety in AC Substations Grounding”, satisfaciendo también los requerimientos del Código Nacional de Electricidad.

3.8 Criterios para la Determinación de las Características de los Transformadores de Corriente

El procedimiento empleado para la selección de la corriente del primario del transformador de corriente es la siguiente:

3.8.1 Cálculo de la corriente de carga por los reactores de Corriente (I1)

La selección de la corriente de carga del transformador de corriente se calcula con el flujo de carga máxima que pasará por dicho transformador de corriente.

La fórmula empleada para el cálculo de la corriente es el siguiente:

$$I_1 = S / (\sqrt{3} \times V) \quad (3.8)$$

En donde

S: Potencia Total de consumo

V: Tensión de operación del Sistema

3.8.2 Cálculo de la corriente máxima del devanado primario del Transformador de Corriente (I2)

Para validar la corriente calculada y que el transformador de corriente no se sature ante eventos de cortocircuito, se calcula la corriente máxima por el devanado del primario; con la siguiente fórmula

La fórmula empleada para el cálculo de la corriente es el siguiente:-

$$I_2 = I_{cc} / (A) \quad (3.9)$$

En donde

I2: Corriente máxima a soportar por el TC sin saturarse

A: Es el número de veces la corriente nominal previsto para el error del TC de protección.

De ambas corrientes determinadas I_1 y I_2 se selecciona el mayor valor normalizado para corriente en el primario del transformador de corriente.

3.8.3 Cargabilidad de los Transformadores de Corriente (Burden)

La cargabilidad de los núcleos de los transformadores de corriente se obtiene sumando los consumos totales que se originan desde el borne del transformador hasta el relé o medidor, tales como; consumo del transformador de corriente, consumo de los reles, consumo del cable de conexión.

La potencia en estado normal de consumo del transformador de corriente se calcula conforme a la siguiente ecuación:

$$P = (R_r + 2 \times R_c \times L + R_c) \times I_s^2 \text{ VA} \quad (3.10)$$

En Donde:

P: Potencia Total de consumo por la impedancia equivalente en bornes del TC

Rr: Resistencia del Relé de protección

Rc: Resistencia del cable, ohm/m

L: Longitud total del cable en m

Rtc: impedancia total equivalente en el secundario

Is : Corriente que circula en el devanado secundario (5 A o 1A)

Según la norma IEC 185 para asegurar la precisión de los transformadores el burdén debe de estar entre el 25 % y el 100 % del burden total, validándose que los transformadores operan correctamente.

3.8.4 Normas aplicables para el diseño

Para el determinación de las características de los transformadores de corriente se considerara las siguientes normas:

- NORMA IEC –60044-1: Transformadores de corriente
- NORMA IEC –60044-2: Transformadores de tensión inductivos
- NORMA IEC –60044-5: Transformadores de tensión capacitivos
- IEEE Std C57.13-1993(R2003) Standard Requirements for Instrument Transformers

3.9 Criterios para la Determinación de la Cadena de Aisladores

Actualmente existen en el mercado pocas variedades en cuanto a materiales ha ser utilizados. Las alternativas comunes son los aisladores de porcelana, de vidrio y los aisladores poliméricos de goma de silicón. Su aplicación depende de las condiciones ambientales, geográficas y ubicación de la instalación.

Para el proyecto se ha seleccionado aisladores poliméricos, ya que las existentes son de dicho material.

La determinación de las sollicitaciones que deberán soportar las cadenas de aisladores se basarán en las condiciones ambientales y características del sistema eléctrico, como son:

- Aislamiento necesario por contaminación ambiental
- Aislamiento necesario por sobretensión a frecuencia industrial
- Aislamiento necesario por sobretensiones atmosféricas

3.10 Criterios para el Cálculo de los Diagramas de Cargas en Pórticos

Para determinar las cargas actuantes en los pórticos de establecen los siguientes criterios de cálculo:

- El sistema de pórticos existente es reticulado.
- El sistema de pórticos proyectado será reticulado similares a los existentes.

- Se considera la aplicación de las cargas en los puntos de conexión de las cadenas de aisladores (nodos).
- Cada nodo contará con la aplicación de tres cargas: carga longitudinal, carga vertical y carga transversal.
- Las fuerzas actuantes en el sistema de pórticos son los siguientes:

Tensión del conductor

Carga por el peso propio (peso del conductor, operario, cadena de aisladores, etc.)

Carga debido al efecto del cortocircuito de los conductores

Carga debido al viento sobre conductores y cadenas de aisladores

Cargas por sismo

- Se consideran dos condiciones de aplicación: Todas las estructuras metálicas para las subestaciones del proyecto deben ser diseñadas para la combinación más crítica de carga a tiro unilateral.
- Las cargas para el evento de montaje de las estructuras deberán tenerse en cuenta en la combinación de cargas correspondiente a 1) y las cargas por operación del equipo se deben tener en cuenta en todas las combinaciones.
- Para los estimativos de las deflexiones máximas y cargas en servicio a nivel de fundación en las estructuras.
- Se considera la influencia de las cadenas de aisladores de anclaje en los vanos de barra de la subestación.
- Los tiros de templado para los conductores de fase, para la barra son determinados a partir de las solicitudes de flecha y tiro considerando el peso de la cadena de aisladores.
- El peso del operario se ha dividido entre las tres fases en el caso de una viga.

3.11 Criterios para el cálculo de los Diagramas de cargas en soportes de Equipos

Las siguientes premisas de diseño se tomarán en cuenta

- Se determina el diagrama de cargas para cada equipo, seccionadores, transformador de medida, pararrayos, aisladores soporte, etc.
- Se considera la velocidad de viento, conforme a lo recomendado por Código Nacional de Suministro CNE.
- Las cargas de cortocircuito se calculan para la máxima corriente de cortocircuito
- Las fuerzas actuantes en las estructuras soportes son los siguientes:

Tensión del conductor

Carga por el peso propio (peso del conductor, peso del equipo, conectores de AT, etc.)

Carga debido al efecto del cortocircuito de los conductores

Carga debido al viento sobre conductores y equipo

Cargas por sismo

- Se consideran dos condiciones de aplicación: Todas las estructuras metálicas para las subestaciones del proyecto deben ser diseñadas para la combinación más crítica de carga a tiro unilateral. Los eventos de carga correspondientes a las combinaciones de peso propio, viento, tiro, cortocircuito y sismo horizontal y vertical.
- Las cargas para el evento de montaje de las estructuras deberán tenerse en cuenta en la combinación de cargas correspondiente a 1) y las cargas por operación del equipo se deben tener en cuenta en todas las combinaciones.
- Para los estimativos de las deflexiones máximas y cargas en servicio a nivel de fundación en las estructuras.

3.12 Iluminación y Fuerza Exterior

Para el cálculo de iluminación, se realizara respetando lo establecido en el CNE Suministro 2011 “Reglas para la instalación y mantenimiento de las estaciones de suministro eléctrico y equipos”, mediante la utilización del programa “Dialux”.

El CNE establece en la Tabla 111-2 los niveles de iluminación que debemos cumplir para la ampliación de la subestación:

2,2 – 110 lx	Patio de llaves.
55 – 110 lx	Ambientes varios.

Estos valores serán determinados a partir de la ideal selección de las luminarias y lámparas que se instalarán en el patio de llaves; para el sistema de iluminación existente San Gabán deberá proporcionar las características de las luminarias y lámparas existentes.

CAPÍTULO IV

METODOLOGIA PARA LA SOLUCION DEL PROBLEMA

4.1 Criterios previos para el diseño

A continuación definiremos los principales criterios para el diseño del patio de llaves de la SE San Gabán en 138kV.

4.2 Ubicación

La Subestación San Gabán se encuentra ubicada a 1500 msnm, en el km 299 de la carretera Juliaca-San Gabán en el Distrito de Ollachea, Provincia de Carabaya Departamento de Puno.

4.3 Antecedentes

El Patio de llaves de la SE San Gabán fue afectado por la caída de un huayco el 24 de marzo del 2011, afectando la totalidad de los equipos.

Actualmente se está generando a través de 02 celdas compartidas provisionales para continuar enviando la energía por las líneas en 138kV L-1010 (hacia Azángaro) y L-1013 (hacia Mina San Rafael).

Asimismo se cuenta con una bahía para la LT 138kV hacia la S.E. Mazuco de propiedad de Electro Sur Este – ELSE, la cual no es alcance del presente proyecto.

4.3.1 Condiciones climáticas y de Servicio

Las características climatológicas y geográficas en el área del proyecto, son las siguientes:

- Altura 1500 msnm
- Temperatura Mínima 13.0°C
- Temperatura Media 18.0°C
- Temperatura Máxima 28.0 ° C
- Velocidad máxima del viento : 57.6 km/h

Nota: Los datos de temperatura y viento han sido obtenidos de la data del senamhi. Se puede observar que la velocidad máxima del viento según el senamhi en la zona del proyecto es de 57.6 km/h, lo indicado por el Código Nacional de Suministro 2011 es 90

km/h; para el diseño se considera 90 km/h.

4.3.2 Características del Sistema Eléctrico

Las características del sistema eléctrico son las siguientes:

Tabla N° 4.1 Características del sistema eléctrico

PARÁMETRO	138 kV	13.8 kV
Frecuencia asignada, (Hz)	60	60
Puesta a tierra	Sólido	Sólido
Número de fases	3	3
Tensión asignada del equipo, (kV)	145	17.5
Tensión de operación del sistema (kV)	138	13.8
Tensión asignada soportada al impulso tipo rayo, (kV)	650	95
Tensión asignada soportada a la frecuencia industrial, (kV)	275	38
Corriente de cortocircuito prevista, (kA)	25, 31.5 , 40 kA	--
Máxima duración admisible del cortocircuito, (s)	3	3
Distancia de fuga mínima, (mm/kV)		
a) Zona con contaminación	25	25
Identificación de fases	R, S, T	R, S, T

4.3.3 Distancias mínimas Fase-Fase y Fase-Tierra

A continuación se define las distancias mínimas fase-fase y fase-tierra, para el diseño:

Tabla N° 4.2 Distancias de seguridad fase-tierra

Tensión Asignada Ur kV (valor eficaz)	SIWL Us kV (valor pico)	LIWL Up kV (valor pico)	Distancia Mínima Fase- Tierra (según IEC) mm	Distancias Adoptadas para Diseño Fase-Tierra mm
138	275	650	1500	1700

Tabla N° 4.3 Distancias de seguridad fase-fase

Tensión Asignada Ur kV (valor eficaz)	SIWL Us kV (valor pico)	LIWL Up kV (valor pico)	Distancia Mínima Fase-Fase (según IEC) mm	Distancias Adoptadas para Diseño Fase-Fase mm
138	275	650	1500	3000

Donde:

LIWL: Sobretensiones al impulso atmosférico SIWL: Sobretensiones al

impulso tipo maniobra

Estas distancias son referenciales.

4.3.4 Ancho de celda

Como ancho de campo se designa la distancia entre los ejes de las columnas que forman el pórtico de entrada de líneas. El ancho de campo de una subestación está determinado por la configuración y las dimensiones de los equipos y el sistema de barras utilizado, para nuestro diseño tomaremos un ancho de celda de 12 m.

4.3.5 Altura de campo

La altura de los pórticos de un campo está determinada principalmente por las alturas de los equipos principales; los conductores flexibles de barra, por el número de niveles de conexión que requiera la configuración de la subestación, y por las alturas de los pórticos existente.

El primer nivel de conexión que se encuentra en la subestación está conformado por la conexión entre los equipos.

El segundo nivel está conformado por el sistema de barras, cuya altura debe estar por encima del nivel de los equipos, para nuestro diseño consideraremos 10m.

4.3.6 Longitud de campo

La longitud de campo está determinada por la configuración de la subestación y por las distancias entre los diferentes equipos.

Esta distancia no está determinada por las distancias mínimas o de seguridad, sino más bien por razones de mantenimiento, montaje y estética.

Para el diseño, este espaciamiento es diferente para cada alternativa.

4.3.7 Equipamiento

A continuación se presenta el equipamiento para el diseño del Patio de llaves en 138 kV, para la cual se proponen las siguientes alternativas:

4.3.8 Alternativa 1 – Solución con Tecnología Compacta (Subestaciones Híbridas y Aisladas en Gas-GIS)

En esta alternativa se utilizan los siguientes equipos:

- (04) Bahías Híbridas compactas; de operación tripolar 145 kV; 2000 A; 650 kVp-BIL; 31,5kA; 25mm/kV de longitud de fuga; conformado por:
 - 01 Interruptor 145 kV; 2000A; 650 KVp -BIL; 31,5 kA
 - 01 Seccionador de barra 145 kV; 1250A; 650 kVp-BIL;31,5 kA
 - 01 Seccionador de Línea 145 kV; 1250A; 650 kVp-BIL;31,5 kA

- 03 Transformadores de corriente 300-600/1/1/1 A; 4x30VA; 3x5P20- cl 0,2; 650 kV-BIL
- (01) Bahías Híbridas compactas; de operación unipolar 145 kV; 2000 A; 650 kVp-BIL; 31,5kA; 25mm/kV de longitud de fuga; conformado por:
 - 01 Interruptor 145 kV; 2000A; 650 kVp -BIL; 31,5 kA
 - 02 Seccionadores de barra 145 kV; 1250A; 650 kVp-BIL; 31,5 kA
 - 03 Transformadores de corriente 50-100/1/1/1 A; 4x30VA; 3x5P20- cl 0,2; 650 kV-BIL
- (15) Transformadores de tensión monofásico capacitivo de $138/\sqrt{3}:0.100/\sqrt{3}$ kV: $0.100/\sqrt{3}$; 30VA-3P; 30VA-cl 0,2; 145 kV; 650 kV-BIL; 25mm/kV de longitud de fuga; con gabinete de agrupamiento.
- (15) Pararrayos de Oxido Metálico con $U_r=120$ kV, $U_c=96$ kV, 20 kA; clase 4; 650 kV-Bil; 25mm/kV de longitud de fuga.; con contador de descargas y base aislante.
- (06) Aislador Soporte de Porcelana 650 kV-BIL; 25mm/kV de longitud de fuga; con carga de ruptura a la flexión de 4kN; tipo C4.

4.3.9 Alternativa 2- Solución con Tecnología Convencional (Subestaciones Aisladas en Aire-AIS)

En esta alternativa vamos a necesitar los siguientes equipos:

- (01) Transformador de Potencia $138 \pm 2 \times 2,5\% / 14,1$ kV-2.5 KVA.
- (02) Interruptores de potencia 145kV; 650 kV-BIL; 2000 A; 40kA; 25mm/kV de longitud de fuga; de operación Unitripolar, de tanque vivo, medio de extinción en SF₆, y tensión auxiliar: 110Vcc.
- (03) Interruptores de potencia 145kV; 650 kV-BIL; 2000 A ; 40kA; 25mm/kV de longitud de fuga; de operación Tripolar, de tanque vivo, medio de extinción en SF₆, y tensión auxiliar:110Vcc.
- (05) Seccionadores de Barra de operación tripolar 145 kV; 650 kV-BIL;1250 A ; 31.5 kA; 25mm/kV de longitud de fuga; de apertura horizontal central.
- (06) Seccionador de Línea de operación tripolar 145 kV;, 650 kV-BIL; 1250 A; 31.5 kA; 25mm/kV de longitud de fuga; de apertura horizontal central, con cuchilla de puesta a tierra
- (12) Transformador de corriente monofásico 145 kV, 300-600/1/1/1 A; 4x30VA; 3x5P20- cl 0,2; 650 kV-BIL; 25mm/kV de longitud de fuga; con gabinete de agrupamiento.

- (03) Transformadores de corriente monofásico 145 kV, 50-100/1/1/1 A; 4x30VA; 3x5P20- cl 0,2; 650 kV-BIL; 25mm/kV de longitud de fuga; con gabinete de agrupamiento.
- (15) Transformadores de tensión monofásico capacitivo de $138/\sqrt{3}:0.100/\sqrt{3}$ kV; $0.100/\sqrt{3}$; 30VA-3P; 30VA-cl 0,2; 145 kV; 650 kV-BIL; 25mm/kV de longitud de fuga; con gabinete de agrupamiento.
- (15) Pararrayos de Oxido Metálico con $U_r=120$ kV, $U_c=96$ kV, 20 kA; clase 4; 650 kV-Bil; 25mm/kV de longitud de fuga.; con contador de descargas y base aislante.
- (05) Aislador Soporte de Porcelana 650 kV-BIL; 25mm/kV de longitud de fuga; con carga de ruptura a la flexión de 4kN; tipo C4.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RESULTADOS

A continuación se presenta el análisis de la comparación de alternativas.

5.1 Área Ocupada por cada alternativa

- Alternativa I (Plano 001): En esta alternativa el área ocupada es de $49,9 \times 36,4 = 1816,36, m^2$
- Alternativa II (Plano 002): En esta alternativa el área ocupada es de $49,9 \times 52,4 = 2614,76 m^2$

Observamos que la alternativa I ocupa menor área que la alternativa II, teniéndose un ahorro de $798,4 m^2$

En conclusión, la alternativa I, con equipamiento compacto, presenta un ahorro de $798,4 m^2$, que representa aproximadamente el 30% del área ocupada por la alternativa II con equipamiento convencional (AIS).

5.2 Comparación Técnica de alternativas

A continuación se presenta un cuadro comparativo:

Tabla N° 5.1 Cuadro comparativo para una Bahía

Alternativa I	Alternativa II
Tecnología compacta Subestaciones Híbridas y Aisladas en Gas-GIS	Tecnología Convencional Subestaciones Aisladas en Aire-AIS
Todos los funciones de una Bahía (seccionadores, interruptor, TT, CT) en un solo modulo encapsuladas en SF6	Funciones independientes
Reducción de la posibilidad de fallas (disponibilidad)	Mayor Probabilidad de fallas
Reducción de costos de mantenimiento	Mayores costos de mantenimiento
Ingeniería de detalle más sencilla	Ingeniería de detalle más difícil
Menos cantidad de conectores (puntos calientes)	Muchos conectores (puntos calientes)

5.3 Comparación Económica de alternativas

En esta comparación económica, solo tomemos la comparación entre el equipo compacto y su equivalente en AIS.

En este caso la bahía compacta es equivalente a los siguientes equipos: 01 interruptor, 02 seccionadores y 03 transformadores de corriente.

Tabla N° 5.2 Comparación económica de una Bahía

Tecnología compacta Subestaciones Híbridas y Aisladas en Gas-GIS	Tecnología Convencional Subestaciones Aisladas en Aire-AIS
\$/ 185 000	\$/ 74 800

Observamos que la tecnología compacta es más cara como equipo, sin embargo si tomamos en cuenta los siguientes puntos:

5.3.1 Ahorro en costos Directos

- Costo del terreno: hay un ahorro en costo de terreno, debido a la menor área que ocupan, en comparación de una subestación AIS convencional.
- Preparación del terreno: Al ocupar una menor área, se requiere preparar una menor cantidad de terreno.
- Aplicando esquemas simples: Gracias a que los GIS o Bahías Híbridas pueden contener todos los equipos de maniobra, los esquemas se simplifican.
- Menos ingeniería: A menor cantidad de equipos, menos ingeniería.
- Esquema de protección simplificado: Al ser un solo módulo, el sistema de protección se simplifica.
- Rapidez en la Ejecución del proyecto: Debido a la menor cantidad de equipos, se agiliza la ejecución del proyecto.
- Menor tiempo de construcción obras civiles: A menor cantidad de equipos, menos área, menos canaletas, menos bases de equipos, menor cantidad de bases y pórticos.
- Menor tiempo de montaje: Debido a la menor cantidad de equipos, menor tiempo de montaje.
- Menor tiempo de ensayos y puesta en servicio: A menor cantidad de equipos, menor tiempo de ensayos y puesta en servicio.
- Menos barras y estructuras soporte: A menor cantidad de equipos, menos área, menos barra y menor cantidad de estructuras soporte de equipos.
- Menos fundaciones: A menor barra y menos equipos, menor cantidad de

fundaciones para los soportes de los equipos y pórticos para las barras.

- Menos malla de puesta a tierra: A menor cantidad de equipos, menor área, menor área de red de tierra profunda y menor cantidad de conductor para la red de tierra superficial.
- Menos cables primarios: Menor cantidad de cales de energía, y conductor para las barra y bajantes a los equipos.
- Menos cables secundarios: Al ser menos equipos, menos cantidad de cables de control, protección y medición.
- Menos cerco perimetral: A menor área, menor cantidad de cerco a instalar.
- Menos iluminación del Patio: A menor área, menor cantidad de área a iluminar.

5.3.2 Ahorro en costos Indirectos

- Reducción de pérdidas de energía en la subestación: al haber menos cantidad de puntos calientes, menos cantidad de pérdidas.
- Disminución de costos por pérdidas: Al tener menos pérdidas, menos cantidad de costos por pérdidas.
- Aumento de la Disponibilidad: Al tener menos puntos calientes, menos probabilidad de falla, mayor disponibilidad de la subestación.
- Disminución de los costos del personal de mantenimiento y salidas de servicio
- Disminución de costos de falla/repación y salidas de servicio

Tomando en cuenta todos los puntos anteriores se llega a la conclusión de que las tecnologías compactas son económicas en el tiempo, por lo que resultan ser una buena alternativa.

5.4 Ventajas de las Bahías Híbridas y GIS con respecto a las Aisladas en Aire

Las Bahías Híbridas y GIS, minimizan considerablemente el área requerida por los equipos eléctricos, asimismo tienden a mejorar la estética de la instalación.

La tecnología compacta (GIS y Bahías Híbridas compactas) encapsulan los equipos de alto voltaje en su interior.

A continuación se mencionan las ventajas de los equipos compactos en comparación con las soluciones convencionales.

5.4.1 Ventajas en el Diseño

A continuación mencionaremos las ventajas en el diseño de las bahías híbridas compactas y GIS:

- Tienen un diseño modular, gran flexibilidad y de fácil expansión.

- Amplia gama de posibilidades de ampliación y modificación,
- Gran flexibilidad de diseño en todas las configuraciones. La modularidad y flexibilidad de los equipos de conmutación de hoy, permite el diseño de subestaciones altamente optimizados, utilizando un número mínimo reducido de elementos de unión .
- Por su diseño compacto generan un ahorro de espacio, requiriendo de aproximadamente la mitad de espacio que la requerida para un equipamiento AIS del tipo convencional. La disminución de las dimensiones de la instalación, especialmente la altura, facilita su instalación. La subestación puede instalarse dentro de un edificio, bajo techo, y la fachada del edificio se armoniza con el entorno arquitectónico de la zona. Requieren de poco espacio debido a la alta resistencia dieléctrica del gas, logrando equipos compactos con requisitos de espacio mínimos.
- Debido a que todos los equipos están contenidos en compartimientos cerrados, llenos de gas SF₆ a presión. Los equipos en el interior no son afectados por las condiciones climáticas del medio ambiente y debido a esto, la disponibilidad de la subestación es mayor. La instalación no está sujeta a las contaminaciones ambientales tales como: depósitos de sal en las regiones costeras, tormentas de arena, humedad en la atmósfera, contaminaciones industriales, etc.
- Bajo número de exposición de aisladores.
- Debido a su forma compacta y su menor tamaño las GIS y Bahías Híbridas presentan una estética muy superior a la de una subestación AIS convencional, reduciendo considerablemente el impacto visual en la zona de instalación.

5.4.2 Ventajas en Seguridad

- Seguridad para el operador. El encapsulamiento total de todas las partes vivas en cajas de metal conectadas al sistema de puesta a tierra dan protección contra choques eléctricos y reduciendo los riesgos de accidente, incrementando la seguridad para el operador..
- Asimismo el diseño impide el acceso a las partes con tensión durante la operación o mantenimiento.
- El gas SF₆ es utilizado como medio para extinción del arco aislante es inerte, no inflamable, no tóxico, sin olor, por lo que lo hace seguro para el personal y no hay peligro de incendio.

5.4.3 Desventajas de las Tecnologías compactas (Bahías Híbridas Compactas y GIS)

- La desventaja más notable de las Bahías Híbridas compactas y las GIS es su alto costo en comparación con las soluciones convencionales, sin embargo como ya hemos demostrado en los Ítems 5.2.y 5.3 estos resultan económicos tomando en cuenta una serie de aspectos.
- Asimismo otra desventaja es la falta de conocimientos en el Perú de estos equipos, a pesar de que en el mundo estos equipos son ampliamente conocidos desde hace ya varias décadas.

CAPITULO VI

APORTES DEL ESTUDIO

6.1 Aporte personal

El presente informe se ha redactado para que sea de fácil comprensión, haciendo las comparaciones necesarias para una mejor comprensión.

La intención del presente informe es dar a conocer a las empresas eléctricas y mineras del Perú, una solución alternativa a las soluciones convencionales, para solucionar sus problemas de limitaciones de espacio.

Asimismo se da a conocer nuevos equipos, que en el mundo ya están siendo aplicados, sin embargo en el Perú las empresas son un poco reacios a utilizar estos nuevos equipos por falta de conocimientos de estos.

6.2 Contribución del estudio

La contribución del estudio es dar una solución alternativa a la solución convencional en el equipamiento de la subestación para solucionar los problemas de limitación de espacios que se presentan.

6.3 Futura investigación

En el presente informe solo se compara las bahías híbridas compactas y GIS con respecto a las soluciones convencionales (AIS), sin embargo hay que dejar bien claro, que las tecnologías compactas actualmente tienen un gran avance en todo el mundo, creando nuevos equipos y soluciones, haciendo las subestaciones cada vez más compactas y eficientes, ocupando una menor área y con una mayor disponibilidad de la subestación.

A pesar que en el mundo las empresas eléctricas utilizan estas tecnologías desde hace varias décadas, en el Perú, por falta de conocimientos, así como también la desconfianza de utilizar un equipo nuevo, hacen que tiendan a seguir utilizando solo las soluciones convencionales.

Asimismo a pesar que en el presente informe se basa en las tecnologías compactas aislada en gas SF₆ (ya que estas tienden a ser más compacta) hay que dejar en claro que existen

soluciones compactas aisladas en aire.

Queda en los futuros Tesistas, seguir investigando sobre estas soluciones compactas.

CONCLUSIONES

1. Se concluye que las tecnologías compactas muestran un ahorro significativo de terreno con respecto a las soluciones convencionales (aisladas en aire).
2. Las tecnologías compactas son más caras que las soluciones convencionales, sin embargo si se toman en cuenta que se reducen las obras civiles, menos área ocupada, reducción de pérdidas, etc. Así como mayor disponibilidad de la subestación, estas resultan más económicas en el tiempo.
3. Se debería de implementar un curso de actualización tecnológica de equipos de subestaciones de potencia de carácter obligatorio, esto debido al constante avance tecnológico de los equipos.

RECOMENDACIONES

1. Actualmente existe una amplia gama de soluciones compactas en el mundo, en el presente informe solo se han tomado las bahías híbridas compactas y se hace referencia a las GIS en media tensión, ya que estas son las que más se han utilizado hasta el momento en el Perú, y por ser aislados en Gas SF₆ son mas compactos y modulares, sin embargo estas son solo dos soluciones de la amplia gama y variedad de equipos que hasta la actualidad se vienen instalando en las diferentes subestaciones del mundo, se recomienda seguir investigando sobre estas nuevas soluciones.

ANEXOS

ANEXO A GAS SF₆ (EXAFLORURO DE AZUFRE)

El Hexafloruro de Azufre o SF₆, descubierto por el químico francés H. Moissan, es un gas artificial utilizado ampliamente en los equipos eléctricos de alta tensión. Es incoloro, inodoro, no combustible y químicamente muy estable por lo que a temperatura ambiente no reacciona con ninguna otra sustancia. Su gran estabilidad se basa en el arreglo simétrico perfecto de sus seis átomos de Flúor en torno a su átomo de Azufre central. Al final del uso de vida del equipo, el gas puede ser recobrado, reciclado y vuelto a usar.

El SF₆ también es ampliamente usado en tecnología médica, por ejemplo como agente contraste en exanimaciones ultrasónicas, asimismo como oftalmológicas, neumonológicas y enfermedades de oído, entre otras. Tratamiento de pérdida de escucha en infecciones del centro del oído.

Es esta estabilidad precisamente lo que vuelve a este gas muy útil en la industria. El SF₆ es un excelente aislante eléctrico y puede apagar un arco eléctrico en forma efectiva. Esto lo ha hecho muy popular y por lo tanto pueden encontrarse hoy en día miles de equipos eléctricos alrededor de mundo en media y alta tensión que lo utilizan.

El SF₆ en su forma pura no es tóxico ni tampoco peligroso al ser inhalado, sin embargo dado que es casi seis veces más pesado que el aire, en ambientes cerrados desplaza al oxígeno existiendo en consecuencia riesgo de sofocación para las personas.

El SF₆ es utilizado como gas aislante en subestaciones encapsuladas GIS, como aislante y medio de enfriamiento en transformadores de poder y como aislante y medio de extinción en interruptores de alta y media tensión. Todas estas aplicaciones son sistemas cerrados, muy seguros e idealmente sin posibilidades de filtraciones.

Las bahías híbridas o las GIS se encuentran generalmente en zonas urbanas o con restricciones fuertes de espacio. Estas subestaciones reducen el campo magnético en forma considerable y eliminan por completo el campo eléctrico. Esto es una ventaja significativa para los instaladores, personal de mantenimiento y la gente que pueda vivir próximo a una subestación.

Para las aplicaciones en eléctricas, el SF₆ es utilizado sólo en sistemas cerrados y que bajo circunstancias normales no tienen filtraciones. El SF₆ proporciona un aislamiento eléctrico y muy efectiva resistencia a los arcos eléctricos. Estas asombrosas propiedades hacen posible construir equipos muy compactos, que utilizan menos materiales, seguros y

con una vida útil más extensa. A presión atmosférica, el SF₆ tiene una rigidez dieléctrica 2,5 veces mejor que la del aire. Usualmente se utiliza a entre 3 y 5 veces la presión atmosférica y en cuyo caso la rigidez dieléctrica alcanza a ser hasta 10 veces de la del aire.

La propiedad como refrigerante de SF₆ lo hace especialmente útil para la extinción del arco eléctrico dentro de la cámara de un interruptor. Al desasociarse el SF₆ requiere gran energía logrando un efecto de enfriamiento.

El SF₆ es utilizado también en otro tipo de aplicaciones. Mezclado con Argón se utiliza como medio aislante en ventanas. El SF₆ es también utilizado en la industria metalúrgica, por ejemplo para la purificación del magnesio. El SF₆ puede ser utilizado como agente de extinción de incendios debido a que es no combustible y su alta capacidad térmica).

a) Capa de ozono

El uso del SF₆ en la industria eléctrica, es decir unos 50 años atrás, sólo una pequeña cantidad de gas ha sido liberada a la atmosfera. Se estima que actualmente hay alrededor una concentración de 0,000.000.000.003 partes (por volumen) de SF₆. La gran estabilidad de este gas implica que permanecerá por un largo tiempo en la atmosfera antes de ser degradado. Los gases que afectan la capa de ozono todos contienen cloro. El SF₆ no contiene cloro en su fórmula y en consecuencia no daña la capa de ozono.

b) Efecto invernadero

La molécula de SF₆ es muy reflectante y contribuye al efecto invernadero, pero su concentración es extremadamente baja. Esto significa que la contribución del SF₆ al calentamiento global es muy pequeña, menos del 0,1% del efecto total y comparado con el dióxido de carbono CO₂ que aporta con el 60%.

c) Sustancias peligrosas a partir de la descomposición del SF₆

A pesar de ser un gas muy estable, el SF₆ se puede descomponer a causa de descargas eléctricas de alta energía como por ejemplo luego de una falla dentro de un interruptor y en consecuencia se forman subproductos sólidos y gaseosos. En grandes concentraciones, estos subproductos son corrosivos y venenosos por lo que existen procedimientos especiales para tratar estos casos. Normalmente las descomposiciones gaseosas se mantienen bajas y pueden ser eliminadas con alguna sustancia absorbente como la Alumina.

Los descompuestos sólidos son básicamente fluoruros en forma de un polvo gris muy fino. Este polvillo sólo aparece cuando un flashover de gran magnitud ha ocurrido. Todos los subproductos del SF₆ son reactivos por lo que se descomponen y desaparecen rápidamente sin ningún efecto para el medio ambiente

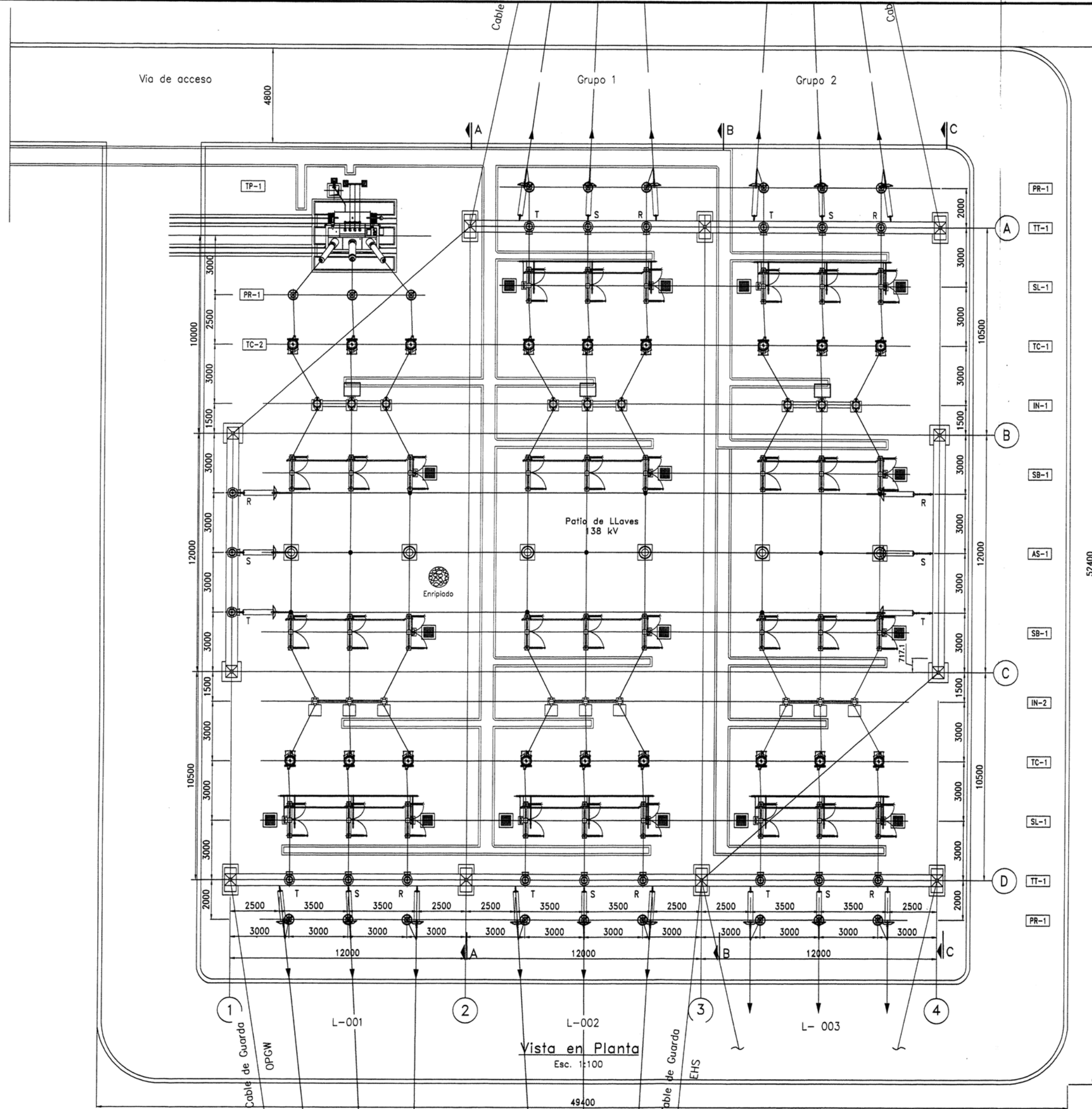
ANEXO B
BAHIAS INSTALADAS EN EL PERU

A continuación se presenta una lista de bahías instaladas en el Perú:

Nº	CLIENTE	SUBESTACION	TENSION	CANTI	AÑO
1	Minera	SE Mobil	72,5	1	2002
2	Molycop	SE Molycop y SE Puente	72,5	2	2003
3	Cia Minera	SE Santa Mónica & SE	72,5	3	2003
4	Luz del Su	SE Los Ingenieros	72,5	3	2003/2004
5	Empresa	SE Movil	72,5	1	2004
6	Luz del Sur	SE Lurín	72,5	6	2005
7	Luz del Sur	SE Balnearios	72,5	1	2006
8	Luz del Sur	SE Chilca	72,5	1	2007
9	Sudamericana de	SE Sudamericana de Fibras,	72,5	2	2007
10	Cemento Andino	SE Condorcocha	72,5	2	2007
11	Cemento Andino	SE Condorcocha	170	3	2007
12	Luz del Sur	SE Lurín	72,5	1	2007
13	Pluspetrol	SE's: Dorissa /	72,5	1	2008
14	Pluspetrol		72,5	4	2008
15	Pluspetrol		72,5	2	2008
16	Pluspetrol		72,5	2	2008
17	Sudamericana de		72,5	1	2008
18	Luz del Sur	SE Balnearios	72,5	1	2008
19	Luz del Sur	SE Santa Rosa	72,5	1	2008
20	Luz del sur	Reserva	72,5	1	2008
21	Luz del Sur	Reserva	72,5	1	2009
22	Edelnor	SE Infantas	72,5	2	2009
23	Conenhua	SE Huanza	170	1	2009
24	REP	SE Tingo Maria	245	1	2010
24	EG Huallaga	SE Piedra Blanca	145	3	2012
Total				47	

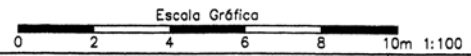
ANEXO C
PLANOS

We reserve all rights in this document and the information therein. Reproductions, use or disclosure to third parties without express authority is strictly forbidden. © ABB



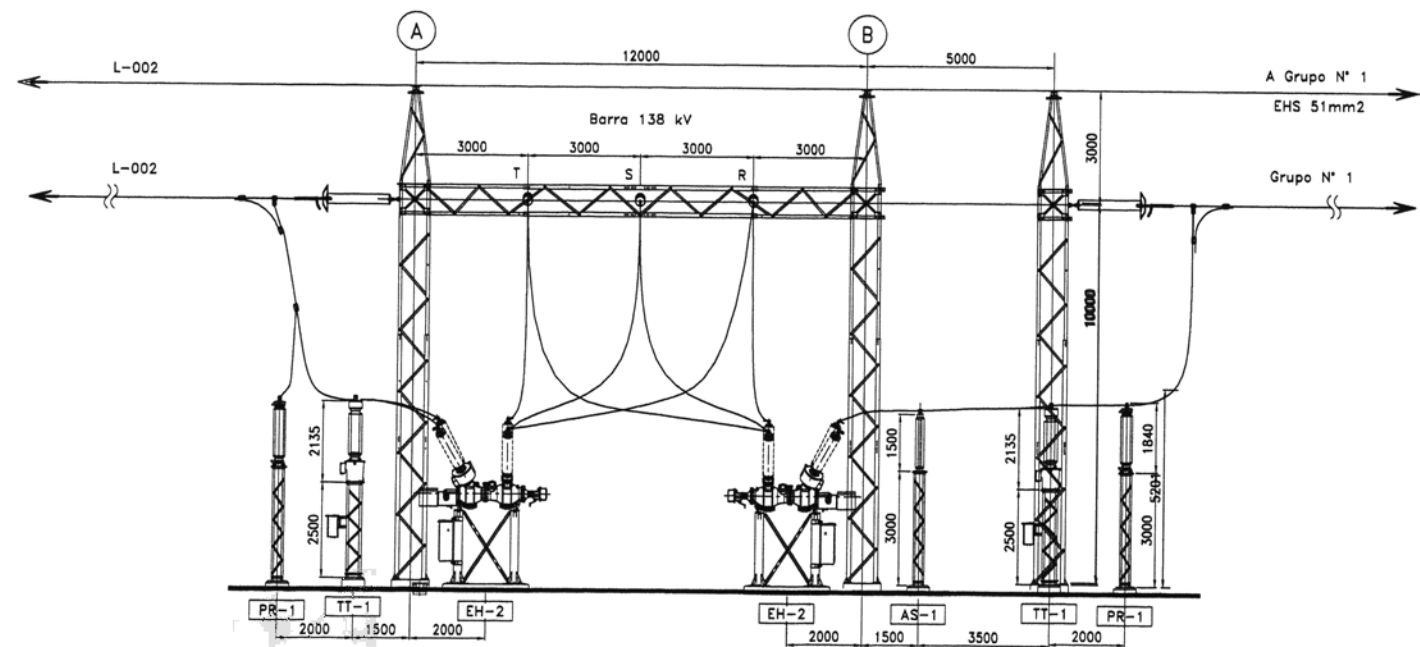
Legenda de Equipos Proyectados 138 kV				
Código	Descripción	Marca	Tipo	Cant.
TP-1	Transformador de SSAA 2.5 MVA, 138+2x2.5%/13.8 kV	-	--	1
IN-1	Interruptor de potencia de operación Tripolar 145 kV; 650 kV-BIL; 40 kA; 2000 A; 25mm/kV de longitud de fuga; SF6; 110 Vdc de tensión auxiliar.	-	--	3
IN-2	Interruptor de potencia de operación Uni Tripolar 145 kV; 650 kV-BIL; 40 kA; 2000 A; 25mm/kV de longitud de fuga; SF6; 110 Vdc de tensión auxiliar.	-	--	2
SL-1	Seccionador de Línea tripolar con cuchilla de puesta a tierra con mando eléctrico local y manual de 145 kV; 650 kV-BIL; 31.5 kA; 1250 A; 25mm/kV de longitud de fuga; apertura central; mecanismo de operación MT50; 110 Vdc de tensión auxiliar	-	--	4
SB-BI	Seccionador de Barra tripolar de 145 kV; 650 kV-BIL; 31.5 kA; 1250 A; 31mm/kV de longitud de fuga; apertura central; mecanismo de operación MT50; 110 Vdc de tensión auxiliar.	-	--	5
TC-1	Transformador de corriente 145 kV; 650 kV-BIL; 25 kA; 300-600/1/1/1A; 3x30 VA; 2x5P20; 1xCl 0,2; incluye caja de agrupamiento.	-	--	12
TC-2	Transformador de corriente 145 kV; 650 kV-BIL; 25 kA; 50-100/1/1/1A; 3x30 VA; 2x5P20; 1xCl 0,2; incluye caja de agrupamiento.	-	--	3
TI-1	Transformador de tensión monofásico capacitivo 138: √3/0,10: √3/0,10: √3 kV; 2x30VA, 3P, Cl 0,2; 650 kV-BIL.	-	--	15
PR-1	Pararrayos Ur= 120 kV, Uc= 92kV de OZn, 20 kA, Cl.4, con contador de descarga	-	--	15
AS-1	Aislador de Soporte 650 kV-BIL, 25mm/kV carga de ruptura de 4 kV, Tipo C4	-	-	5

Notas :
 1. Todas las medidas están expresadas en milímetros.
 2. Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.)
 3. El área ocupada es de 2614.76 m²



Rev.	Descripción	Fecha	Por
REVISIONES			
FIEE		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
Proyecto:			
SUBESTACIÓN 138 kV			
INFORME			
Título:			
Disposición de Equipos en el Patio de Llaves Vista en Planta			
Nombre		No. Plano :	
Diseñado :	W.Q.R.	003	
Dibujado :	W.Q.R.		
Revisado :	-	Escala : 1:100	Revisión:
Aprobado :	-	Formato : A1	

We reserve all rights in this document and the information therein. Reproductions, use, or disclosure to third parties without express authority is strictly forbidden. © ABB



SECCION A-A
Esc. 1:100

Leyenda de Equipos Proyectados 138 kV

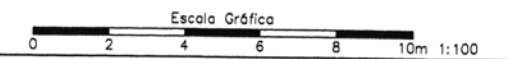
Código	Descripción	Marca	Tipo	Cant.
TP-1	Transformador de SSAA 2.5 MVA, 138+2X2.5X/13.8 kV	-	-	1
EH-1	Bahías Híbridas compactas; de operación tripolar 145 kV; 2000 A; 650 kVp-BIL; 31,5kA; 25mm/kV de longitud de fuga; conformado por: - 01 Interruptor 145 kV; 2000A; 650 KVp -BIL; 31,5 kA - 02 Seccionadores 145 kV; 1250A; 650 kVp-BIL; 31,5 kA - 03 Transformadores de corriente 300-600/1/1/1 A; 4x30VA; 3x5P20-cl 0,2; 650 kV-BIL	-	-	3
EH-2	Bahías Híbridas compactas; de operación unipolar 145 kV; 2000 A; 650 kVp-BIL; 31,5kA; 25mm/kV de longitud de fuga; conformado por: - 01 Interruptor 145 kV; 2000A; 650 KVp -BIL; 31,5 kA - 02 Seccionadores 145 kV; 1250A; 650 kVp-BIL; 31,5 kA - 03 Transformadores de corriente 50-100/1/1/1 A; 4x30VA; 3x5P20-cl 0,2; 650 kV-BIL	-	-	2
TT-1	Transformador de tensión monofásico capacitivo 138:√3/0,10:√3/0,10:√3 kV; 2x30VA, 3P, Cl 0,2; 650 kV-BIL.	-	-	15
	Pararrayos Ur= 120 kV, Uc= 92kV de OZn, 20 kA, Cl.4, con contador de descarga	-	-	15
AS-1	Aislador de Soporte 650 kV-BIL, 25mm/kV carga de ruptura de 4 kV, Tipo C4	-	-	6

Notas :

- Todas las medidas están expresadas en milímetros.
- Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.)

Leyenda :

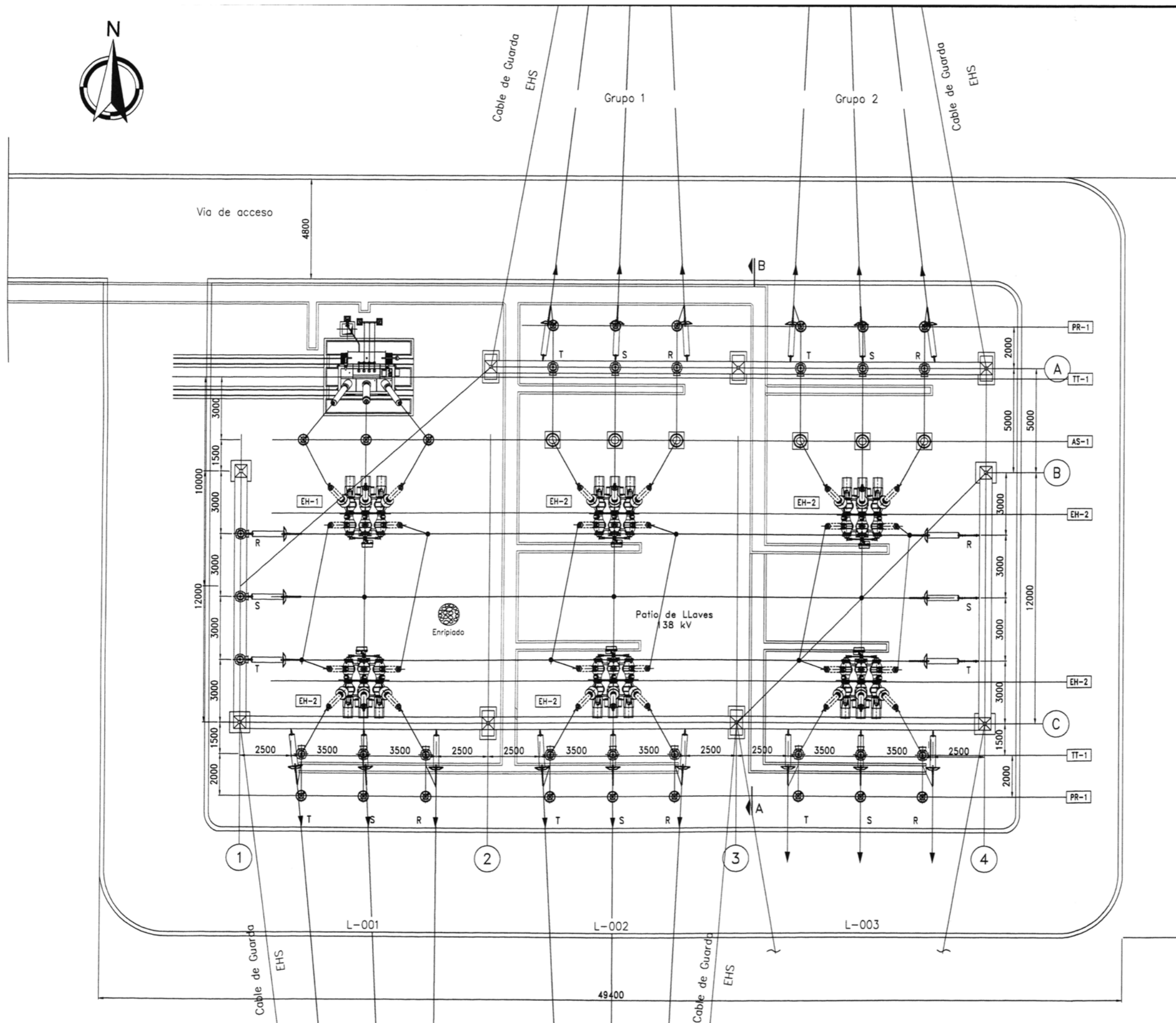
— Instalaciones Proyectadas



Rev.	Descripción	Fecha	Por
REVISIONES			
FIEE		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
Proyecto: SUBESTACIÓN 138 kV			
INFORME			
Titulo: Disposición de Equipos en el Patio de Llaves Sección A-A			
Diseñado : W.Q.R. 2012		No. Plano : 002	
Dibujado : W.Q.R. 2012		Escala : 1:100	
Revisado : -		Revisión:	
Aprobado : -		Formato : A1	



We reserve all rights in this document and the information therein. Reproductions, use or disclosure to third parties without express authority is strictly forbidden. © ABB



Vista en Planta
Esc. 1:100

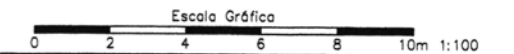
Leyenda de Equipos Projectados 138 kV				
Código	Descripción	Marca	Tipo	Cant.
TP-1	Transformador de SSAA 2.5 MVA, 138+2X2.5%/13.8 kV	-	-	1
EH-1	Bahías Híbridas compactas; de operación tripolar 145 kV; 2000 A; 650 kVp-BIL; 31,5kA; 25mm/kV de longitud de fuga; conformado por: - 01 Interruptor 145 kV; 2000A; 650 Kvp -BIL; 31,5 kA - 02 Seccionadores 145 kV; 1250A; 650 kVp-BIL; 31,5 kA - 03 Transformadores de corriente 300-600/1/1/1 A; 4x30VA; 3x5P20-cl 0,2; 650 kV-BIL	-	-	3
EH-2	Bahías Híbridas compactas; de operación unipolar 145 kV; 2000 A; 650 kVp-BIL; 31,5kA; 25mm/kV de longitud de fuga; conformado por: - 01 Interruptor 145 kV; 2000A; 650 Kvp -BIL; 31,5 kA - 02 Seccionadores 145 kV; 1250A; 650 kVp-BIL; 31,5 kA - 03 Transformadores de corriente 50-100/1/1/1 A; 4x30VA; 3x5P20-cl 0,2; 650 kV-BIL	-	-	2
TT-1	Transformador de tensión monofásico capacitivo 138-√3/0,10; √3/0,10; √3 kV; 2x30VA, 3F, Cl 0,2; 650 kV-BIL	-	-	15
	Pararrayos Ur= 120 kV, Uc= 92kV de OZn, 20 kA, Cl.4, con contador de descarga	-	-	15
AS-1	Aislador de Soporte 650 kV-BIL, 25mm/kV carga de ruptura de 4 kV, Tipo C4	-	-	6

Notas:

- Todas las medidas están expresadas en milímetros.
- Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.)
- El área ocupada es de 1816.36 m²

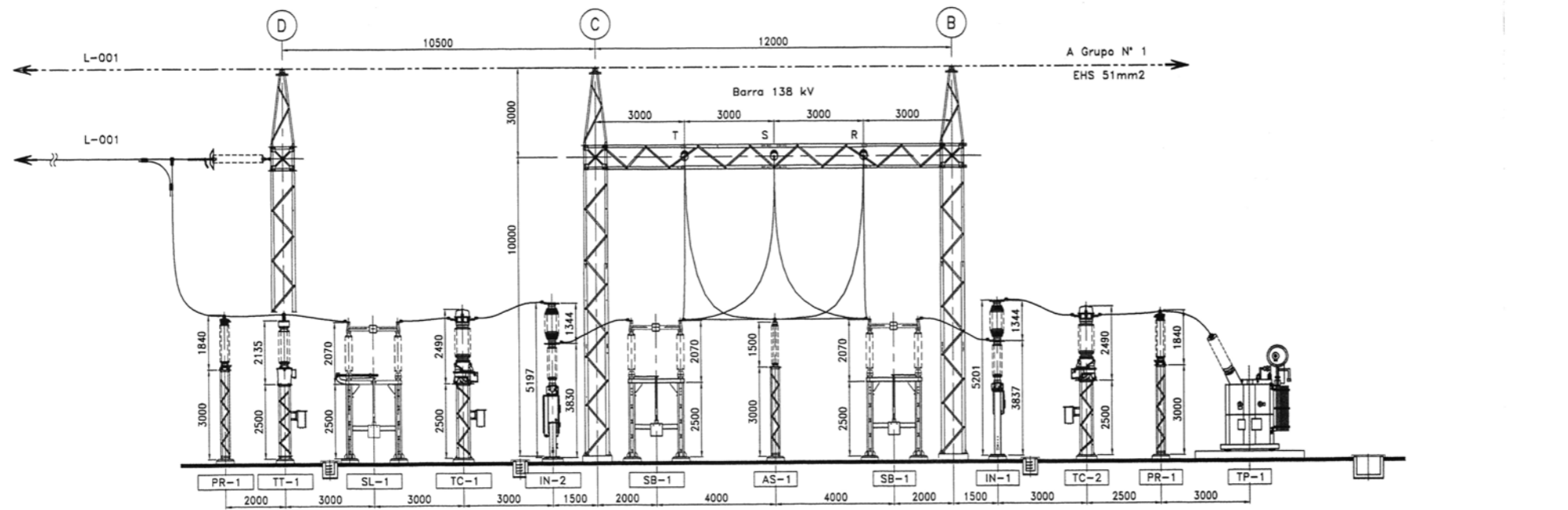
Leyenda:

- Instalaciones futuras
- Instalaciones Projectadas



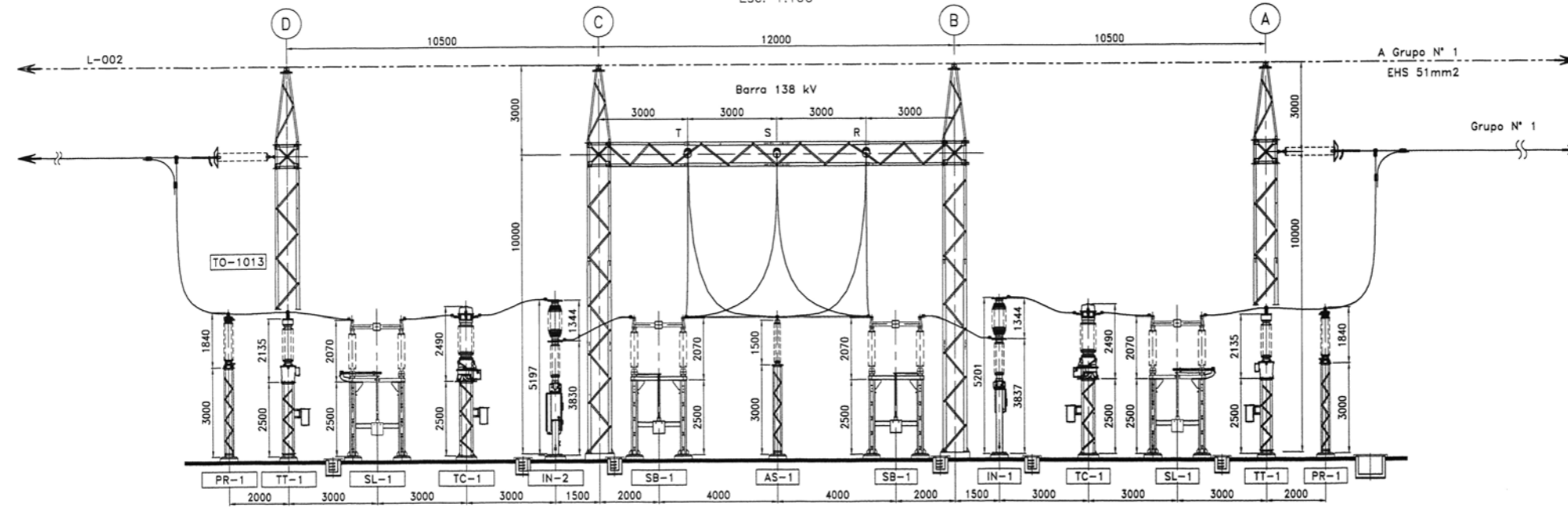
Rev.	Descripción	Fecha	Por
REVISIONES			
FIEE		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
Proyecto: SUBESTACIÓN 138 kV			
INFORME			
Título: Disposición de Equipos en el Patio de Llaves Vista en Planta			
Diseñado:	Nombre: W.Q.R.	Fecha: 2012	No. Plano: 001
Dibujado:	Nombre: W.Q.R.	Fecha: 2012	
Revisado:	-	-	Escala: 1:100
Aprobado:	-	-	Formato: A1

We reserve all rights in this document and the information therein. Reproductions, use or disclosure to third parties without express authority is strictly forbidden. © ABB



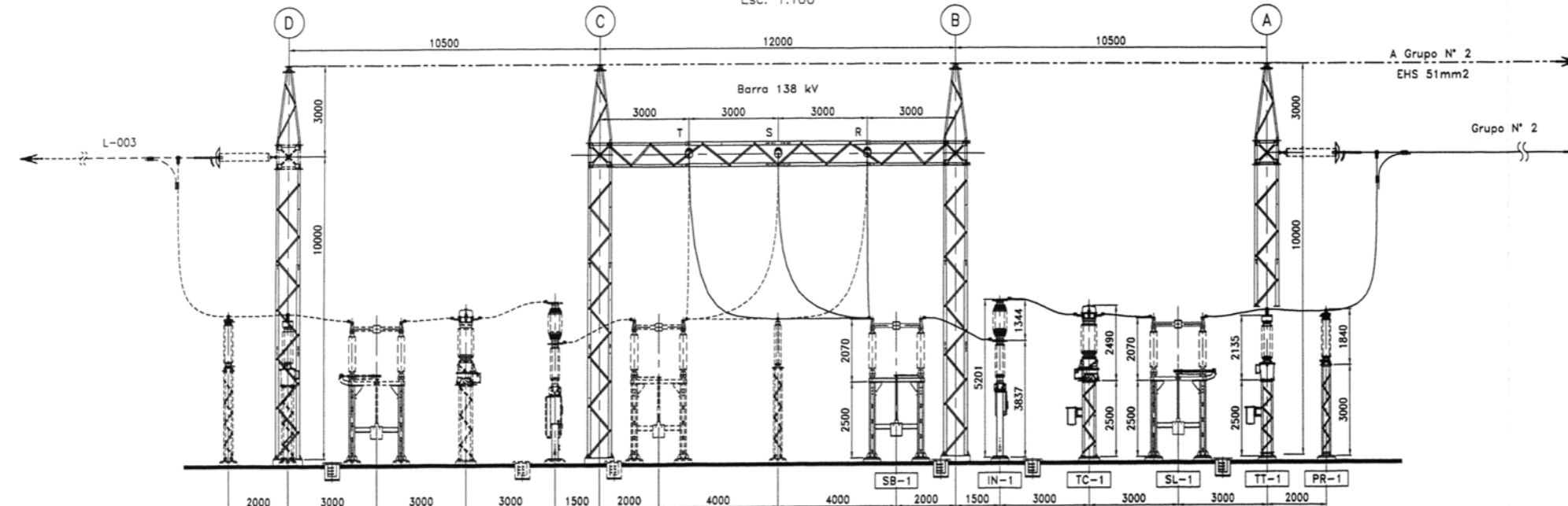
Sección A-A

Esc. 1:100



Sección B-B

Esc. 1:100



Sección C-C

Esc. 1:100

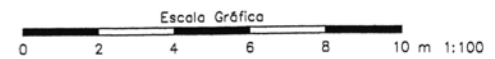
Leyenda de Equipos Projectados 138 kV				
Código	Descripción	Marca	Tipo	Cant.
TP-1	Transformador de SSAA 2.5 MVA, 138+2X2.5X/13.8 kV	-	--	1
IN-1	Interruptor de potencia de operación Tripolar 145 kV; 650 kV-BIL; 40 kA; 2000 A; 25mm/kV de longitud de fuga; SF6; 110 Vdc de tensión auxiliar.	-	--	3
IN-2	Interruptor de potencia de operación Uni Tripolar 145 kV; 650 kV-BIL; 40 kA; 2000 A; 25mm/kV de longitud de fuga; SF6; 110 Vdc de tensión auxiliar.	-	--	2
SL-1	Seccionador de Línea tripolar con cuchilla de puesta a tierra con mando eléctrico local y manual de 145 kV; 650 kV-BIL; 31.5 kA; 1250 A; 25mm/kV de longitud de fuga; apertura central; mecanismo de operación MT50; 110 Vdc de tensión auxiliar	-	--	4
SB-B1	Seccionador de Barra tripolar de 145 kV; 650 kV-BIL; 31.5 kA; 1250 A; 31mm/kV de longitud de fuga; apertura central; mecanismo de operación MT50; 110 Vdc de tensión auxiliar.	-	--	5
TC-1	Transformador de corriente 145 kV; 650 kV-BIL; 25 kA; 300-600/1/1/1; 3x30 VA; 2x5P20; 1xCl 0,2; incluye caja de agrupamiento.	-	--	12
TC-2	Transformador de corriente 145 kV; 650 kV-BIL; 25 kA; 50-100/1/1/1; 3x30 VA; 2x5P20; 1xCl 0,2; incluye caja de agrupamiento.	-	--	3
TT-1	Transformador de tensión monofásico capacitivo 138:√3/0,10:√3/0,10:√3 kV; 2x30VA, 3P, Cl 0,2; 650 kV-BIL.	-	--	15
PR-1	Pararrayos Ur= 120 kV, Uc= 92kV de OZn, 20 kA, Cl.4, con contador de descarga	-	--	15
AS-1	Aislador de Soporte 650 kV-BIL, 25mm/kV carga de ruptura de 4 kV, Tipo C4	-	-	5

Notas:

- Todas las medidas están expresadas en milímetros.
- Las unidades de medida están de acuerdo al sistema internacional (S.I.)

Leyenda:

- Instalaciones futuras
- Instalaciones Projectadas



Rev.	Descripción	Fecha	Por
REVISIONES			
FIEE		UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA	
Proyecto: SUBESTACIÓN 138 kV			
INFORME			
Título: Disposición de Equipos en el Patio de Llaves Sección A-A, B-B y C-C			
Diseñado:	W.Q.R.	Fecha:	2012
Dibujado:	W.Q.R.	No. Plano:	004
Revisado:	-	Escala:	1:100
Aprobado:	-	Formato:	A1

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Ing. Mejía Villegas, “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión”, HMV Ingenieros, 1989
- [2] RUS Boletín 1724E-300, Guía de Diseño de Subestaciones Rurales, 2001
- [3] Código Nacional de Suministro 2011, MEM, 2011
- [4] COES, Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección, Marzo2008.
- [5] Catalogos de diferentes proveedores, marzo 2012