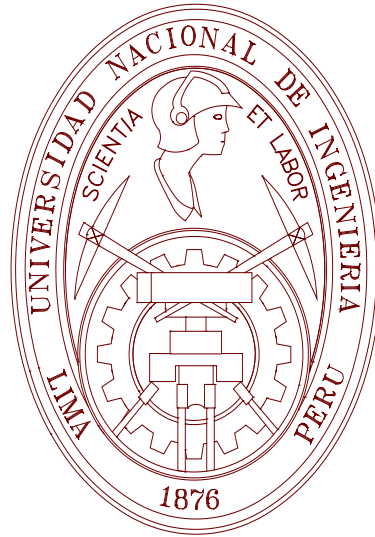


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**DISEÑO, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO PARA LA  
AMPLIACIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN  
BELLAVISTA 15 MVA, 138 kV/10kV.**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**LUIS ALBERTO COBA MARTINEZ**

**PROMOCIÓN 2009-II**

**LIMA-PERU**

**2012**

## ÍNDICE

<b>PROLOGO.....</b>	<b>1</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
1.1 Objetivo.....	3
1.2 Generalidades.....	3
1.3 Alcances del Proyecto.....	5
1.4 Ubicación.....	8
1.5 Características climáticas.....	9
1.6 Vías de Comunicación.....	10
<b>CAPÍTULO II.....</b>	<b>13</b>
<b>MEMORIA DESCRIPTIVA.....</b>	<b>13</b>
<b>CONSIDERACIONES PREVIAS DE DISEÑO.....</b>	<b>13</b>
2.1 Sistema Eléctrico Existente.....	13
2.2 Mercado Eléctrico y Proyección de la Máxima Demanda.....	15
2.3 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de San Martín Existente.....	21
2.4 Parámetros Eléctricos de las Redes en Estudio.....	22
2.5 Flujo de Carga del Sistema Eléctrico.....	27
2.5.1 Metodología Técnica.....	27
2.5.2 Escenarios Evaluados.....	28
2.5.3 Resultados de los Casos Considerados.....	29

<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>30</b>
<b>ESTUDIO DE PROTECCIONES, CORTOCIRCUITO Y COORDINACION DEL ASLAMIENTO.....</b>	<b>30</b>
3.1 Cálculo de Cortocircuito.....	30
3.1.1 Objetivos.....	30
3.1.2 Datos del Sistema Eléctrico.....	30
3.1.3 Metodología y Criterios.....	31
3.1.4 Casos Simulados para el cortocircuito.....	31
3.1.5 Resultados de los Casos Simulados.....	31
3.2 Estudio de Coordinación de Aislamiento.....	35
3.2.1 Datos Generales.....	35
3.2.2 Metodología para la Coordinación de Aislamiento.....	36
3.2.3 Determinación de las Sobretensiones Representativas ( $U_{rp}$ ).....	40
3.2.4 Determinación de las Tensiones de Soportabilidad para Coordinación ( $U_{cw}$ ).....	48
3.2.5 Determinación de las Tensiones de Soportabilidad Requeridas ( $U_{rw}$ ).....	51
3.2.6 Conversión a Tensiones de Soportabilidad Normalizadas ( $U_w$ ).....	55
3.2.7 Selección de las Tensiones de Soportabilidad Normalizadas.....	57
3.2.8 Distancias Mínimas en Aire.....	58
3.2.9 Cálculos Justificativos Coordinación del Aislamiento Nivel de Tensión 138 kV.....	60
3.2.10 Cálculo Justificativos Coordinación del Aislamiento Nivel de Tensión 10 kV.....	66
3.3 Estudio de Protecciones.....	72

3.3.1	Generalidades.....	72
3.3.2	Objetivo.....	72
3.3.3	Descripción del Sistema de Protección.....	72
3.3.4	Criterios para la Determinación de Ajustes de los Relés.....	75
3.3.4.1	Protección de Distancia.....	75
3.3.4.2	Protección de Sobrecorriente.....	78
3.3.4.3	Protección Diferencial del Transformador.....	82
3.3.4.4	Criterios para la Determinación de Ajuste de Máxima y Mínima tensión.....	83
3.3.5	Cálculo de Ajustes para Relé de Distancia.....	85
3.3.6	Cálculo de Ajustes para la Función de Sobrecorriente (50/51, 50N/51N, 67/67N).....	94
3.3.7	Cálculo de Ajustes para la Función Diferencial.....	96
<b>CAPÍTULO IV.....</b>		<b>104</b>
<b>DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LA SUBESTACIÓN.....</b>		<b>104</b>
4.1	Diseño de la Puesta a Tierra.....	104
4.1.1	Introducción.....	104
4.1.2	Objetivos de la Puesta a Tierra.....	104
4.1.3	Requisitos de la Puesta a Tierra.....	105
4.1.4	Diferencias de Tensión y Corriente Tolerables.....	105
4.1.5	Tensiones de Paso y Toque.....	107
4.1.6	Resistividad del Terreno.....	108
4.1.7	Medición de la Resistividad del Terreno.....	109

4.1.8	Fórmulas Empleadas para el Diseño de la Red de Tierra Profunda.....	110
4.1.9	Cálculo de la Red de Tierra Profunda.....	116
4.1.10	Diseño de la Malla a Tierra.....	123
4.2	Selección de Equipos.....	124
4.2.1	Pararrayos 138 KV.....	124
4.2.2	Interruptores de Potencia.....	127
4.2.3	Seccionadores de 138 KV.....	134
4.2.4	Transformadores de Potencia.....	141
4.2.5	Transformadores de Tensión.....	144
4.2.6	Transformadores de Corriente.....	157
4.2.7	Cables de Energía.....	170
4.2.8	Banco de Condensadores.....	175
4.3	Servicios Auxiliares.....	176
4.3.1	Configuración de los Servicios Auxiliares.....	177
4.3.2	Circuitos Proyectados en Baja Tensión.....	177
4.3.3	Selección de interruptores y conductores en baja tensión.....	178
4.3.4	Iluminación y Tomacorrientes Exteriores.....	184
4.4	Cable de Guarda.....	186
4.4.1	Distancia de Descarga Crítica.....	187
4.4.2	Corriente Crítica.....	188
4.4.3	Impedancia Característica.....	188
4.4.4	Altura Promedio.....	188
4.4.5	Radio Corona.....	189
4.4.6	Altura efectiva del Cable de Guarda.....	189

4.4.7 Selección del cable de guarda.....	192
4.5 Aisladores.....	193
<b>CAPÍTULO V.....</b>	<b>196</b>
<b>ESQUEMA UNIFILAR Y DISPOSICION DE EQUIPOS.....</b>	<b>196</b>
5.1 Diagrama Unifilar.....	196
5.2 Disposición de Equipos.....	196
5.3 Distancias Mínimas de Seguridad.....	198
5.3.1 Distancias Mínimas en Aire.....	198
5.3.2 Distancias de Seguridad.....	200
5.4 Calculo de las Distancias Eléctricas de Diseño.....	203
5.4.1 Cálculo la Altura Mínima de Barras sobre el Nivel del Suelo.....	203
5.4.2 Cálculo de la Altura de los Equipos.....	204
5.4.3 Cálculo de Altura de Llegada de Línea a Subestaciones.....	204
5.5 Distancias para el Dimensionamiento de la Subestación.....	205
5.5.1 Ancho de Barras.....	205
5.5.2 Ancho de Campo.....	207
5.5.3 Alturas de Campo.....	208
5.5.4 Longitud de Campo.....	208
<b>CAPÍTULO VI.....</b>	<b>210</b>
<b>EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN.....</b>	<b>210</b>
6.1 Transformador de Potencia.....	210
6.1.1 Objeto.....	210

6.1.2	Características Generales.....	210
6.1.3	Requerimientos de Diseño.....	211
6.1.4	Accesorios.....	211
6.1.5	Pruebas.....	212
6.2	Equipamiento de Patio.....	213
6.2.1	Condiciones de Servicio.....	213
6.2.2	Características Asignadas.....	214
6.2.3	Requerimientos de Diseño y Construcción.....	214
6.2.4	Pruebas.....	216
6.3	Instalaciones Eléctricas Interiores y Exteriores.....	217
6.3.1	Objeto.....	217
6.3.2	Características Generales.....	218
6.3.3	Requerimientos de Diseño y Construcción.....	218
6.3.4	Pruebas.....	219
6.4	Tableros de Equipos de Control, Protección, Medida y Señalización.....	219
6.4.1	Objeto.....	219
6.4.2	Características Generales.....	220
6.4.3	Requerimientos de Diseño y Construcción.....	220
6.4.4	Pruebas.....	221
6.5	Red de Tierra.....	222
6.5.1	Objeto.....	222
6.5.2	Requerimientos de Diseño y Construcción.....	222
6.5.3	Pruebas.....	223
6.6	Estructuras Metálicas.....	224

6.6.1	Objeto.....	224
6.6.2	Características Generales.....	224
6.6.3	Requerimientos de Diseño y Construcción.....	225
6.6.4	Pruebas.....	225
<b>CAPÍTULO VII.....</b>		<b>226</b>
<b>METRADOS Y PRESUPUESTOS.....</b>		<b>226</b>
<b>CONCLUSIONES.....</b>		<b>240</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>		<b>242</b>
 <b>PLANOS</b>		
 <b>ANEXOS:</b>		
ANEXO I. CATÁLOGOS EQUIPAMIENTO.		
ANEXO II. SIMULACIÓN FLUJO DE CARGA.		
ANEXO III. SIMULACIÓN CORTOCIRCUITO.		



## PRÓLOGO

El presente proyecto de ingeniería trata sobre el diseño, montaje y puesta en servicios para la ampliación de la Nueva Subestación Bellavista de 15 MVA - 138/10 kV, localizada en la provincia de Bellavista, departamento de San Martín.

La ampliación de la Nueva Subestación Bellavista forma parte de una serie de proyectos cuya finalidad es dar acceso de energía eléctrica al departamento de San Martín, mediante la interconexión del Sistema Eléctrico de San Martín al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante SEIN).

El siguiente trabajo constituye un estudio de los aspectos técnicos desde el punto de vista de la ingeniería, relacionados a la implementación de cuatro nuevas celdas en la Nueva Subestación Bellavista, la cual permitirá cambiar la configuración "T" existente a una nueva configuración en "pi", que permitirá recepcionar la Línea de transmisión de 138 kV, proveniente de Tocache para la interconexión al SEIN.

Dentro del presente estudio se diseñan las características electromecánicas de las cuatro nuevas celdas a implementar en la Nueva Subestación Bellavista, las cuales son:

- Celda de Llegada de línea de transmisión Tocache-Bellavista de 138 kV.
- Celda del Transformador de Potencia de 15 MVA-138/10 kV.
- Celda de Acoplamiento de Barras en 138 kV.
- Celda de Compensación reactiva en 10 kV.

En el **capítulo 1** se presentan las características generales del proyecto así como su justificación y alcances.

En el **capítulo 2** se detallan las consideraciones técnicas a tener en cuenta, las condiciones iniciales del Sistema Eléctrico de San Martín, proyecciones de demanda y un estudio del flujo de carga del sistema eléctrico en varios escenarios.

En el **capítulo 3** se desarrolla el estudio de protecciones, cortocircuito y coordinación de aislamiento del Sistema Eléctrico de San Martín evaluando varios escenarios, con el fin de determinar condiciones críticas del sistema a tener en cuenta en la selección del equipamiento relacionado a la Nueva Subestación Bellavista.

En los **capítulos 4 y 5** se desarrolla el diseño electromecánico propiamente de la Nueva Subestación Bellavista, partiendo de los estudios preliminares del sistema y de las condiciones para la nueva configuración de la subestación.

En el **capítulo 6** se describen las características técnicas del equipamiento utilizado así como de los sistemas complementarios.

El **capítulo 7** describe los precios unitarios, horas hombre de trabajo y el presupuesto del proyecto en lo que corresponde a montaje electromecánico.

Finalmente se presentan las conclusiones, planos, bibliografía y anexos que fueron de vital importancia durante del desarrollo del proyecto.

## **CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Generalidades**

La subestación de Bellavista fue puesta en servicio en abril del año 1999 es de propiedad de Electro Oriente S.A. y cuenta con un transformador de potencia de 138/22,9/10 kV y 15/15/5,3 MVA - ONAN, una línea de transmisión en 138 kV hacia Tarapoto, 5 alimentadores en 22,9 kV y un alimentador en 10 kV, actualmente la localidad de Juanjui se alimenta en 22,9 kV de esta subestación. La Central Térmica de Bellavista de 5,65 MW de potencia efectiva se encuentra acoplado a las barras de 10 kV en el perímetro de la subestación.

La ampliación de la subestación Bellavista forma parte de un conjunto de proyectos que comprenden básicamente la ampliación de las subestaciones de Bellavista, Tarapoto y la construcción de la Línea Tocache Bellavista, que en su conjunto buscan interconectar el Sistema Eléctrico de San Martín al SEIN.

El sistema aislado conformado por las subestaciones Bellavista, Tarapoto y Moyobamba localizados en el departamento de San Martín se interconecta mediante líneas de transmisión en 138 kV y son alimentados a través de centrales térmicas e hidráulicas. Dentro del sistema en 138 kV también existe

un subsistema en 60kV que enlaza las subestaciones de Moyobamba, Rioja, Nueva Cajamarca y Gera. Este gran sistema actualmente es operado por Electro Oriente S.A. (en adelante, la concesionaria) y posee una demanda de 30 MW.

Debido a la necesidad de poseer energía confiable/segura, incrementar la oferta de energía en la región, reducción del alto costo de la energía y minimizar la contaminación ambiental de su generación térmica local, se interconectará al SEIN a través de las siguientes nuevas instalaciones:

- Subestación Tocache 138 kV (de propiedad de Red de Energía del Perú - REP), nueva Bahía en 138kV para la línea Tocache – Bellavista.
- Nueva línea de transmisión en 138kV Tocache – Bellavista de 149.7Km.
- Nueva Subestación Bellavista de 15MVA, 138/10KV.
- Cinco (5) Reactores de 2,5 MVAR c/u conectados en barra 10kV de la nueva Subestación Bellavista.
- Un (1) Reactor de 5MVAR conectado en la Barra 138kV de la Subestación Tarapoto.

## **1.2 Objetivo.**

Desarrollar la Ingeniería básica y de detalle para la ampliación de la Subestación Bellavista para dar facilidad de acceso de energía eléctrica al departamento de San Martín, mediante la Interconexión del Sistema Eléctrico de San Martín al SEIN.

### 1.3 Alcances del Proyecto.

El proyecto contempla la implementación de:

- Una celda de línea en 138 kV de Tocache, el cual permitirá recepcionar la línea en 138 kV proveniente de Tocache; se ha considerado la instalación de los siguientes equipos:
  - Pararrayos clase estación 138 kV
  - Trampa de onda
  - Transformador de tensión capacitivo de 138 kV
  - Seccionador tripolar de línea con cuchilla de puesta a tierra 138 kV
  - Transformador de corriente 600/5-5 A
  - Interruptor de potencia tripolar de accionamiento unipolar 138 kV.
  - Seccionador de Barra 138 kV
- La ampliación de barras en configuración “barra partida”, compuesta por los siguientes equipos:
  - Sistema de barras en 138 kV, conformado por pórticos, conductores y aisladores).
  - Interruptor de potencia tripolar de 138 kV.
  - Seccionadores de Barras 138 kV
  - Transformadores de tensión 138 kV
- Una celda para el lado de 138 kV del transformador de potencia existente, que consiste en la instalación de los siguientes equipos:
  - Seccionador de Barra 138 kV.
  - Interruptor de potencia de accionamiento unipolar de 138 kV.
  - Pararrayos clase estación de 138 kV.

- Sistema de compensación reactiva, considerando la instalación de los siguientes equipos.

Lado 138 kV:

- Seccionador de Barras 138 kV
- Interruptor de potencia tripolar de 138 kV
- Pararrayos clase estación 138 kV

Lado 10 kV:

- Pararrayos clase estación 10 kV
- Seccionador de barras 10 kV.
- Sistema de barras 10 kV.
- Seccionadores de barra 10 kV, para los bancos de reactores.
- Transformadores de corriente 150/5-5-5 A, para los bancos de reactores.
- Interruptores de potencia 10 kV, para los bancos de reactores.
- Pararrayos clase estación 10 kV, para los bancos de reactores.
- Banco de reactores 5 x 2,5 MVAR - 10 kV.
- Sistema de banco de condensadores 2x 2,5 MVAR.

Las actividades de montaje en esta subestación básicamente son:

- Montaje de Dos (2) pórticos de celosía de 138 kV y protección con cable de guarda de acero galvanizado de alta resistencia mecánica (en adelante EHS) de 50 mm<sup>2</sup>.
- Implementar la protección del equipamiento con cable de guarda EHS de 50 mm<sup>2</sup> del conjunto de la ampliación de la subestación.
- Montaje del equipamiento de la celda en 138 kV para la recepción de la línea Tocache.

- Desmontaje de pararrayos y portabarras de la celda en 138 kV del transformador de potencia existente.
- Montaje del equipamiento (Seccionador de barra, Interruptor y Pararrayos) de la celda 138 kV del Transformador de potencia existente.
- Montaje del equipamiento del sistema de Barra Partida para el acople de la ampliación con el sistema existente.
- Montaje del equipamiento de la celda en 138 y 10 kV del transformador de potencia 138/10 kV y 15 MVA, esta actividad deberá de efectuarse en estrecha coordinación con el Proveedor que efectúe el montaje de dicho transformador.
- Montaje del sistema de barras en 10 kV, que incluye el montaje de pórticos.
- Montaje del equipamiento de las Celdas del Banco de reactores 5 x 2,5 MVAR.
- Montaje del equipamiento de la Celda del sistema de Banco de capacitores 2 x 2,5 MVAR.
- Efectuar la ampliación de los tableros de control y mando.
- Efectuar la ampliación del tablero de medición.
- Efectuar la ampliación del tablero de protección y medición del transformador de potencia existente.
- Efectuar la Ampliación del tablero de SS.AA. 380/220 VAC (alterna) y 110/48 VDC (continua)
- Montaje del tablero de protección y medida de la línea en 138 kV proveniente de Tocache.
- Montaje del tablero de protección y medida del banco de reactores 5 x 2,5 MVAR - 10 kV.
- Montaje del tablero de protección y medida del transformador de potencia de 138/10 kV y 15 MVA.

- Montaje del tablero de protección y medida del banco de capacitores 2x2,5 MVAR -10 kV.
- Adaptar el sistema de protección, medición, control y mando de los equipos considerados en el lado de 138 kV del transformador existente.
- Efectuar los cableados y conexiones.
- Montaje de las Instalaciones eléctricas exteriores.
- Elaborar la Ingeniería de detalle.
- Instalación del cartel de obras.
- Pruebas y Puesta en Servicio.

#### **1.4 Ubicación.**

Se ubica en la ceja de Selva de la zona Nor – Central del Perú en el departamento de San Martín, tiene como área de influencia los distritos de Tocache y Pólvora en la provincia de Tocache, los distritos de Campanilla y Juanjuí en la provincia de Mariscal Cáceres, el distrito de Tingo de Saposoa y Sacanche en la provincia de Huallaga y el distrito de Bellavista en la provincia del mismo nombre.

Geográficamente, el proyecto se ubica entre los paralelos 7°00'00" y 8°15'00" de latitud sur y los meridianos 76°30'00" a 76°45'00" de longitud oeste, tal como se puede apreciar en el plano de ubicación del proyecto.





**Figura 1.1-Ubicación de la subestación Bellavista-San Martin**

## **1.5 Características Climáticas.**

A continuación presentamos las características climatológicas y ambientales de la zona del proyecto.

### **1.5.1 Condiciones Climatológicas**

Las condiciones climatológicas de la zona del proyecto, se refieren principalmente a los valores de temperatura media, máxima, mínima y la velocidad de viento máximo.

En general, las condiciones climatológicas para la zona del estudio, presenta las siguientes características.

- Temperatura ambiente mínima absoluta : 12,5 °C
- Temperatura ambiente promedio : 25 °C
- Temperatura ambiente máxima absoluta : 38 °C
- Precipitación pluvial media : 2 500 mm anuales
- Velocidad de viento máximo : 70 km/h (según el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011<sup>1</sup> (CNE-S)).

### **1.5.2 Condiciones Ambientales**

En la zona del proyecto generalmente las lluvias se presentan en el período comprendido entre los meses de diciembre a marzo.

El clima prevaleciente en la zona del proyecto es cálido y húmedo, típico de la ceja de selva.

El rango de altitud varía desde 200 a 1 000 metros sobre el nivel del mar (msnm).

### **1.6 Vías de Comunicación.**

Para llegar al área del proyecto desde la ciudad de Lima se cuenta con dos medios principales de transporte: Vía aérea y vía terrestre.

---

<sup>1</sup> Aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM.

Por vía aérea se pueden llegar usando la ruta Lima Tarapoto, el tiempo de viaje es aproximadamente de 1h 05 m, existiendo actualmente itinerario diarios en varias empresas de aviación comercial.

Por vía terrestre podemos emplear las siguientes rutas:

**Ruta N°1:**

- Lima-Huánuco-Tingo María-Tocache-Juanjuí-Tarapoto: 1020 Km. por las Carreteras Central y Fernando Belaunde Terry o Marginal de la Selva.

- \* Tramo Lima - Tocache (870 km)

- \* Tramo Tocache - Tarapoto (150 km).

- En el tramo Lima – Tocache, la carretera hasta Aucayacu se encuentra asfaltada y en buen estado; y a Tocache la carretera es afirmada, existiendo algunos tramos con problemas de derrumbes.

- Tramo Tocache – Juanjui - Bellavista:

La carretera en el tramo Tocache Juanjui, se encuentra en mal estado caracterizándose por hundimientos y derrumbes, según la estación hidrológica,

Además existe Tres puentes principales tales como:

- Puente Tocache a la entrada de Tocache, el cual se encuentra en buen estado, habilitado para el transporte de vehículos medianos y pesados.
- Puente Pizana en la localidad de Puerto Pizana, en el cual se vienen efectuando trabajos de sustitución y reparación de los cables de soporte de puente, no existiendo tránsito vehicular alguno en este, el transporte se efectúa vía fluvial a través de Balsas a la continuación de la carretera marginal.

- Puente Arenas en el distrito de Campanilla, el cual se encuentra habilitado solamente para el pase de camionetas y autos, el transporte de vehículos pesados se efectúa por medio fluvial a través de Balsas a la continuación de la carretera marginal.

Tramo Bellavista – Tarapoto:

- La carretera se encuentra asfaltada y en buen estado, con una longitud aproximada de 101 km.

**Ruta N°2:**

- Lima – Chiclayo – Olmos - Bagua Grande – Rioja – Moyobamba - Tarapoto- Bellavista de 1800 km aproximadamente.
- Lima-Chiclayo-Olmos-Corral Quemado se encuentra asfaltada y en regular estado, realizándose rehabilitaciones en algunos sectores debido a los daños producidos por el Fenómeno del Niño.
- El tramo Corral Quemado-Pomacochas: El 80% de la carretera es asfaltada y en regular estado.
- El tramo Pomacochas-Río Nievas: El 90% de la carretera es asfaltada y se encuentra en regular estado.
- El tramo Río Nievas-Rioja: ha sido asfaltada, se encuentra en buen estado.
- El tramo Rioja-Moyobamba: se encuentra asfaltada y en buen estado.
- El tramo Moyobamba – Bellavista se encuentra asfaltada y en buen estado

## **CAPITULO II**

### **CONSIDERACIONES PREVIAS DE DISEÑO**

#### **2.1 Sistema Eléctrico Existente.**

La subestación de Bellavista cuenta con un transformador de potencia de 138/22,9/10 kV y 15/15/5.3 MVA - ONAN, una línea de transmisión en 138 kV hacia Tarapoto, 5 alimentadores en 22,9 kV y un alimentador en 10 kV, actualmente la localidad de Juanjui se alimenta en 22,9 kV de esta subestación.

La Central Térmica de Bellavista de 5,65 MW de potencia efectiva se encuentra acoplado a las barras de 10 kV en el perímetro de la subestación.

La máxima demanda del Sistema Eléctrico San Martín (Tarapoto, Moyobamba, Bellavista y Juanjui), registrada el mes diciembre del 2009 alcanza los 28,3 MW, con una generación total de 31,85 MW, de los cuales 7,8 MW son de origen hidroeléctrico y 24,05 MW de origen térmico.

Como se observa en la tabla siguiente de Balance de oferta y demanda, haciendo efectiva la interconexión del sistema eléctrico San Martín al SEIN, se podrá garantizar el abastecimiento de la demanda, pudiendo incorporar las Centrales Térmicas según a su eficiencia y requerimientos operativos.

Tabla 2.1-Balance de Potencia del sistema eléctrico San Martín

Descripción	Años						
	2010	2015	2020	2025	2026	2027	2028
Demanda del sistema MW	34.19	43.59	51.70	61.36	63.41	65.69	67.88
Oferta de Potencia MW	36.85	48.80	54.80	62.80	64.60	66.40	68.20
Factor de Utilizacion	92.78%	89.33%	94.35%	97.71%	98.15%	98.93%	99.54%

Se tienen proyectos que se encuentran en ejecución, los cuales permitirán incrementar la oferta y ampliar la cobertura eléctrica, dichos proyectos son:

- Ampliación de la C.T. Bellavista 2x2 MW para el año 2010.
- Ampliación de la C.T. Moyobamba 2x2 MW para el año 2010.
- Interconexión del sistema aislado Yurimaguas al sistema eléctrico San Martín, a través de la Línea de Transmisión en 60 kV Tarapoto – Pongo de Caynarachi para el año 2011, esta representará una demanda de 4,33 MW e integración de su generación térmica de 2,85 MW.
- Central Hidroeléctrica Naranjos II de 6,4 MW acoplada en 22,9 kV a la subestación de Nueva Cajamarca, para el año 2012.

## 2.2 Mercado Eléctrico y Proyección de la Máxima Demanda.

### a) Demanda Actual (2010)

- La máxima demanda registrada del sistema aislado se presentó el 5 de Julio del 2010, del cual se resume:
  - Del diagrama de carga del día se determina que la máxima demanda ocurrida en hora punta (19:45 horas), está cercana a los 30MW. Y la mínima demanda ocurrida en horas valle (03:45 horas) llega a los 12MW.

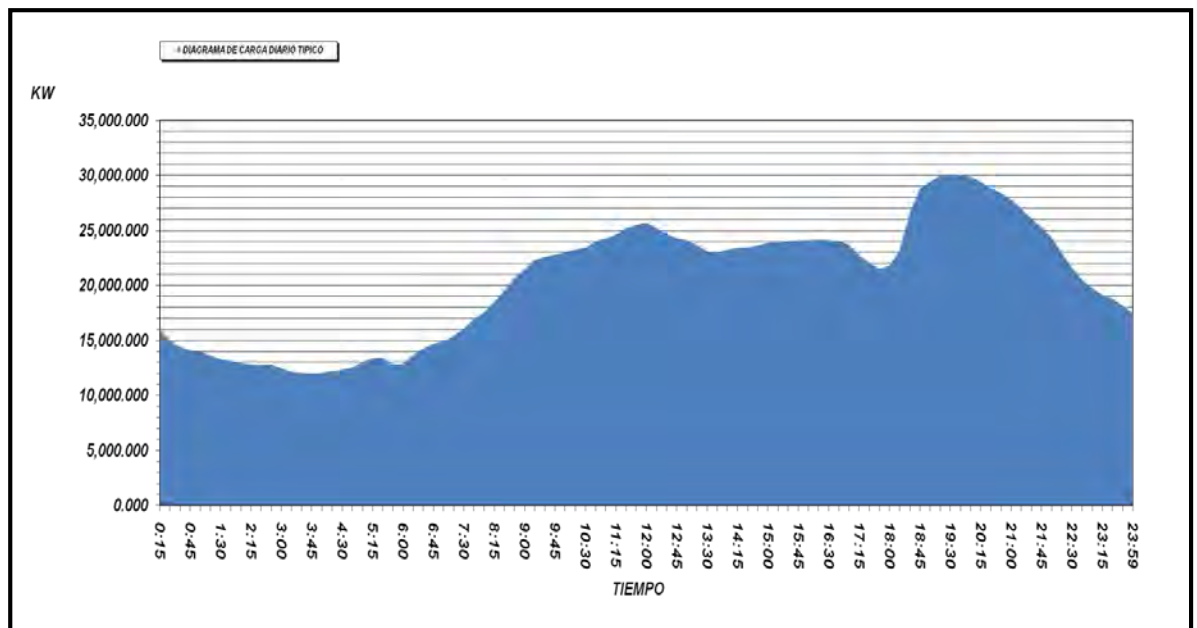


Figura. 2.1: Diagrama de carga diario típico del sistema eléctrico San Martín año 2010

- De la Máxima y mínima demanda ocurrida se extraen los cuadros resumen de cargas por circuito y el despacho de los generadores locales(tabla 01, tabla 02)

**Tabla 2.2: Máxima y Mínima demanda por circuito del sistema eléctrico de San Martín año 2010.**

SUBESTACION	SALIDAS	CODIGO	kV	MAXIMA			MINIMA		
				Act.Pow.	React.Pow.	fdp	Act.Pow.	React.Pow.	fdp
				MW	Mvar	-	MW	Mvar	-
BELLAVISTA	BELLAVISTA	BE-S06	10	0.500	0.276	0.88	0.240	0.191	0.78
	SAPOSOA	BE-S01	22.9	0.570	0.000	1.00	0.195	0.000	1.00
	BIAVO	BE-S03	22.9	0.400	0.187	0.91	0.281	0.000	1.00
	PICOTA	BE-S04	22.9	1.200	0.644	0.88	0.926	0.320	0.95
	SISA	BE-S05	22.9	0.705	0.100	0.99	0.235	0.122	0.89
JUANJUI	S-1	BS-021	10	0.950	0.377	0.93	0.340	0.252	0.80
	S-2	BS-022	10	0.310	0.092	0.96	0.129	0.106	0.77
	S-3	BS-023	10	0.174	0.076	0.92	0.082	0.080	0.72



SUBESTACION	SALIDAS	CODIGO	kV	MAXIMA			MINIMA		
				Act.Pow.	React.Pow.	fdp	Act.Pow.	React.Pow.	fdp
				MW	Mvar	-	MW	Mvar	-
TARAPOTO	ALIM 1	TA-S01	10	3.299	1.171	0.94	1.197	0.887	0.8
	ALIM 3	TA-S03	10	2.42	0.737	0.96	0.9	0.59	0.84
	ALIM 4	TA-S04	10	1.7	0.676	0.93	0.669	0.499	0.8
	ALIM 5	TA-S05	10	1.46	0.497	0.95	0.538	0.375	0.82
	ALIM 7	TA-S07	10	2.5	0.637	0.97	0.77	0.501	0.84
	ALIM 2	TA-S02	22.9	1.75	0.804	0.91	0.685	0.572	0.77
	ALIM 6	TA-S06	22.9	0.85	0.212	0.97	0.355	0.128	0.94
MOYOBAMBA	S-1	MS-S01	10	1.7	0.443	0.97	0.563	0.385	0.83
	S-2	MS-S02	10	0.625	0.246	0.93	0.247	0.235	0.72
	S-3	MS-S03	10	1.3	0.336	0.97	0.46	0.267	0.86
RIOJA	SERSA	RI-S02	10	1.4	0.314	0.98	0.478	0.278	0.86
	YORONGOS	RI-S01	10	0.052	0.011	0.98	0.024	0.023	0.72
	YURACYACU	RI-S03	10	0.35	0.14	0.93	0.146	0.1	0.83
	SURITOR	RI-S04	10	0.725	0.151	0.98	0.281	0.168	0.86
	CEMENTO SELVA	RI-S05	20	2.68	0.474	0.98	1.422	0.226	0.99
NUEVA CAJAMARCA	SAN FERNANDO	NC-S01	10	0.25	0.226	0.74	0.053	0.034	0.84
	NV CAJAMARCA	NC-S02	10	2.05	0.442	0.98	0.629	0.272	0.92
GERA I	PSE GERA	GE-S01	10	0.6	0.147	0.97	0.172	0.123	0.81
<b>TOTAL =</b>				<b>30.52</b>	<b>9.416</b>		<b>12.017</b>	<b>6.734</b>	

**Tabla 2.3: Despacho de los generadores locales año 2010.**

SUBESTACION	SALIDAS	CODIGO	kV	MAXIMA	MINIMA
				Act.Pow.	Act.Pow.
				MW	MW
BELLAVISTA	CAT 1		0.48	-	-
	CAT 2		0.48	0.858	0.790
	CAT 3		0.48	1.405	1.300
	CAT 4		0.48	1.361	1.260
	EMD		4.16	1.713	-
JUANJUI	SKODA-310		2.4	-	-
TARAPOTO	WARTSILA 1		10	5.336	5.600
	WARTSILA 2		10	5.402	5.700
	CAT 1	3512	0.48	0.756	-
	CAT 2	C32	0.48	0.695	-
	CAT 3	3412	0.48	0.417	-
	CUMMINS		0.48	0.940	-
MOYOBAMBA	CAT 1		0.48	1.507	1.500
	CAT 2		0.48	1.541	1.500
	CAT 3412			0.354	-
	EMD			1.436	-
	ALKO			0.698	-
GERA I	GE 1		10	2.807	-
	GE 2		10	2.838	-
GERA II	GE 1		10	1.756	-
<b>TOTAL =</b>				<b>31.820</b>	<b>17.650</b>

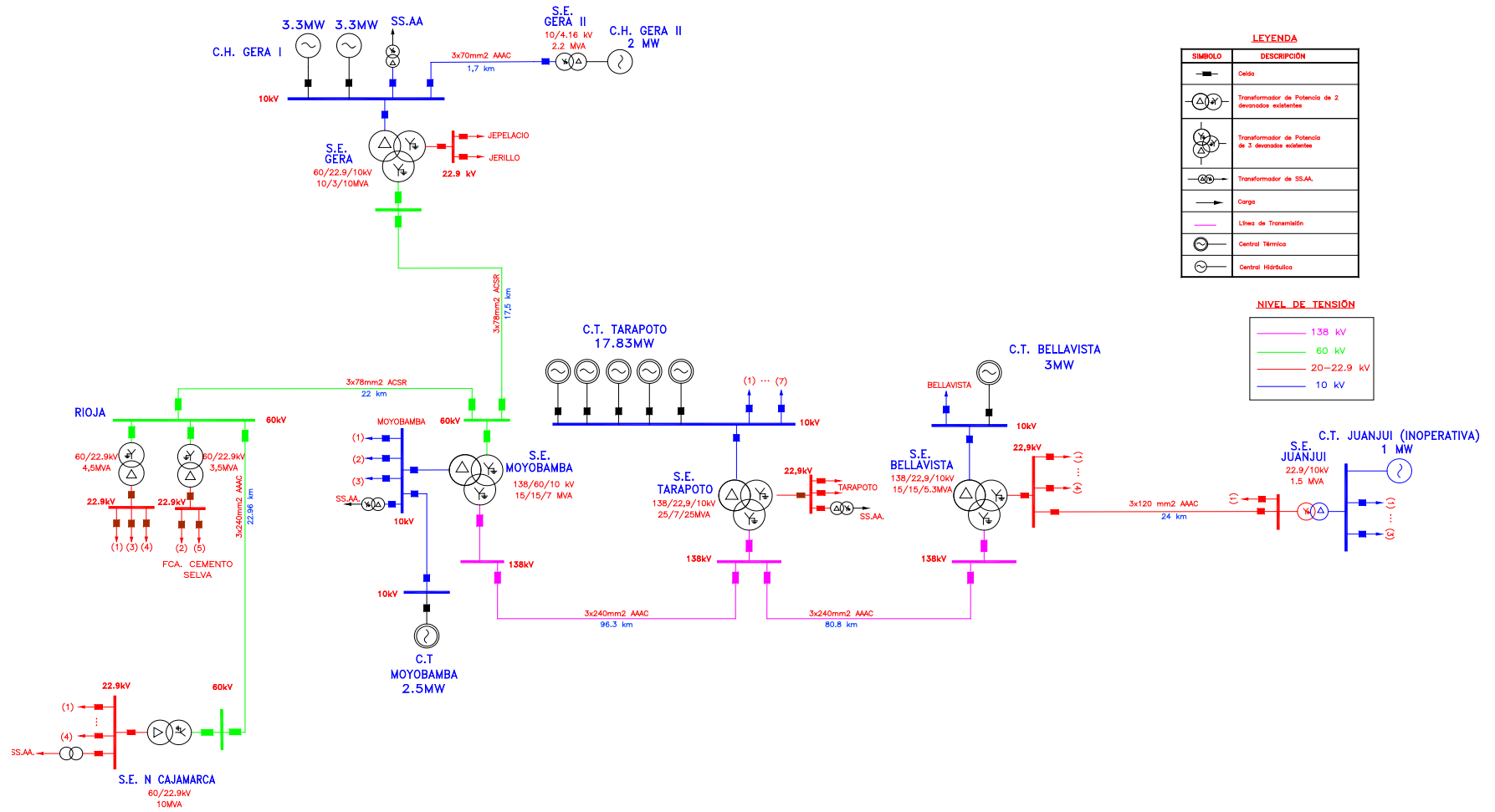
**b) Demanda Proyectada (2011)**

**Tabla 2.4: Máxima y Mínima demanda proyectada por circuito del sistema eléctrico de San Martín año 2011.**

SUBESTACION	SALIDAS	CODIGO	kV	MAXIMA			MINIMA		
				Act.Pow.	React.Pow.	fdp	Act.Pow.	React.Pow.	fdp
				MW	Mvar	-	MW	Mvar	-
BELLAVISTA	BELLAVISTA	BE-S06	10	0.542	0.299	0.88	0.260	0.207	0.78
	SAPOSOA	BE-S01	22.9	0.617	0.000	1.00	0.211	0.000	1.00
	BIAVO	BE-S03	22.9	0.433	0.203	0.91	0.304	0.000	1.00
	PICOTA	BE-S04	22.9	1.300	0.697	0.88	1.003	0.347	0.95
	SISA	BE-S05	22.9	0.764	0.108	0.99	0.255	0.132	0.89
JUANJUI	S-1	BS-021	10	1.029	0.408	0.93	0.368	0.273	0.80
	S-2	BS-022	10	0.336	0.100	0.96	0.140	0.115	0.77
	S-3	BS-023	10	0.188	0.082	0.92	0.089	0.087	0.72
TARAPOTO	ALIM 1	TA-S01	10	3.573	1.268	0.94	1.296	0.961	0.80
	ALIM 3	TA-S03	10	2.621	0.798	0.96	0.975	0.639	0.84
	ALIM 4	TA-S04	10	1.841	0.732	0.93	0.725	0.540	0.80
	ALIM 5	TA-S05	10	1.581	0.538	0.95	0.583	0.406	0.82

SUBESTACION	SALIDAS	CODIGO	kV	MAXIMA			MINIMA		
				Act.Pow.	React.Pow.	fdp	Act.Pow.	React.Pow.	fdp
				MW	Mvar	-	MW	Mvar	-
TARAPOTO	ALIM 7	TA-S07	10	2.708	0.69	0.97	0.834	0.543	0.84
	ALIM 2	TA-S02	22.9	1.895	0.871	0.91	0.742	0.619	0.77
	ALIM 6	TA-S06	22.9	0.921	0.23	0.97	0.384	0.139	0.94
MOYOBAMBA	S-1	MS-S01	10	1.841	0.48	0.97	0.61	0.417	0.83
	S-2	MS-S02	10	0.677	0.266	0.93	0.268	0.255	0.72
	S-3	MS-S03	10	1.408	0.364	0.97	0.498	0.289	0.86
RIOJA	SERSA	RI-S02	10	1.516	0.34	0.98	0.518	0.301	0.86
	YORONGOS	RI-S01	10	0.056	0.012	0.98	0.026	0.025	0.72
	YURACYACU	RI-S03	10	0.379	0.152	0.93	0.158	0.108	0.83
	SURITOR	RI-S04	10	0.785	0.164	0.98	0.304	0.182	0.86
	CEMENTO SELVA	RI-S05	20	2.902	0.513	0.98	1.54	0.245	0.99
NUEVA CAJAMARCA	SAN FERNANDO	NC-S01	10	0.271	0.245	0.74	0.057	0.037	0.84
	NV CAJAMARCA	NC-S02	10	2.22	0.479	0.98	0.681	0.295	0.92
GERA I	PSE GERA	GE-S01	10	0.65	0.159	0.97	0.186	0.133	0.81
<b>TOTAL</b>				<b>33.053</b>	<b>10.198</b>		<b>13.014</b>	<b>7.293</b>	

### 2.3 Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de San Martín Existente.



## 2.4 Parámetros Eléctricos de las Redes en Estudio:

Los parámetros eléctricos de los distintos elementos involucrados son:

**Tablas 2.5 Parámetros Eléctricos de Líneas de Transmisión**

Ubicación	Codigo	kV	Conductor				R(+)	X(+)	B(+)	R(0)	X(0)	B(0)
			Seccion (mm <sup>2</sup> )	Tipo	Amp	Km	Ohm/Km	Ohm/Km	μS/Km	Ohm/Km	Ohm/Km	μS/Km
Tingo Maria - Aucayacu	L-1122	138	240	AAAC	188	44.42	0.1389	0.5183	3,260	0.394	1,854	1,684
Aucayacu - Tocache	L-1124	138	240	AAAC	188	109.9	0.1348	0.51	3,260	0.396	1,594	1,684
Tocache - Bellavista	-	138	240	AAAC	188	149.7	0.1423	0.4993	3,353	0.3194	1,647	1,972
Bellavista - Tarapoto	-	138	240	AAAC	188	80.8	0.1423	0.4993	3,353	0.3194	1,647	1,972
Tarapoto - Moyobamba	-	138	240	AAAC	188	96.3	0.1423	0.4993	3,353	0.3194	1,647	1,972
Bellavista - Juanjui	-	22.9	240	AAAC	545	24	0.159	0.415	4048	3337	1.2	1768
Moyobamba - Gera	-	60	78	ACSR	270	17.5	0.323	0.3908	3,336	0.4196	1.29	2,121
Moyobamba - Rioja	-	60	78	ACSR	270	22	0.323	0.3908	3,336	0.4196	1.29	2,121
Rioja - Nueva Cajamarca	-	60	240	AAAC	475	22.96	0.14206	0.46153	3,627	0.41612	1.64	1,919
C.H. Gera II - C.H. Gera I	-	10	70	AAAC	235	1.7	0.589	0.444	4.51	0.766	2,123	1.73

**Tablas 2.6 Parámetros Eléctricos de Transformadores de Dos (02) Devanados**

Subestacion	Codigo	Marca	Potencia Nominal (MVA)	Tension Nominal (Kv)		Tension C.Circuito (%)		Grupo de Conexión	
			ONAN/O NAF	HV	LV	Vcc	REF (MV A)		
Juanjui Existente	T-2221	ABB	1.5/2.0	22.9±2x 2.5 %	10	2.1	1.5	YN0	
Nueva Bellavista	-	TRAFO	15	138±2x 2.5 %	10	7.91	15	YNd5	
Rioja I	T-602035	ABB	3.5	60±2x 2.5 %	20	6.5 22.9	3.5	YNd11	
Rioja II	T-602045	CEE	4.5	60±2x 2.5 %	20	6.28	4.5	YNd11	
Nueva Cajamarca	T-607	ABB	10/11.5	60±2x 2.5 %	22.9 20	6.5 8.52	10	YNd11	
Gera II	-	ABB	2.2	10±2x 2.5 %	4.16	6.1	2.2	YNd5	
C.T. Bellavista	EMD	-	BROWN BOVERI	3	10.5±2x 2.5 %	2.4 4.16	5.1	3	Yd5 Yy6
	CATERPILLA R 2	-	EPLI	3	10.5±2x 2.38 %	0.46	5.81	3	Yd5
	CATERPILLA R 1	-	PYGSA	2	10.5±2x 2.38 %	0.46	6.3	2	Yd5
	CATERPILLA R 3	-	EPLI	2.5	22.9±2x 1.89 % 10±2x 2.5 %	0.48	6.49 5.94	2.5	YNyn6 Dyn5
	CATERPILLA R 4	-	EPLI	2.5	22.9±2x 1.89 % 10±2x 2.5 %	0.48	6.49 5.94	2.5	YNyn6 Dyn5
C.T. Tarapoto	CUMMINS	-	EPLI	2.5	10±2x 2.5 %	0.48	5.48	2.5	Yd5
	CATERPILLA R	-	BEZ	1	11±2x 2.5 %	0.23	7.14	1	Dyn11
	CATERPILLA R					0.4			
	CATERPILLA R	-	BROWN BOVERI	0.64	10±2x 2.5 %	0.46	4.4	0.64	Dy5
C.T. Moyobamba	CATERPILLA R	-	EPLI	2.5	10±2x 2.5 %	0.48	5.43	2.5	YNd5
	CATERPILLA R	-	EPLI	2.5	10±2x 2.5 %	0.48	5.38	2.5	YNd5
C.T. Juanjui Existente	SKODA-310	-	BROWN BOVERI	3	10.5±2x2.5 %	2.4 4.16	5	3	Yd5 Yy6

**Tablas 2.7 Parámetros Eléctricos de Transformadores de Tres (03) Devanados**

Subestacion	Codigo	Marca	Potencia Nominal (MVA)			Tension Nominal (kV)			Tension de Corto Circuito (%)						Grupo de Conexión
			ONAN/ONAF			HV	MV	LV	HV-MV		MV-LV		LV-HV		
			HV	MV	LV				Vcc	Ref (MVA)	Vcc	Ref (MVA)	Vcc	Ref (MVA)	
Tingo Maria	-	-	50	50	0.38	220±10x1%	138	10	14.55	50	0.188	0.38	0.311	0.38	YNynd1
Aucayacu	T25-162	-	15	10	8	132±13x1%	60	22.9	6.88	10	9.835	8	3.931	8	YNynd5
Tocache	T35-121	-	7/9	7/9	2/2.5	132±13x1%	22.9	10	8.35	7	1.9	2	4.72	2	YNynd5
Bellavista Existente	T-1311	Siemens	15/20	15/20	5.3/7	132±13x1%	22.9	10	9.8	15	8,8	15	12,5	15	YNynd5
S.E. Tarapoto	T-1301	Siemens	25/30	7/9	25/30	132±13x1%	22.9	10	11,7	25	6	25	12.7	25	YNynd5
Moyobamba	T-1331	ABB	15/20	15/20	7/9	132±13x1%	60	10	10.01	15	2.156	7	7.467	7	YNynd5
Gera I	T-601	ABB	10	3	10	60±2x2.5%	22.9	10	5	3	5	3	7.8	10	YNynd5





**VDE/IEC corto circuito**

Reactancia subtransitoria (Saturada)	$x_d''$ (p.u.)	<b>0.1297</b>	0.150	0.159	<b>0.205</b>	0.199	<b>0.163</b>	0.159	0.1297	<b>0.1297</b>	0.148	0.148
resistencia estator ó X/R Ratio	$r_{str}$ (p.u.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reciprocal of Short circuit Ratio	p.u.	0.380	0.400	0.340	1.471	0.280	0.340	0.340	0.380	0.380	0.720	0.828

**RMS simulacion**

Inercia	H (s)	<b>4</b>	-	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	3.24	3.00
Constante de amortiguamiento mecánico	p.u.	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resistencia del estator	$r_{str}$ (p.u.)	-	-	-	<b>0.0027</b>	-	-	-	-	-	<b>0.0124</b>	-
Reactancia de fuga	$x_l$ (p.u.)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cte de tiempo transitoria - eje Longitudinal	$T_{d0}'$ (s)	6.633	6.000	3.686	<b>4.100</b>	3.966	3.686	3.686	6.633	6.633	5.000	5.000
Cte de tiempo transitoria - eje Transversal	$T_{q0}'$ (s)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reactancia transitoria - eje Longitudinal	$x_d'$ (p.u.)	<b>0.2485</b>	0.200	0.242	<b>0.350</b>	0.288	<b>0.242</b>	0.237	0.2485	<b>0.2485</b>	<b>0.270</b>	0.270
Cte de tiempo subtransitoria - eje Longitudinal	$T_{d0}''$ (s)	0.0076	0.0180	0.0054	<b>0.0240</b>	0.0063	0.0054	0.0054	0.0076	0.0076	0.0500	0.0500
Cte de tiempo subtransitoria - eje Transversal	$T_{q0}''$ (s)	0.0058	0.0260	0.0096	<b>0.0980</b>	0.0127	0.0096	0.0096	0.0058	0.0058	0.0600	0.0600
Reactancia subtransitoria - eje longitudinal (No saturada)	$x_d''$ (p.u.)	0.1297	0.1500	0.1590	0.2360	0.1990	0.1630	0.1590	0.1297	0.1297	<b>0.1800</b>	0.1800
Reactancia subtransitoria - eje Transversal (No saturada)	$x_q''$ (p.u.)	0.1222	0.1600	0.3430	0.3134	0.4280	0.3430	0.3430	0.1222	0.1222	0.2160	0.2160

**Tabla 2.9 Parámetros Eléctricos de Reactores**

Subestacion	Tensión	Unidades	Potencia
	kV		MVAR
Nueva Bellavista	10	5	1.66
Tarapoto	138	1	5

## 2.5 Flujo de Carga del Sistema Eléctrico

Los cálculos obtenidos nos permiten observar el comportamiento del sistema en estado estacionario, determinándose los niveles de tensión en barra y la distribución del flujo de potencia (Potencia Activa y Reactiva).

Además nos permite verificar la capacidad de transmisión de sus equipos eléctricos, observando que no operen en condiciones de sobrecarga y/o niveles de tensión en barras fuera del rango permitido por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos<sup>2</sup> (en adelante, NTCSE) y el Comité de Operación Económica del Sistema (en adelante, COES).

### 2.5.1 Metodología Técnica

Para evaluar los resultados de flujo de carga en régimen estacionario se consideran como criterios de calidad y confiabilidad que el sistema debe satisfacer las siguientes condiciones:

#### ❖ Niveles de tensión admisibles en barra

-Operación Normal :  $\pm 5\% V_N$  ( $V_N$ : Tensión Nominal)

-Operación en contingencia :  $+5\% V_N$  y  $-10\% V_N$ .

<sup>2</sup> Decreto Supremo N° 020-97-EM, vigente a partir del 11 de octubre de 1997.

❖ **Líneas y transformadores sin sobrecarga**

- Operación Normal : 100%SN (SN: Pot. Nominal)
- Operación en contingencia : 120% SN

Las simulaciones de flujo de Carga se han desarrollado con el software DigSilent – Power Factory 13.2.444.

**2.5.2 Escenarios Evaluados**

Para el análisis de flujo de carga se ha considerado los siguientes casos:

- ❖ **Escenario A** : ENERGIZACIÓN (En Mínima Demanda)
  - **Caso A.1:** L.T. Tocache - Bellavista (Con Reactor 3x2,5 MVAR en Bellavista 10kV).
  - **Caso A.2:** L.T. Bellavista - Tarapoto (Conectados Reactores 5x2,5 MVAR en Bellavista 10kV y transformador. de Bellavista 3dev. en vacio).
  - **Caso A.3.:** L.T. Tarapoto - Moyobamba (Conectados Reactor 5 MVAR en Tarapoto y transformador. de Tarapoto 3dev. en vacio).
  
- ❖ **Escenario B** : OPERACIÓN NORMAL (Máxima y Mínima Demanda)
  - **Caso B.1:** Gera 1 (E/S), Gera 2 (E/2), Wartzila (F/S).
  - **Caso B.2:** Gera 1 (F/S), Gera 2 (F/2) y Wartzila (E/S).
  - **Caso B.3:** Gera 1 (F/S), Gera 2 (F/2) y Wartzila (F/S).
  - **Caso B.4:** Gera 1 (F/S), Gera 2 (F/2), Wartzila (F/S) y Resto de CT (E/S).
  
- ❖ **Escenario C** : CONTIGENCIA N-1 (Máxima Demanda)
  - **Caso C.1.-** L.T Tocache-Bellavista (F/S) (Operación Aislada)

### 2.5.3 Resultados de los Casos Considerados

Los resultados de las simulaciones se muestran en el Anexo II; sin embargo, en el siguiente cuadro se muestra un resumen de los niveles de tensión en barras tanto de 138 KV como 10 KV en la subestación Bellavista.

**Tabla 2.10: Tabla resumen de niveles de tensión en la subestación Bellavista**

FLUJO DE CARGA	SUBESTACION BELLAVISTA			
	BARRA 138KV		BARRA 10 KV	
Escenario A: ENERGIZACION (en Mínima Demanda)	Tension en p.u	KV	Tension en p.u	KV
<b>Caso A.1:</b> L.T. Tocache - Bellavista (Con Reactor 3x2.5MVAR en Bellavista 10kV).				
Estiaje Mínima demanda	1.008	139.104	1.021	10.21
Avenida Mínima Demanda	1.024	141.312	1.037	10.37
<b>Caso A.2:</b> L.T. Bellavista - Tarapoto (Conectados Reactores 5x2.5MVAR en Bellavista 10kV y transf. de Bellavista 3dev. en vacío).				
Estiaje Mínima Demanda	1.011	139.518	0.998	9.98
Avenida Mínima Demanda	1.026	141.588	1.013	10.13
<b>Caso A.3:</b> L.T. Tarapoto - Moyobamba (Conectados Reactor 5MVAR en Tarapoto y transf. De Tarapoto 3dev. en vacío).				
Estiaje Mínima Demanda	1.025	141.45	1.012	10.12
Avenida Mínima Demanda	1.038	143.244	1.025	10.25
<b>Escenario B : OPERACIÓN NORMAL (Máxima y Mínima Demanda)</b>				
<b>Caso B.1:</b> Gera 1 (E/S), Gera 2 (E/S), Wartzila (F/S).				
Estiaje Mínima Demanda	1.003	138.414	1.016	10.16
Estiaje Máxima Demanda	0.972	134.136	0.972	9.72
Avenida Mínima Demanda	1.007	138.966	1.007	10.07
Avenida Máxima Demanda	0.973	134.274	0.973	9.73
<b>Caso B.2:</b> Gera 1 (F/S), Gera 2 (F/S) y Wartzila (E/S).				
Estiaje Mínima Demanda	0.981	135.378	0.993	9.93
Estiaje Máxima Demanda	1	138	1	10
Avenida Mínima Demanda	0.997	137.586	0.997	9.97
Avenida Máxima Demanda	0.989	136.482	1.041	10.41
<b>Caso B.3:</b> Gera 1 (F/S), Gera 2 (F/S) y Wartzila (F/S).				
Estiaje Máxima Demanda al 80% Demanda del sistema	1.004	138.552	1.004	10.04
Avenida Máxima Demanda al 80% Demanda del sistema	0.993	137.034	1.045	10.45
<b>Caso B.4:</b> Gera 1 (F/S), Gera 2 (F/2), Wartzila (F/S) y Resto de CT (E/S).				
Estiaje Máxima Demanda CT menores en servicio	0.987	136.206	1.025	10.25
Avenida Máxima Demanda CT menores en servicio	0.984	135.792	1.022	10.22
<b>Escenario C : CONTINGENCIA N-1(Máxima Demanda)</b>				
L.T.Tocache-Bellavista (F/S) Operación Aislada				
Avenida Máxima Demanda 2011, Caso Base condición normal de operación	0.962	132.756	0.962	9.62

**CAPITULO III**  
**ESTUDIO DE PROTECCIONES, CORTOCIRCUITO Y COORDINACION DEL**  
 **AISLAMIENTO.**

**3.1 Cálculos de Cortocircuito.**

**3.1.1 Objetivos.**

El cálculo de corrientes de cortocircuito tiene como objetivo determinar las corrientes máximas y mínimas de falla del área en estudio cuyos resultados permitirán:

- Verificar la clase de precisión de los transformadores de corriente.
- Verificar la capacidad de las celdas y dispositivos de interrupción de falla.
- Desarrollar los cálculos y determinar los ajustes adecuados de los relés de protección.

**3.1.2 Datos del Sistema Eléctrico**

Para el análisis de corto circuito se ha tomado en cuenta la base del SEIN y el COES, para las temporadas de Avenida Máxima y Mínima Demanda 2011 y Estiaje Máxima y Mínima Demanda 2011 en base a esta configuración se han simulado las corrientes de cortocircuito.

### 3.1.3 Metodología y Criterios

- El periodo de análisis es en las temporadas de Avenida y Estiaje 2011.
- Las simulaciones de cortocircuito se han desarrollado con el software DigSilent – Power Factory 13.2.444(ver Anexo III).
- Las corrientes de corto circuito han sido simuladas según norma IEC 60909 (2001).

Las fallas evaluadas son las siguientes:

- Falla Monofásica con Resistencia de Falla de 0, 50 y 100  $\Omega$ .
- Falla Bifásica con Resistencia de Falla de 0, 5 y 10  $\Omega$ .
- Falla Trifásica con Resistencia de Falla de 0  $\Omega$ .
- Duración de apertura de Interruptor 100 mili segundos.
- Duración de apertura por Térmico 1,0 segundo.

### 3.1.4 Casos Simulados para el Cortocircuito

Los escenarios considerados para obtener las máximas y mínimas de corto circuito son las siguientes:

- **Caso 01** : Operación del Sistema Interconectado al SEIN
- **Caso 02** : L.T.138 kV Tingo María-Huánuco (L-1121) “F/S”
- **Caso 03** : Operación del Sistema Aislado del SEIN

### 3.1.5 Resultados de los Casos Simulados

A continuación se presentan como resultado las corrientes máximas y mínimas de falla por caso analizado:

a) **Caso 01: Operación del sistema eléctrico de San Martín Interconectado al SEIN**

**Tabla 3.1: Corrientes de cortocircuito en la subestación Bellavista considerando el caso 01.**

<b>ESTIAJE MAXIMA DEMANDA 2011</b>				
<b>Subestación</b>	<b>Ubicación</b>	<b>kV</b>	<b>Trifásica</b>	<b>Monofásica</b>
			<b><math>I_{k''A}</math> (kA)</b>	<b><math>3 \times I_0</math> (kA)</b>
			<b><math>R = 0\Omega</math></b>	<b><math>R = 0\Omega</math></b>
<b>Bellavista</b>	<b>Transformador 20/20/7MVA</b>	138	1.058	1.268
		22.9	3.453	4.023
		10	7.141	0
	<b>Transformador 15MVA</b>	138	1.058	1.268
		10	6.629	1.922

:

<b>AVENIDA MINIMA DEMANDA 2011</b>								
<b>Subestación</b>	<b>Ubicación</b>	<b>kV</b>	<b>Bifásica</b>			<b>Monofásica</b>		
			<b><math>I_{k''B}</math> (kA)</b>			<b><math>3 \times I_0</math> (kA)</b>		
			<b><math>R = 0\Omega</math></b>	<b><math>R = 5\Omega</math></b>	<b><math>R = 10\Omega</math></b>	<b><math>R = 0\Omega</math></b>	<b><math>R = 50\Omega</math></b>	<b><math>R = 100\Omega</math></b>
<b>Bellavista</b>	<b>Transformador 20/20/7MVA</b>	138	0.809	0.804	0.799	1.125	0.860	0.608
		22.9	2.634	2.210	1.665	3.567	0.262	0.132
		10	5.421	1.837	0.972	0	0	0
	<b>Transformador 15MVA</b>	138	0.809	0.804	0.799	1.125	0.860	0.608
		10	5.152	1.816	0.967	1.743	0.115	0.058



b.) **Caso 02: L.T. 138kV Tingo María – Huánuco (L-1121) “F/S”**

**Tabla 3.2: corrientes de cortocircuito en subestación Bellavista considerando el caso 02.**

<b>ESTIAJE MAXIMA DEMANDA 2011</b>				
<b>Subestación</b>	<b>Ubicación</b>	<b>kV</b>	<b>Trifásica</b>	<b>Monofásica</b>
			<b><math>I_{k''A}</math> (kA)</b>	<b><math>3 \times I_0</math> (kA)</b>
			<b><math>R = 0\Omega</math></b>	<b><math>R = 0\Omega</math></b>
<i>Bellavista</i>	<i>Transformador 20/20/7MVA</i>	138	1.030	1.241
		22.9	3.419	3.991
		10	7.085	0
	<i>Transformador 15MVA</i>	138	1.030	1.241
		10	6.546	1.917

<b>AVENIDA MINIMA DEMANDA 2011</b>								
<b>Subestación</b>	<b>Ubicación</b>	<b>kV</b>	<b>Bifásica</b>			<b>Monofásica</b>		
			<b><math>I_{k''B}</math> (kA)</b>			<b><math>3 \times I_0</math> (kA)</b>		
			<b><math>R = 0\Omega</math></b>	<b><math>R = 5\Omega</math></b>	<b><math>R = 10\Omega</math></b>	<b><math>R = 0\Omega</math></b>	<b><math>R = 50\Omega</math></b>	<b><math>R = 100\Omega</math></b>
<i>Bellavista</i>	<i>Transformador 20/20/7MVA</i>	138	0.787	0.784	0.779	1.101	0.852	0.606
		22.9	2.607	2.196	1.660	3.538	0.263	0.132
		10	5.376	1.837	0.972	0	0	0
	<i>Transformador 15MVA</i>	138	0.787	0.784	0.779	1.101	0.852	0.606
		10	5.086	1.815	0.968	1.739	0.115	0.058

c.) **Caso 03 : Operación de Sistema Aislado del SEIN**

**Tabla 3.3: corrientes de cortocircuito en la subestación Bellavista considerando el caso 03.**

<b>MAXIMA DEMANDA 2011</b>				
<b>Subestación</b>	<b>Ubicación</b>	<b>kV</b>	<b>Trifásica</b>	<b>Monofásica</b>
			<b><math>I_{k''A}</math> (kA)</b>	<b><math>3 \times I_0</math> (kA)</b>
			<b><math>R = 0\Omega</math></b>	<b><math>R = 0\Omega</math></b>
<b>Bellavista</b>	<b>Transformador 20/20/7MVA</b>	138	0.607	0.786
		22.9	2.726	3.329
		10	5.906	0
	<b>Transformador 15MVA</b>	138	0.607	0.786
		10	4.951	1.804

<b>MINIMA DEMANDA 2011</b>								
<b>Subestación</b>	<b>Ubicación</b>	<b>kV</b>	<b>Bifásica</b>			<b>Monofásica</b>		
			<b><math>I_{k''B}</math> (kA)</b>			<b><math>3 \times I_0</math> (kA)</b>		
			<b><math>R = 0\Omega</math></b>	<b><math>R = 5\Omega</math></b>	<b><math>R = 10\Omega</math></b>	<b><math>R = 0\Omega</math></b>	<b><math>R = 50\Omega</math></b>	<b><math>R = 100\Omega</math></b>
<b>Bellavista</b>	<b>Transformador 20/20/7MVA</b>	138	0.464	0.463	0.462	0.695	0.619	0.504
		22.9	2.064	1.841	1.489	2.927	0.262	0.132
		10	4.450	1.788	0.964	0	0	0
	<b>Transformador 15MVA</b>	138	0.464	0.463	0.462	0.695	0.619	0.504
		10	3.829	1.735	0.955	1.633	0.115	0.058

En resumen observamos de las Tablas Nos. 3.1, 3.2 y 3.3 que las corrientes de cortocircuito máxima en la Nueva Subestación Bellavista corresponden al caso 01: es decir el sistema eléctrico de San Martín interconectado al SEIN con una corriente de cortocircuito máxima de 1 058 A para la barra de 138 kV y una corriente de cortocircuito máxima de 6 629 A para la barra de 10 kV.

### **3.2 Estudio de Coordinación de Aislamiento.**

En esta tesis, se presentan los resultados del estudio de coordinación de aislamiento para la verificación de la selección del nivel de aislamiento de los equipos ya instalados en la Nueva Subestación Bellavista 138/22,9/10 kV, 15/15/5,3 MVA

El nivel de aislamiento, se logra utilizando la metodología establecida en la Norma Internacional IEC-60071-2 [1], así como en las Normas ANSI C37.32 e IEEE Std 1313 Power System – Insulation Coordination.

#### **3.2.1 Datos Generales**

##### **Parámetros Ambientales**

Altura Sobre el nivel del mar	: 274 m.s.n.m.
Temperatura máxima anual	: 34 °C
Temperatura mínima anual	: 22 °C
Temperatura media anual	: 28 °C
UBC Zona sísmica	: 1

### Parámetros del Sistema

Voltaje Nominal	:	138 kV	22,9 kV
Frecuencia Nominal	:	60Hz	60Hz
Tensión máxima de operación del sistema	:	170 kV	24kV
Sistema sólidamente puesto a tierra	:	En Y	En Y
Numero de Fases	:	3	3
Tiempo normal de aclaración de las fallas	:	100 ms	100 ms
Tiempo de aclaración de las fallas en respaldo	:	400 ms	400 ms

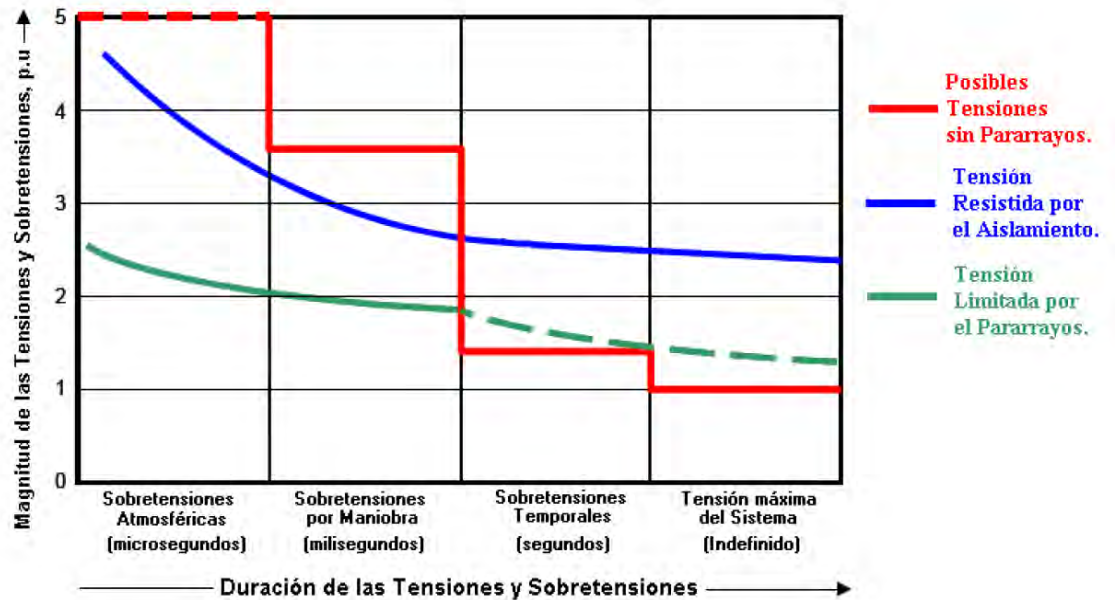
#### 3.2.2 Metodología para la Coordinación de Aislamiento.

El procedimiento de coordinación de aislamiento es la determinación de las resistencias dieléctricas de los equipos con relación a los esfuerzos de tensión que se puedan presentar teniendo en cuenta las características de los elementos de protección.

Para la determinación del nivel de aislamiento de los equipos de la Nueva Subestación Bellavista se siguió el método determinístico para seleccionar los aislamientos internos (No - autorestaurables) y un método probabilístico simplificado de la norma IEC 60071-2 para establecer los aislamientos externos (Autorestaurables)

En la Figura 3.1 se muestra de manera general a cada una de las sobretensiones con sus respectivos rangos de duración y amplitud en por unidad (en adelante, p.u.) y la relación que debe existir entre ellas con las

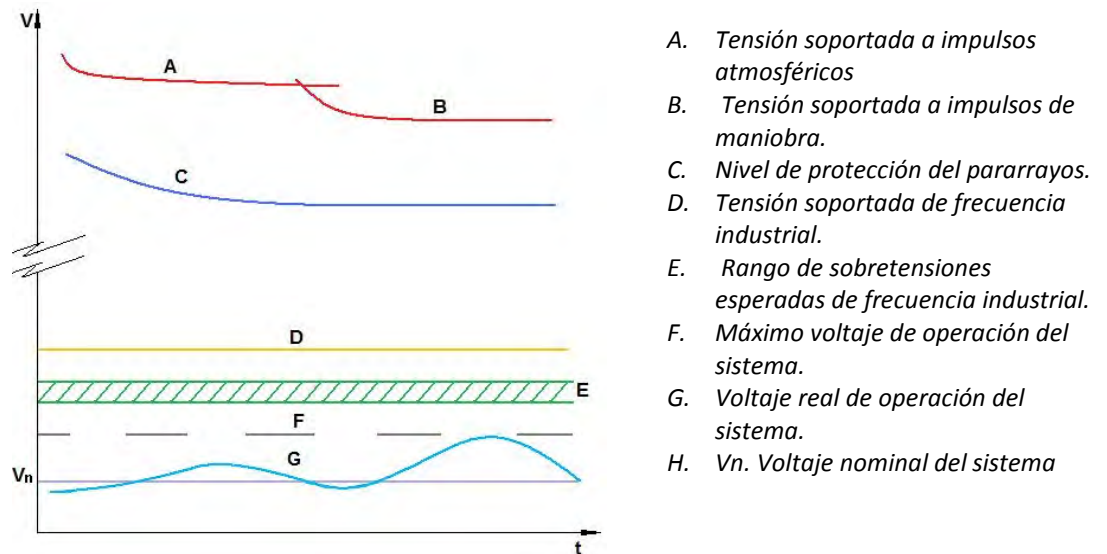
tensiones limitadas por el pararrayos y las tensiones soportadas por el aislamiento del equipo. Asimismo, se tiene que para sobretensiones por maniobra y atmosféricas la amplitud de la sobretensión podría superar a la tensión soportada por los equipos, sin embargo la función del pararrayos es limitar tales sobretensiones a valores inferiores. Dando como resultado que el aislamiento tenga que soportar tensiones menores que las sobretensiones que se podrían originar sin el uso del pararrayos. Las sobretensiones temporales, por lo general, están por debajo de la tensión resistida por el aislamiento, por lo que el pararrayos no limita este tipo de sobretensiones. Además de que limitar este tipo de sobretensiones implicaría una alta absorción de energía por parte del pararrayos, debido al tiempo de permanencia de la sobretensión.



**Figura. 3.1- Tipo de sobretensiones y sus rangos de duración.**

En la Figura 3.2 se muestra mediante una curva voltaje-tiempo los criterios generales para la coordinación de aislamiento aplicable en forma individual para cada equipo. En la parte superior de la figura se ubican las

tensiones tipo impulso, mientras que en la parte inferior se sitúan las curvas de tensión a frecuencia industrial, en el orden correcto para coordinación.

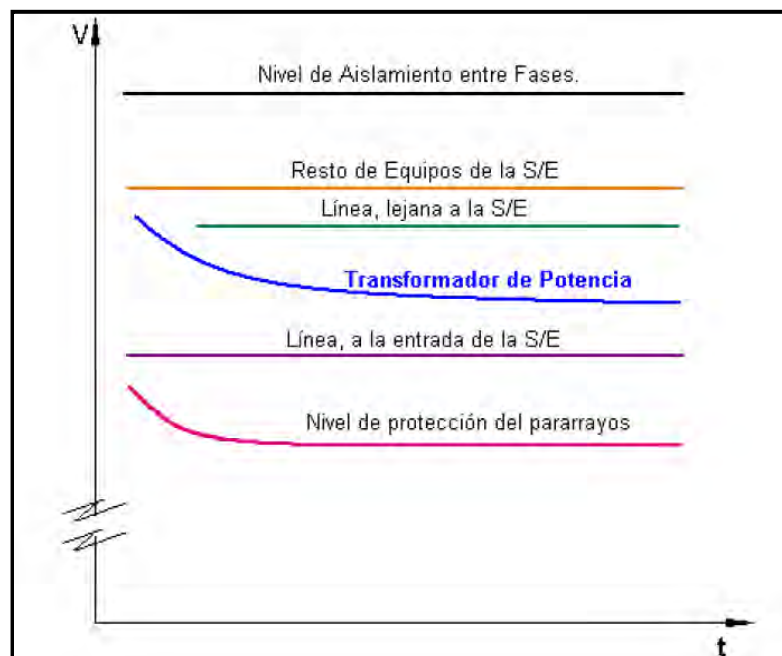


**Figura. 3.2-Criterios generales para la coordinación de aislamiento.**

Como parte de la coordinación de aislamiento se considerará el criterio de brindar mayor protección al equipo más importante del sistema, que en el caso de Nueva Subestación Bellavista corresponde al transformador de potencia. Para este efecto se dispone de pararrayos exclusivos para su protección. Para el resto del equipo, si bien no se tiene pararrayos dedicados a cada uno de ellos, se verificará que entren dentro de la zona de protección de los pararrayos de línea.

En la Figura 3.3 muestra los criterios generales para la coordinación de aislamiento aplicable a la Nueva Subestación Bellavista, en donde se toma como referencia el nivel de aislamiento del transformador, que es el

equipo mejor protegido. Luego, el nivel de aislamiento del resto del equipo es superior al del transformador ya que estos aislamientos no se encuentran directamente protegidos por el pararrayos. Para la línea asociada a la subestación se considera dos niveles de aislamiento, un valor mayor que corresponde al de la línea propiamente dicha y que considera al tramo de línea lejano a la subestación y un valor menor para el tramo a la entrada de la subestación, esto con el fin de que las ondas de impulso se descarguen a tierra antes de llegar a la subestación. El nivel de protección del pararrayos es siempre menor que el nivel del aislamiento de cualquiera de los equipos así como del aislamiento de la línea. Finalmente el nivel de aislamiento entre fases es mayor al nivel de aislamiento fase tierra.



**Figura 3.3-Criterios generales para coordinación de aislamiento**

### 3.2.3 Determinación de las Sobretensiones Representativas ( $U_{rp}$ )

#### a.) Tensión a frecuencia industrial

Para propósitos de coordinación de aislamiento es considerado igual al voltaje más alto del sistema, en este caso corresponde a la máxima tensión de diseño de los equipos de patio:  $U_s = U_m$  y la tensión de base ( $U_{base}$ ).

$$U_{base} = U_m \left( \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right)$$

Según la norma IEC 60071-2 las diferentes distancias específicas mínimas para los diferentes niveles de contaminación se muestran a continuación.

**Tabla 3.1.- Distancias específicas mínimas nominales.**

<b>Nivel de Polución</b>	<b>Distancia específica mínima nominal (mm/kv)</b>
<i>Ligero</i>	16
<i>Medio</i>	20
<i>Alto</i>	25
<i>Muy Alto</i>	31



**Tabla 3.2-Distancia de fuga recomendadas**

<b>Nivel de Polución</b>	<b>Ejemplo de entornos ambientales típicos</b>	<b>Mínima Distancia de Fuga Nominal mm/kV</b>
<b>I Ligera</b>	-Áreas libres de industria y con la baja densidad de casas equipadas con plantas de calefacción.	16
	- Áreas con baja densidad de industrias o de casas pero sujetas a los vientos frecuentes y/o lluvia.	
	- Áreas agrícolas en las que se fumige con fertilizantes o se quemé residuos aumentado la contaminación por dispersión del viento.	
	- Áreas montañosas.	
	- Todas esas áreas deberán estar situadas por lo menos de 10 kilómetros a 20 kilómetros del mar y no estar expuestas en forma directa a brisas marinas	
<b>II Media</b>	- Áreas con industrias sin producción de humo contaminante y/o con una densidad media de casas equipadas de plantas de calefacción.	20
	- Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero con vientos y/o lluvias frecuentes.	
	- Áreas expuestas a brisas marinas pero no tan cercanas a la costa (al menos a varios kilómetros de distancia.)	
<b>III Fuerte</b>	- Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción que produzcan contaminación.	25
	- Áreas cercanas al mar o expuestas a fuertes vientos marinos	
<b>IV Muy Fuerte</b>	- Áreas de extensión moderada expuestas a polvo de características conductivas y a humo industrial con presencia de partículas conductivas gruesas	31
	-Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa, expuestas a la espuma del mar o a vientos marinos excesivamente fuertes.	
	-Áreas desérticas, caracterizadas por carencia de lluvia durante largos períodos de tiempo, expuestas a vientos fuertes que acarrear arena y sal, y sujetadas a la condensación regular.	

Según las especificaciones técnicas del proyecto la zona de la subestación está sometida a un ambiente con polvo industrial, clasificado con un nivel de polución alto que de acuerdo a la Tabla 3.2 (Norma IEC 60071-2)

corresponde a una distancia de fuga específica mínima nominal de 25 mm/kV.

#### **b.) Sobretensiones temporales**

Las sobretensiones temporales se caracterizan por tener una duración relativamente larga, frecuencias cercanas a la fundamental, por tanto se consideran como de frecuencia industrial, y amplitudes inferiores a las de otros tipos de sobretensión.

Estas sobretensiones se originan debido a fallas a tierra u operaciones de maniobra tales como rechazo de carga, efecto ferranti y efectos de resonancia y ferro resonancia, es así que de acuerdo al origen de la sobretensión se definen sus parámetros característicos como: amplitud, forma de onda y duración

Las causas y fenómenos que provocan este tipo de sobretensión son:

#### **Sobretensiones por falla a tierra**

La ocurrencia de una falla a tierra en un determinado punto del sistema lleva a un aumento de la tensión de fase-tierra en las fases sanas , cuyo valor depende del grado de aterrizamiento del sistema.

Si el sistema está sólidamente puesto a tierra la norma considera que la máxima sobre tensión eficaz no sobrepasa 1.4 veces la tensión máxima eficaz fase a tierra del sistema. Para sistemas con neutro aislado las sobretensiones alcanzan 1.73 veces la tensión eficaz máxima.

$$U_{rp(p-e)} = \frac{KU_S}{\sqrt{3}}$$

Donde:

K: Factor de falla a tierra.

$U_S$ : Máxima tensión del sistema en kV.

**Sobretensiones por rechazo de carga**

Un rechazo de carga podría suscitarse ante una operación indebida de un interruptor, dando como resultado la elevación del voltaje en todo el sistema. Esto se debe a que ante la pérdida de carga, el flujo de corriente disminuye, por lo tanto el efecto capacitivo de las líneas se incrementa y la caída de tensión a través de las impedancias se reduce.

Las sobretensiones temporales debidas al rechazo de carga son función de la carga rechazada, de la disposición del sistema después de la desconexión y de las características de las centrales de generación involucradas, tales como las regulaciones de voltaje y velocidad de los generadores que actuarán para disminuir los valores de las sobretensiones intentando llevar al sistema a condiciones normales de operación.

En sistemas con líneas relativamente cortas las sobretensiones generadas son bajas.

Las sobretensiones debidas al rechazo de carga son iguales para las tres fases del sistema y se controlan mediante compensación reactiva, es así que, el uso de reactores en derivación, capacitores en serie o compensadores estáticos, reducen la elevación del voltaje. Para efectos de nuestro estudio estos valores se consideran de la siguiente forma

$$\text{Fase a Tierra: } U_{rp(p-e)} = \frac{KU_S}{\sqrt{3}}$$

$$\text{Fase a Fase: } U_{rp(p-p)} = KU_S$$

### **Sobretensiones representativas temporales:**

Las sobretensiones representativas temporales considerando las anteriores fuentes no simultáneamente son:

$$\text{Fase a Tierra: } U_{rp(p-e)} = \frac{KU_S}{\sqrt{3}}$$

$$\text{Fase a Fase: } U_{rp(p-p)} = KU_S$$

### **c.) Sobretensiones de Frente Lento**

Las sobretensiones de frente lento se originan ante la operación de equipos de maniobra súbitas modificaciones en la topología de la red eléctrica, tales como: energización y recierre de una línea, inicio y despeje de fallas, rechazos de carga y establecimiento o interrupción de corrientes capacitivas o inductivas. Así como también por descargas atmosféricas sobre las líneas de transmisión en un punto alejado de la subestación. Todos estos eventos provocan fenómenos transitorios que se traducen en una onda de sobretensión que se caracteriza por tener un frente de onda de algunas decenas a miles de microsegundos. Este tipo de sobretensiones son de mayor magnitud que las sobretensiones temporales.

A continuación se describen algunas de las causas que se generan sobretensiones de frente lento.

### **Impulsos que afectan los equipos en la entrada de la línea re-energización extremo remoto**

La re-energización desde el extremo remoto resulta en impulsos de sobre tensión fase a tierra  $U_{e2}$  y fase a fase  $U_{p2}$ , seleccionados a partir de la figura 3.4. Las sobretensiones representativas para los equipos a la entrada de la línea sin tener en cuenta los pararrayos son los siguientes:

$$U_{et} = 1,25U_{e2} - 0,25 p.u$$

$$U_{pt} = 1,25U_{p2} - 0,43 p.u$$

#### Donde:

$U_{e2}$ : Valor de la sobretensión fase a tierra que tiene una probabilidad del 2% de ser excedido

$U_{et}$ : Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobre tensiones.

$U_{p2}$ : Valor de la sobretensión fase a fase que tiene una probabilidad del 2% de ser excedida

$U_{pt}$ : Valor de sesgamiento de la distribución acumulada de las sobre tensiones fase a fase.

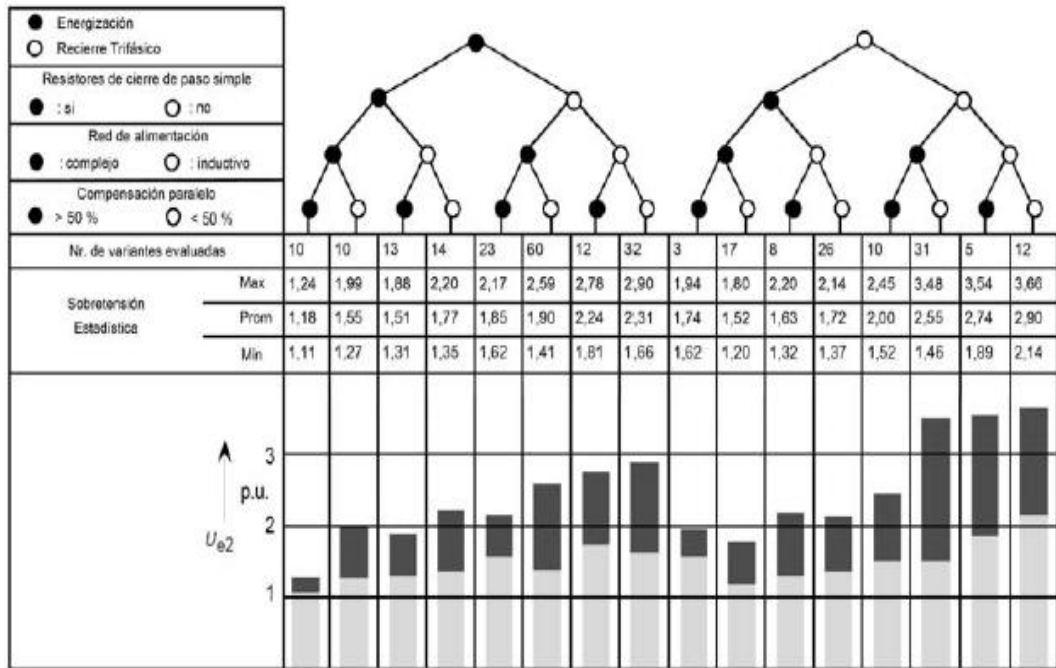


Figura 3.4- Guía para la selección de  $U_{e2}$  para sobretensiones de frente lento en eventos de energización y energización de líneas.

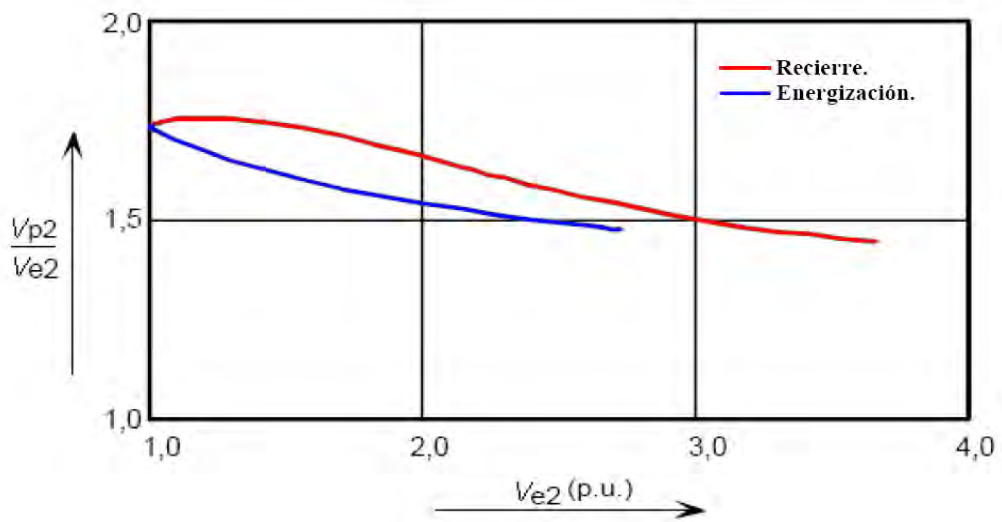


Figura 3.5- Relación entre  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$

### **Impulsos que afectan a todos los equipos energización extremo local**

La energización y re-energización local (extremo emisor) resulta en impulsos de sobretensión menos críticos que para el extremo receptor, con el fin de ser conservativos se seleccionan valores recomendados por la norma  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$ .

$$U_{e'2} = 1,25U_{e2} - 0,25$$

$$U_{p'2} = 1,25U_{p2} - 0,43$$

### **Pararrayos en la entrada de la línea energización desde el extremo remoto**

Con el fin de controlar las sobretensiones por energización de la línea en el extremo remoto se instalan pararrayos en la entrada de la línea con las siguientes características de protección:

- El Nivel de Protección al Impulso de Maniobra (NPM) ( $U_{ps}$ ) es igual a la máxima tensión residual para impulsos de corriente de maniobra (1 KA).
- EL Nivel de protección para el impulso tipo rayo (NPR) ( $U_{pl}$ ) es igual a la tensión máxima residual para un impulso atmosférico de corriente nominal de descarga, 10 KA.
- Con el uso de pararrayos, las sobre tensiones representativas pueden ser dadas directamente por  $U_{ps}$  para las sobre tensiones fase a tierra o  $2U_{ps}$  para las sobre tensiones fase a fase si los valores de protección

son menores a los máximos esfuerzos de sobretensión  $U_{et}$  y  $U_{pt}$  de frente lento.

Para todos los equipos:

$$\text{Fase a Tierra: } U_{rp(p-e)} = \frac{KU_S}{\sqrt{3}}$$

$$\text{Fase a Fase: } U_{rp(p-p)} = KU_S$$

Para equipos a la entrada de la línea:

$$\text{Fase a Tierra: } U_{rp(p-e)} = \frac{KU_S}{\sqrt{3}}$$

$$\text{Fase a Fase: } U_{rp(p-p)} = KU_S$$

### **3.2.4 Determinación de las Tensiones de Soportabilidad para Coordinación**

**( $U_{cw}$ )**

#### **a.) Sobretensiones temporales:**

Para esta clase de sobre tensiones, la tensión de soportabilidad de coordinación es igual a la sobre tensión representativa temporal, por lo tanto el factor de coordinación  $K_c$  es igual a 1.

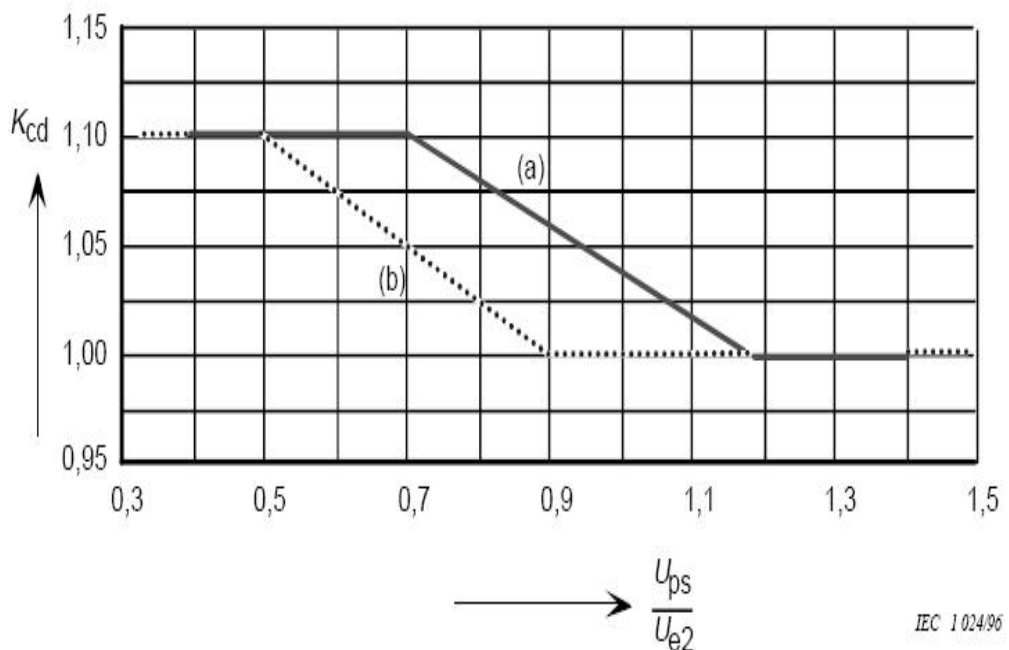
$$\text{Fase a Tierra: } U_{cw} = U_{rp}K_c$$

$$\text{Fase a Fase: } U_{cw} = U_{rp}K_c$$



### b.) Sobretensiones de frente lento:

La tensión de coordinación de soportabilidad es obtenida multiplicando el valor máximo de la sobretensión representativa por un factor de coordinación determinístico  $K_{cd}$  el cual depende de la relación entre el nivel de protección al impulso de maniobra del pararrayos  $U_{ps}$  y el valor de sobretensión fase a tierra  $U_{e2}$  según se muestra en la figura:



**Figura 3.6- Evaluación del factor de coordinación determinístico  $K_{cd}$**

#### Factor de coordinación determinístico:

Para los equipos a la entrada de la línea

$$\text{Fase a Tierra: } \frac{U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd}$$

$$\text{Fase a Fase: } \frac{2U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd}$$

Para los otros equipos:

$$\text{Fase a Tierra: } \frac{U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd}$$

$$\text{Fase a Fase: } \frac{2U_{ps}}{U_{e2}} = K_{cd}$$

Las tensiones de coordinación serán  $U_{cw} = K_{cd}U_{rp}$

**c.) Sobretensiones de frente rápido.**

La metodología estadística simplificada de la norma IEC 60071-2 permite calcular la tensión mínima de soportabilidad de los equipos mediante la siguiente ecuación:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a}$$

Donde:

$U_{cw}$ : Tensión soportable de coordinación al impulso atmosférico, kV.

$U_{pl}$ : Nivel de protección al impulso tipo rayo del pararrayos, kV.

A: Factor dado en la Tabla 3.3 (Norma IEC 60071-2) que describe el comportamiento de la línea ante las descargas eléctricas atmosféricas, kV.

n: Numero de líneas conectadas a la subestación.

L: Separación equivalente entre el pararrayo más cercano y el equipo en consideración, obtenido de:

$$L = a_1 + a_2 + a_3 + a_4$$

$a_1$ : Longitud de la conexión de los pararrayos a la línea, m.

$a_2$ : Longitud de la conexión a tierra del pararrayos, m.

$a_3$ : Longitud del conductor de fase entre el pararrayos y el equipo a proteger para el aislamiento interno y para el aislamiento externo, m.

$a_4$ : Longitud de la parte activa del pararrayos m.

$L_{sp}$ : Longitud del vano de las líneas, m.

$L_a$ : Sección de línea aérea calculada a partir de una tasa de salida igual a una tasa de falla aceptable,  $R_a$ .

$R_a$ : Tasa de falla aceptable para el equipo, 0,0025 fallas/año (1 falla / 400 años).

$R_{km}$ : Tasa de fallas por año del primer kilómetro de línea desde la subestación, fallas/año/km (un defecto en cada 100 km).

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}}$$

Las sobretensiones de frente rápido afectan los aislamientos fase a fase y fase a tierra de igual forma.

**Tabla 3.3- Factor A según el comportamiento de la línea ante descargas atmosféricas.**

Type of line	A (kV)
Distribution lines (phase-phase flashovers):	
– with earthed crossarms (flashover to earth at low voltage)	900
– wood-pole lines (flashover to earth at high voltage)	2700
Transmission lines (single-phase flashover to earth)	
– single conductor	4500
– double conductor bundle	7000
– four conductor bundle	11000
– six and eight conductor bundle	17000

### 3.2.5 Determinación de las Tensiones de Soportabilidad Requeridas ( $U_{rw}$ )

Las tensiones de soportabilidad requeridas son obtenidas aplicando a las tensiones de soportabilidad para coordinación dos factores de corrección:

- $K_a$ : Factor de corrección que tiene en cuenta la altitud de la instalación
- $K_s$ : Factor de seguridad

### **Factor de seguridad**

Los factores de seguridad recomendados por la norma IEC, y que cubren todas estas diferencias entre las condiciones de prueba y las condiciones reales de operación toman los siguientes valores de acuerdo al tipo de aislamiento

- Factor de seguridad para aislamiento interno  $K_S = 1,15$
- Factor de seguridad para aislamiento externo  $K_S = 1,05$

### **Factor de corrección atmosférico**

El factor de corrección atmosférico está definido por la siguiente ecuación.

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

#### Donde:

H: Altura sobre el nivel del mar.

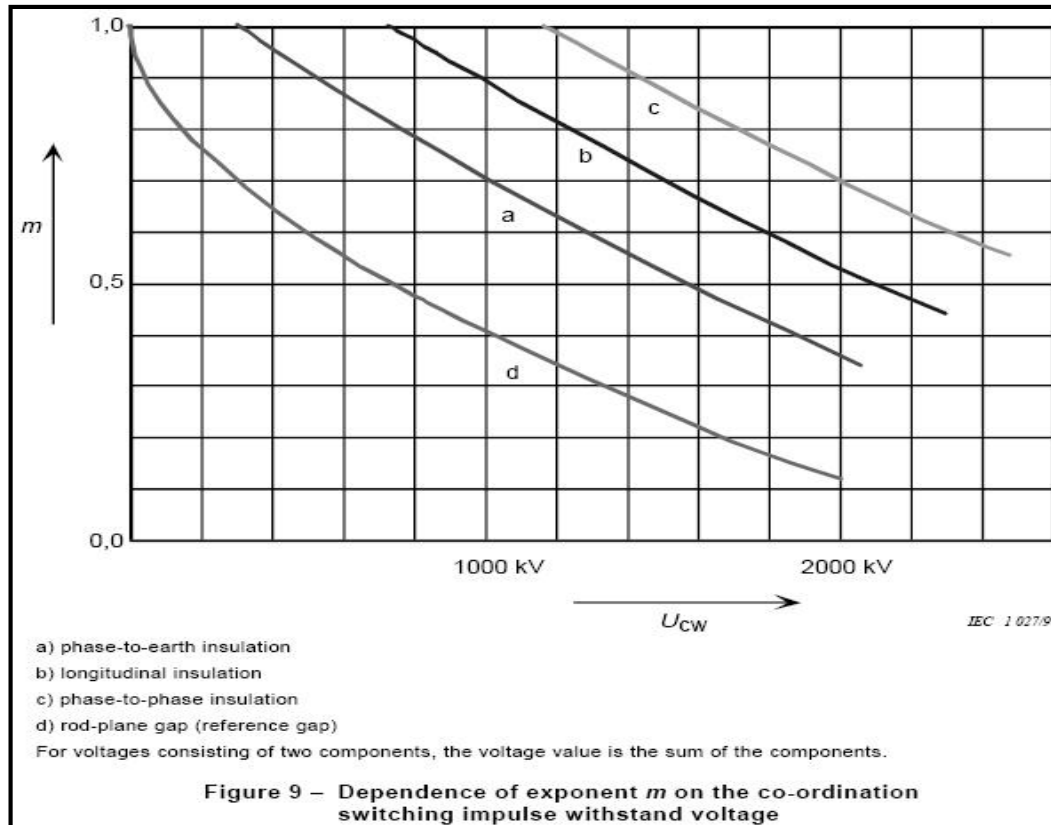
m: 1,0 para coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso tipo rayo.

m: De acuerdo a la figura 3.7 para la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra.

m :1 para voltajes de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial de distancias en el aire y aisladores limpios.

Para aisladores contaminados, se recomienda seleccionar un valor m de 0,8 (Según numeral 4.2.2 de la norma IEC-60071-2).

Para el aislamiento interno puede asumirse que las condiciones atmosféricas no afectan las propiedades del aislamiento.



**Figura 3.7- Dependencia del exponente  $m$  en la coordinación de las tensiones de soportabilidad al impulso de maniobra.**

Si bien la expresión anterior permite determinar el factor con el cual varía la rigidez dieléctrica, en la práctica, debido a que el rango de valores de las tensiones soportadas estandarizados y tabulados en la Norma IEC 60071-1 de acuerdo a la tensión máxima del sistema, se han determinado considerando condiciones normales de operación, esto es, condiciones que cubren alturas de hasta 1000 m.s.n.m., se puede afirmar que para alturas superiores a 1000 m, el factor de corrección por altura aplicable será:

$$K_a = e^{\left(\frac{H-1000}{8150}\right)^m}$$

### Tensiones de soportabilidad requeridas

Los valores para las tensiones de soportabilidad requeridas son obtenidos aplicando la siguiente ecuación:

$$U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$$

### Para sobretensiones temporales:

#### Aislamiento externo:

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$$

$$\text{Fase a Fase } U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$$

#### Aislamiento interno:

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} K_s$$

$$\text{Fase a Fase } U_{rw} = U_{cw} K_s$$

### Para sobretensiones de frente lento:

#### Equipo a la entrada de la línea:

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$$

$$\text{Fase a Fase } U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$$

### Para otros equipos:

#### Aislamiento externo:

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$$

$$\text{Fase a Fase } U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$$

**Aislamiento interno:**

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} K_s$$

$$\text{Fase a Fase } U_{rw} = U_{cw} K_s$$

**Para sobretensiones de frente rápido:****Aislamiento externo:**

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$$

$$\text{Fase a Fase } U_{rw} = U_{cw} K_s K_a$$

**Aislamiento interno:**

$$\text{Fase a tierra } U_{rw} = U_{cw} K_s$$

$$\text{Fase a Fase } U_{rw} = U_{cw} K_s$$

**3.2.6 Conversión a Tensiones de Soportabilidad Normalizadas ( $U_w$ )**

En el rango 1 (Hasta 245 Kv) el nivel de aislamiento es normalmente descrito por la tensión soportada a frecuencia industrial y la tensión soportada al impulso tipo rayo.

La Tabla 3.4 (Norma IEC-60071-2) muestra los factores de conversión requeridos:

**Tabla 3.4.- Factores de conversión para pruebas para rango 1, para convertir tensiones requeridas de soportabilidad al impulso de maniobra a tensiones de soportabilidad a frecuencia industrial de corta duración y al impulso atmosférico.**

Insulation	Short-duration power-frequency withstand voltage <sup>1)</sup>	Lightning impulse withstand voltage
External insulation – air clearances and clean insulators, dry: – phase-to-earth – phase-to-phase – clean insulators, wet	0,6 + $U_{rw} / 8500$ 0,6 + $U_{rw} / 12700$ 0,6	1,05 + $U_{rw} / 6000$ 1,05 + $U_{rw} / 9000$ 1,3
Internal insulation – GIS – liquid-immersed insulation – solid insulation	0,7 0,5 0,5	1,25 1,10 1,00
NOTE – $U_{rw}$ is the required switching impulse withstand voltage in kV.		
<sup>1)</sup> The test conversion factors include a factor of $1/\sqrt{2}$ to convert from peak to r.m.s value.		

Donde:

$U_{rw}$  : Es la tensión de soportabilidad requerida para el impulso de maniobra.

### **Conversión a tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial (SDW)**

Equipo a la entrada de la línea:

Aislamiento externo

- Fase a tierra  $SDW = U_{rw} (0.6 + U_{rw} / 8500)$
- Fase a Fase  $SDW = U_{rw} (0.6 + U_{rw} / 12700)$

Para otros equipos:

Aislamiento externo:

- Fase a tierra  $SDW = U_{rw} (0.6 + U_{rw} / 8500)$
- Fase a Fase  $SDW = U_{rw} (0.6 + U_{rw} / 12700)$

Aislamiento interno:

- Fase a tierra  $SDW = U_{rw} \cdot 0.5$



- Fase a Fase  $SDW = U_{rw} \cdot 0.5$

### **Conversión a tensión de soportabilidad del impulso tipo rayo (LIW)**

#### Equipo a la entrada de la línea:

Aislamiento externo

- Fase a tierra  $LIWL = U_{rw} \cdot 1.3$  (\*\*)
- Fase a Fase  $LIWL = U_{rw} \cdot (1.05 + U_{rw} / 9000)$

#### Para otros equipos:

Aislamiento externo:

- Fase a tierra  $LIWL = U_{rw} \cdot 1.3$  (\*\*)
- Fase a Fase  $LIWL = U_{rw} \cdot (1.05 + U_{rw} / 9000)$

Aislamiento interno:

- Fase a tierra  $LIWL = U_{rw} \cdot 1,1$
- Fase a Fase  $LIWL = U_{rw} \cdot 1,1$

(\*\*) Caso más crítico para aisladores limpios y húmedos

### **3.2.7 Selección de las Tensiones de Soportabilidad Normalizadas**

De acuerdo a la Tabla 3.5 (Norma IEC 60071-1) se seleccionan unos valores normalizados de aislamiento correspondientes a un sistema con una tensión máxima  $U_m$ , estos niveles de aislamiento cubrirán cualquier aislamiento externo e interno fase – fase y fase-tierra.

En Rango I, los valores requeridos de soportabilidad al impulso de maniobra fase a tierra son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial. Los valores de soportabilidad al impulso de maniobra fase a fase son cubiertos por la prueba de corta duración a frecuencia industrial o por la prueba de soportabilidad al impulso tipo rayo.

**Tabla 3.5- Valores normalizados de aislamiento**

Highest voltage for equipment $U_m$ kV (r.m.s. value)	Standard short-duration power-frequency withstand voltage kV (r.m.s. value)	Standard lightning impulse withstand voltage kV (peak value)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325
123	(185)	450
	230	550
145	(185)	(450)
	230	550
	275	650
170	(230)	(550)
	275	650
	325	750
245	(275)	(650)
	(325)	(750)
	360	850
	395	950
	460	1 050

NOTE – If values in brackets are considered insufficient to prove that the required phase-to-phase withstand voltages are met, additional phase-to-phase withstand tests are needed.

### 3.2.8 Distancias Mínimas en Aire

Las distancias en el aire fase a fase y fase a tierra son determinadas de acuerdo al nivel de aislamiento al impulso tipo rayo seleccionado en el numeral anterior (ver la Tabla 3.5). En la Tabla 3.6 se muestran las distancias mínimas en el aire de acuerdo al nivel de aislamiento al impulso tipo rayo para los equipos del rango I.

**Tabla 3.6- Distancias mínimas en aire de acuerdo al nivel de aislamiento al impulso tipo rayo.**

Standard lightning impulse withstand voltage  kV	Minimum clearance mm	
	Rod-structure	Conductor-structure
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

**Nota:**

- Para la distancia mínima fase a tierra es aplicable la configuración conductor-estructura y varilla – estructura.
- Para la distancia mínima fase a fase, es aplicable la configuración varilla-estructura.

**3.2.9 Cálculos Justificativos Coordinación de Asilamiento Nivel de Tensión****138 KV.****Paso 1: Determinación de la Sobretensiones representativas ( $U_{rp}$ ).****a.) Sobretensiones a frecuencia industrial.**

Para el nivel de tensión asignada de 138 kV tenemos

$$U_m = U_S = 170 \text{ kV fase a fase}$$

$$U_{base} = U_m \left( \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) = 138,8 \text{ kV}$$

**b.) Sobretensiones temporales**

Falla fase a tierra:  $U_{rp(p-e)} = \frac{KU_S}{\sqrt{3}} = \frac{(1,4)(170)}{\sqrt{3}} = 137,41 \text{ kV, fase-tierra.}$

Rechazo de carga:  $U_{rp(p-p)} = KU_S = (1,4)(170) = 238 \text{ kV, fase-fase.}$

**Resultado de las sobretensiones representativas:**

$$U_{rp(p-e)} = 137,41 \text{ kV , fase-tierra.}$$

$$U_{rp(p-p)} = 238 \text{ kV, fase-fase.}$$

**c.) Sobretensiones de frente lento.**

$$U_{et} = 1,25U_{e2} - 0,25 \text{ p. u}$$

$$U_{pt} = 1,25U_{p2} - 0,43 \text{ p. u}$$

**Tabla 3.7- Valores sugeridos de  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$  según IEC**

Todos los equipos	$U_{e2}$	1,9 pu
	$U_{p2}$	2,9 pu
En la entrada	$U_{e2}$	3,0 pu
	$U_{p2}$	4,5 pu

Nota: (Valores sugeridos en el Anexo H de la IEC 60071-2)

Sobretensión en extremo de línea por conexión y desconexión que afectan a todos los equipos de la subestación:

#### Todos los equipos

$$\text{Fase-tierra } U_{et} = 2,125 p.u = 2,125(138,8) = 294,95 \text{ kV}$$

$$\text{Fase-fase } U_{pt} = 3,195 p.u = 3,20(138,8) = 443,46 \text{ kV}$$

Sobretensión por reenganche en el otro extremo, sin pararrayos

#### En la entrada

$$\text{Fase-tierra } U_{et} = 3,5 p.u = 3,5(138,8) = 485,8 \text{ kV}$$

$$\text{Fase-fase } U_{pt} = 5,195 p.u = 5,195(138,8) = 721,066 \text{ kV}$$

#### **Características de los pararrayos.**

$$\text{Nivel de protección al impulso maniobra} \quad :U_{ps} = 241 \text{ kV}$$

$$\text{Nivel de protección al impulso atmosférico} \quad :U_{pl} = 294 \text{ kV}$$

$$\text{Fase-tierra } : (U_{ps}) \text{ para cualquier equipo} \quad : U_{rp} = 241 \text{ kV}$$

$$\text{Fase-fase } : (2U_{ps}) \text{ para equipo de entrada} \quad : U_{rp} = 482 \text{ kV}$$

### Tensiones representativas de frente lento

Fase-tierra  $(U_{ps})$  para cualquier equipo :  $U_{rp} = 241 \text{ kV}$

Fase-fase  $(2U_{ps})$  para equipo a la entrada de línea :  $U_{rp} = 482 \text{ kV}$

Fase-fase, para cualquier equipo salvo en la entrada  
de línea :  $U_{rp} = 443,46 \text{ kV}$

### Paso 2: Determinación de la tensiones de coordinación $U_{cw}$ .

#### a.) Sobretensiones temporales

$$K_c \text{ Factor} = 1$$

$$\text{Fase a Tierra: } U_{cw} = U_{rp}K_c = 137,41 \text{ kV}$$

$$\text{Fase a Fase: } U_{cw} = U_{rp}K_c = 238 \text{ kV}$$

#### b.) Sobretensiones de Frente Lento.

Utilizando el método determinístico usando el factor  $K_{cd}$

Equipo de entrada		Relación	$K_{cd}$ (Figura 3.6)
fase-tierra	$U_{ps}/U_{e2}$	0,578	1,10
fase-fase	$2U_{ps}/U_{p2}$	0,771	1,03
<b>Para todos los equipos</b>			
fase-tierra	$U_{ps}/U_{e2}$	0,913	1,06
fase-fase	$2U_{ps}/U_{p2}$	1,197	1,00

$$\text{Fase-Tierra: } U_{cw} = K_{cd}U_{rp};$$

$$U_{cw} = (1,10)(241) = 265,1 \text{ kV, para equipos en la entrada.}$$

$$U_{cw} = (1,06)(241) = 255,46 \text{ kV, para todos los equipos.}$$

$$\text{Fase-Fase: } U_{cw} = K_{cd}U_{rp};$$

$$U_{cw} = (1,03)(482) = 496,46 \text{ kV, para equipos en la entrada.}$$

$$U_{cw} = (1,00)(443,46) = 443,46 \text{ kV, para todos los equipos.}$$

### c.) Sobretensiones de frente rápido.

Considerando los siguientes parámetros:

NPR ( $U_{pl}$ )	= 294 kV
Factor A (tabla 3.3)	= 4500.0 kV
Cantidad de líneas conectadas a la subestación	n=1,0
Vano típico de línea	$L_{sp} = 400$ m
Índice de fallas (salidas)	$R_{km} = 0,03$ Km/año
Tasa de falla aceptable	$R_a = 0,0067$ años
Separación máxima del aislamiento externo:	$L_1 = 50$ m
Separación máxima del aislamiento interno:	$L_2 = 30$ m
Longitud equivalente de tasa de fallas	$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} = 222,22$ m

Aplicando la formula recomendada por la IEC 60071-2:

Aislamiento externo:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 294 + \frac{4500}{2} \left( \frac{50}{400 + 222,22} \right) = 655,60kV$$

Aislamiento interno:

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} \frac{L}{L_{sp} + L_a} = 294 + \frac{4500}{2} \left( \frac{30}{400 + 222,22} \right) = 510,96kV$$

### Paso 3: Determinación de las tensiones de soportabilidad requeridas

$U_{rw}$

Considerando los factores de seguridad:

Aislamiento interno:  $K_s = 1,15$

Aislamiento externo:  $K_s = 1,05$

### Factor de corrección por altura $K_a$

Se aplica la corrección por altura  $K_a$ , para una altitud  $H=247$  m.s.n.m

$m = 1$ ; para tensiones a frecuencia industrial de corta duración.

Para soportabilidad de impulso de maniobra de la figura 3.7 tenemos:

Fase-tierra  $U_{cw} = 265,1$  kV  $m=1$

Fase-fase  $U_{cw} = 496,46$  kV  $m=1$

Para soportabilidad al impulso atmosférico  $m=1$ .

Luego los valores correspondientes de  $K_a$  para el aislamiento externo son:

		H= 247 m.s.n.m
Soportabilidad a frecuencia industrial	Fase-fase y fase-tierra	1,03
Soportabilidad al impulso de maniobra	Fase-tierra	1,03
	Fase-fase	1,03
Soportabilidad al impulso atmosférico	Fase-tierra y fase-fase	1,03

### Tensiones de soportabilidad requeridas $U_{rw}$

Aislamiento externo:  $U_{rw} = U_{cw}K_SK_a$

Aislamiento interno:  $U_{rw} = U_{cw}K_S$

Aplicando los factores de seguridad se obtienen los siguientes resultados:

Aislamiento		Equipo	$U_{cw}(kV)$		$U_{rw}(kV)$	
			Exter.	Inter.	Exter.	Inter.
Sobretensiones temporales	fase-tierra		137,41	137,41	148,60	158,02
	fase-fase		238	238	257,39	273,70
Sobretensiones de frente lento	fase-tierra	Entrada	265,1	265,1	286,70	304,86
		Otros	255,46	255,46	276,28	293,78
	fase-fase	Entrada	496,46	496,46	536,92	570,93
		Otros	443,46	443,46	479,60	509,98
Sobretensiones de frente rápido	fase-tierra		655,60	510,96	709,00	587,60
	fase-fase		655,60	510,96	709,00	587,60



#### Paso 4: Conversión a tensiones de soportabilidad normalizadas

Aislamiento	Tensión	Equipo	Soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial SDW[kV]	Soportabilidad de impulso tipo rayo LIW[kV]
Interno	Fase-tierra	Entrada	152,43	335,34
		otros	146,89	323,16
	fase-fase	Entrada	285,46	628,02
		Otros	255,00	560,10
Externo	fase-tierra	Entrada	181,70	372,71
		otros	174,74	359,16
	fase-fase	Entrada	344,85	595,80
		otros	305,87	529,14

#### Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas.

kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Equipos entrada de la línea		Otros equipos			
kV pico para impulsos de maniobra tipo rayo		$U_{rw(S)}$	$U_{rw(C)}$	$U_{rw(S)}$	$U_{rw(C)}$	$U_{rw(S)}$	$U_{rw(C)}$
Frecuencia industrial	fase-tierra	148,60	181,70	148,60	174,74	158,02	152,43
	fase-fase	<b>257,39</b>	344,85	257,39	305,87	273,70	285,46
Impulso de maniobra	fase-tierra	286,70	-----	276,28	-----	304,86	-----
	fase-fase	<b>536,92</b>	-----	479,60	-----	570,93	-----
Impulso atmosférico	fase-tierra	709,00	372,71	709,00	359,16	587,60	335,34
	fase-fase	709,00	595,80	709,00	529,14	587,60	628,02

#### Selección del aislamiento normalizado.

##### Interno:

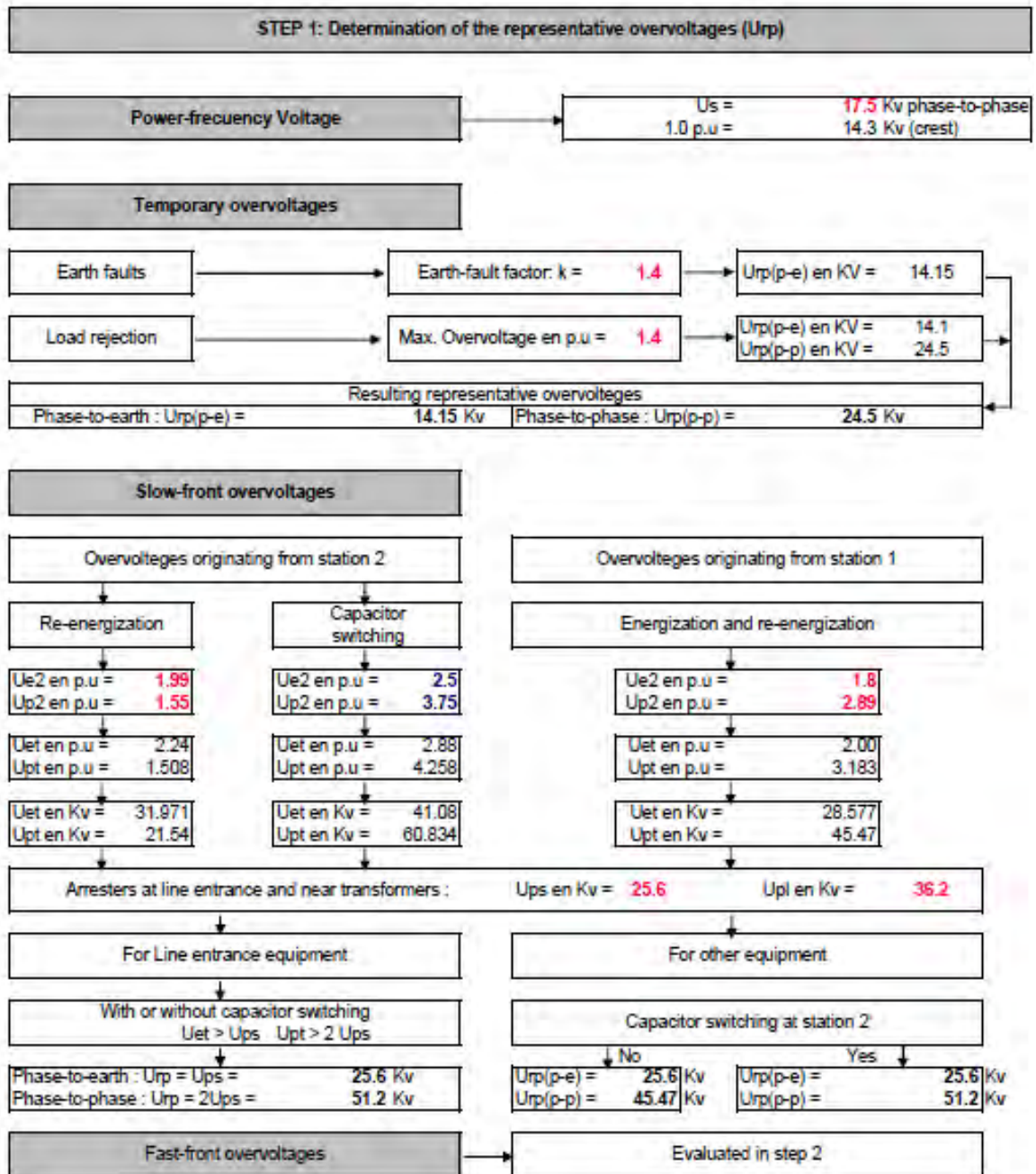
El mayor valor encontrado para las sobretensiones a frecuencia industrial corresponde a 273 kV fase-fase, se selecciona el valor superior correspondiente a 275 kV, la cual está asociada a la soportabilidad al impulso atmosférico de 650 kV, este valor es superior a la tensión de soportabilidad requerida según los cálculos que es de 587,60 kV.

**Externo:**

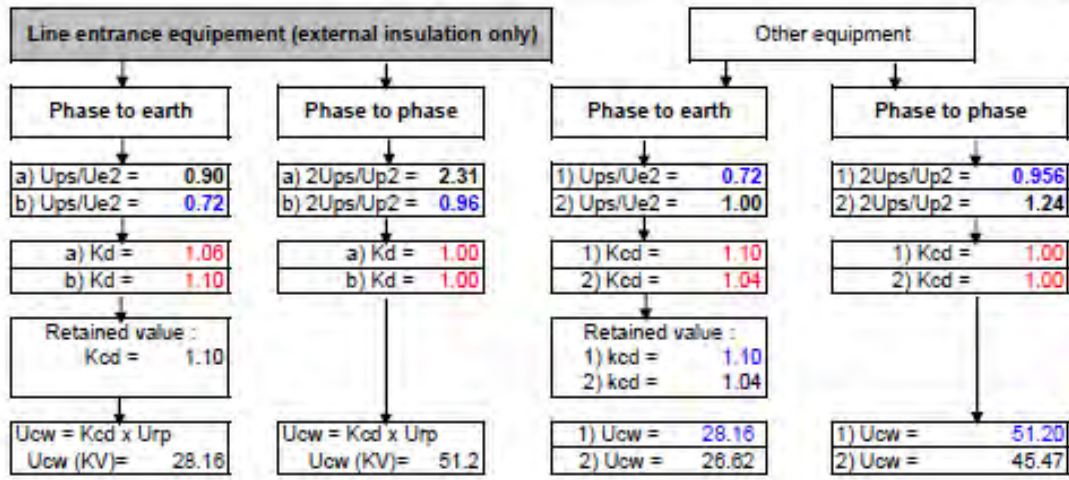
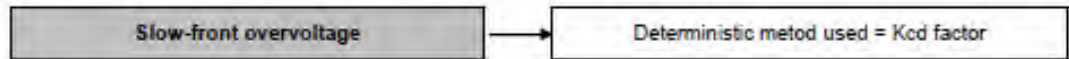
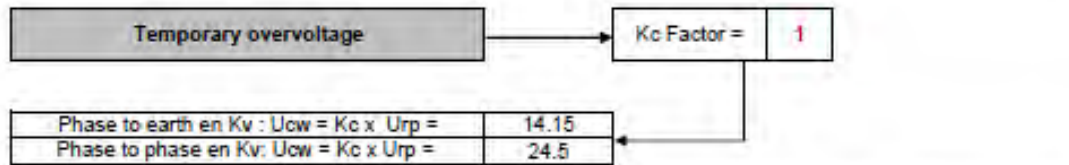
En nuestro caso, para la Nueva Subestación Bellavista ubicada a 247 m.s.n.m se debe utilizar equipos con una soportabilidad al impulso atmosférico mínimo de 750 kV, que corresponde a una soportabilidad a frecuencia industrial de 325 kV y  $U_s = 170 \text{ kV}$ .

**3.2.10 Cálculo Justificativos Coordinación del Asilamiento Nivel de Tensión 10 KV.**

Similarmente a los cálculos realizados anteriormente para el aislamiento de 138 kV, procedemos para el nivel de tensión de 10 kV, obteniéndose el siguiente resumen (continúa en la siguiente página)

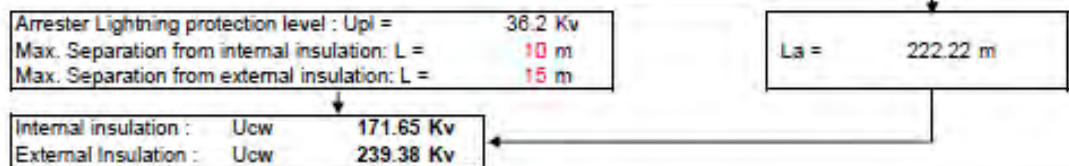
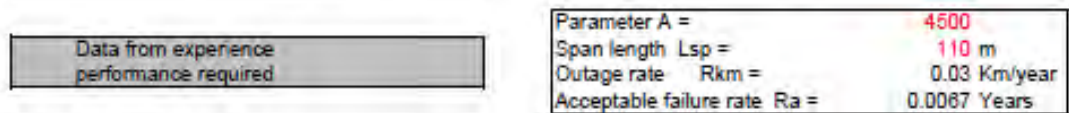
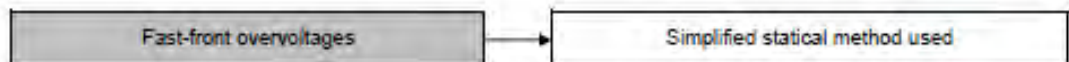


**STEP 2: Determination of the coordination withstand voltages (Ucw)**



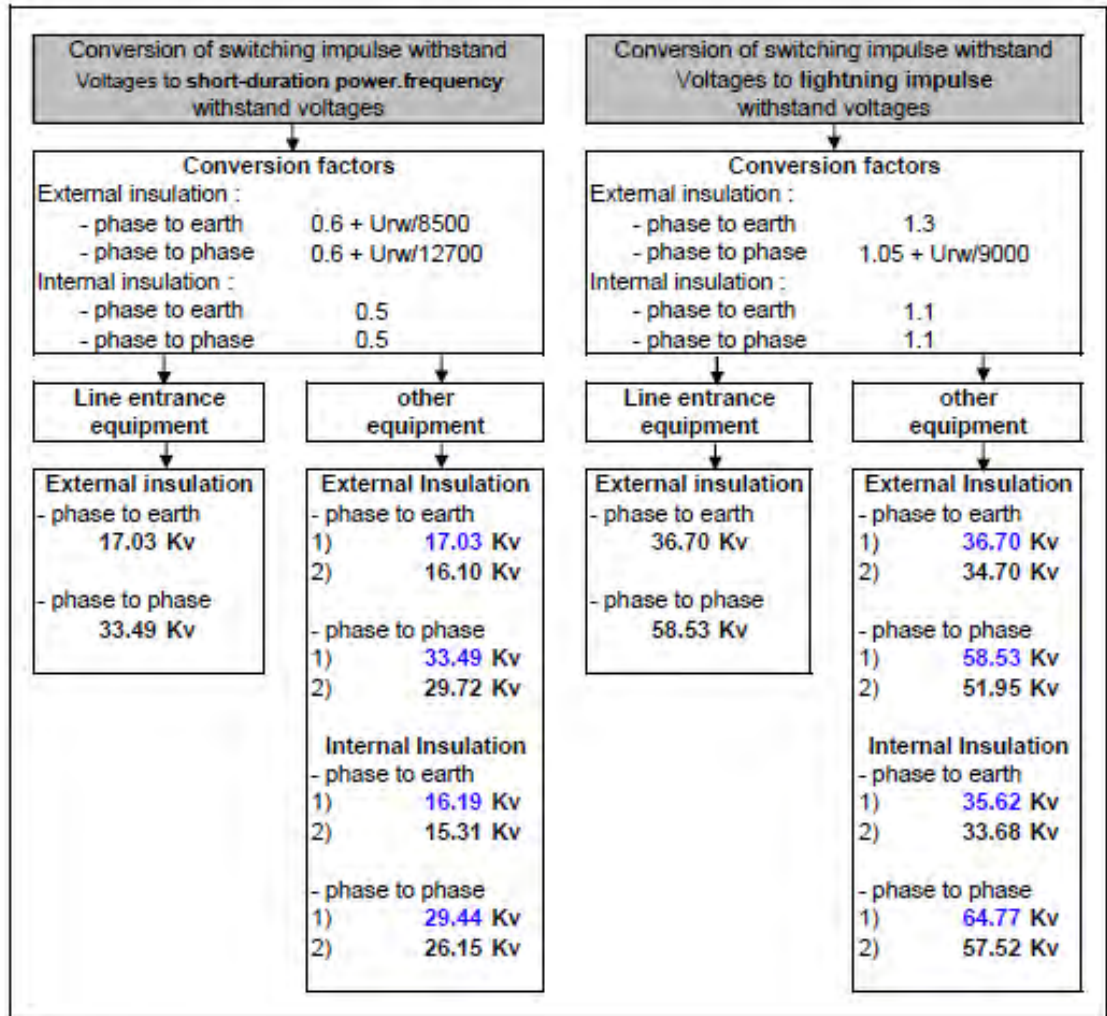
a) From reenergization at station 2  
b) From capacitor swithing at station 2

1) With capacitor switching at station 2  
2) Without capacitor switching at station 2



Step 3 : Determination of the required withstand voltages (U <sub>rw</sub> )					
Safety factor		Internal insulation : K <sub>s</sub> = 1.15			
		External insulation : K <sub>s</sub> = 1.05			
Atmospheric correction factor		Altitude H = 247 m			
Power - frequency withstand		Switching impulse withstand		Lighting impulse withstand	
Phase to earth	Phase to phase	Phase to earth	Phase to phase	Phase to earth	Phase to phase
m = 0.8		m = 0.5		m = 1	
Ka = 0.929		Ka = 0.955		Ka = 1.031	
Required withstand voltages		Internal insulation : U <sub>rw</sub> = U <sub>ow</sub> x K <sub>s</sub>			
		External insulation : U <sub>rw</sub> = U <sub>ow</sub> x K <sub>s</sub> x K <sub>a</sub>			
Temporary overvoltage withstand		Switching impulse withstand		Lighting impulse withstand	
Phase to earth	Phase to phase	Phase to earth	Phase to phase	Phase to earth	Phase to phase
Internal Insulation 16.27 Kv	Internal Insulation 28.175 Kv	Line entrance equipment External Insulation 28.23 Kv	Line entrance equipment External Insulation 55.41 Kv	Internal Insulation 197.40 Kv	Internal Insulation 197.40 Kv
External Insulation 13.79 kv	External Insulation 23.89 kv	Other equipment Internal Insulation 1) 32.38 kv 2) 30.62 kv	Other equipment Internal Insulation 1) 58.88 kv 2) 52.29 kv	External Insulation 229.16 kv	External Insulation 229.16 kv
		External Insulation 1) 28.23 kv 2) 26.69 kv	External Insulation 1) 55.41 kv 2) 49.22 kv		
		1) With capacitor switching at station 2 2) Without capacitor switching at station 2			

**Step 4 : Conversion to withstand voltages normalized for range I**



### Resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas en 10 kV

kV r.m.s para frecuencia industrial		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Equipos entrada de la línea		Otros equipos			
kV pico para impulsos de maniobra tipo rayo		$U_{rw(S)}$	$U_{rw(C)}$	$U_{rw(S)}$	$U_{rw(C)}$	$U_{rw(S)}$	$U_{rw(C)}$
		Frecuencia industrial	fase-tierra	13,79	17,03	13,79	16,10
fase-fase	23,89		<b>33,49</b>	23,89	29,72	28,175	26,15
Impulso de maniobra	fase-tierra	28,23	-----	26,69	-----	30,62	-----
	fase-fase	55,41	-----	49,22	-----	52,29	-----
Impulso atmosférico	fase-tierra	229,16	36,70	229,16		197,40	33,68
	fase-fase	229,16	<b>58,53</b>	229,16		197,40	57,52

#### Selección del aislamiento normalizado.

Seleccionamos valores que cubran cualquier aislamiento externo e interno fase-tierra y fase-fase que para el aislamiento de la subestación Bellavista tenemos:

Seleccionamos valores normalizados de  $38 \text{ kV} > 33,49 \text{ kV}$  y  $75 \text{ kV} > 58,53 \text{ kV}$

- 38 kV, para tensión de soportabilidad de corta duración a frecuencia industrial.
- 75 kV, para tensiones de soportabilidad al impulso atmosférico.

Cabe señalar que estos valores cumple con todos los aislamiento fase-tierra y fase-fase excepto los valores de aislamiento externo fase-fase a la entrada de la línea para lo cual es necesario un valor mínimo soportado de 250 kV. Para superar esto será suficiente especificar una distancia de aislamiento fase-fase que de acuerdo a la Norma IEC 60071-2 será necesaria una distancia mínima de 480 mm (Tabla 3.6)

### **3.3 Estudio de Protecciones**

#### **3.3.1 Generalidades.**

Debido a la necesidad de poseer un adecuado sistema de protección para el proyecto, se ha visto conveniente la ejecución del presente estudio de protecciones para proponer ajustes para los nuevos relés.

#### **3.3.2 Objetivo**

Determinar los ajustes propuestos de los relés de protección del proyecto en estudio, los cuales deben garantizar la selectividad, sensibilidad y rapidez de los equipos, con el fin de evitar interrupciones innecesarias en el resto del sistema.

#### **3.3.3 Descripción del Sistema de Protección.**

##### **a.) Protección de la Bahía L.T. 138 kV Bellavista – Tocache**

Esta bahía será protegida por un relé de distancia multifunción (Principal), Modelo 7SA612/ SIEMENS, con funciones:

- Distancia para fases y tierra (21P/21N).
- Máxima y mínima tensión (59/27).
- Esquema de Tele protección POTT (85).
- Esquema de Comparación Direccional.
- Cierre sobre falla (SOTF).
- Recierre (79).
- Función Verificación de sincronismo (25).
- Bloqueo por Oscilación de Potencia (68).



Como respaldo se cuenta con un relé de sobrecorriente multifunción Modelo 7SJ645/ SIEMENS, con funciones:

- Sobrecorriente direccional de fase y tierra (67P/67N).
- Máxima y mínima tensión (59/27).

#### **b.) Protección de la Bahía de L.T. 138kV Bellavista – Tarapoto**

Esta bahía es protegida por un relé de distancia multifunción (Principal), modelo REL511/ ABB, con funciones:

- Distancia para Fases y Tierra (21P/21N).
- Máxima y mínima tensión (59/27).
- Esquema de Tele protección POTT (85).
- Sobrecorriente Direccional de fases y tierra (67/67N)
- Recierre (79).
- Función de Sincronismo (25).
- Bloqueo por Oscilación de Potencia (68)

Como respaldo se cuenta con un relé de Sobrecorriente, modelo SPAS120C/ ABB, con función:

- Sobrecorriente Direccional de Tierra (67N).

#### **c.) Protección del Transformador de Potencia de la Nueva S.E.**

##### **Bellavista**

El nuevo transformador de potencia de  $(138 \pm 2 \times 2,5\%) / 10\text{kV}$  y 15MVA (ONAN) y grupo de conexión YNd5, será protegido por un relé diferencial, modelo 7UT613/SIEMENS, con funciones:

- Diferencial del transformador (87T).

Como respaldo será protegido en 138kV y 10kV por relés de Sobrecorriente modelo 7SJ645/SIEMENS, con funciones:

- Sobrecorriente de fases (50/51).
- Sobrecorriente a tierra (50N/51N).
- Máxima y mínima tensión (59/27).

**d.) Protección de cinco (05) Reactores de 10 kV, 2.5 MVAR (c/u)**

Cada reactor será protegido por el relé de sobrecorriente, modelo 7SJ610/SIEMENS, con funciones:

- Sobrecorriente de fases (50/51).
- Sobrecorriente a tierra (50N/51N).

**e.) Protección del Transformador de Potencia de la S.E. Bellavista**

El transformador de potencia de la S.E. Bellavista Existente de (132±13×1%)/22.9/10kV y 15/15/5.3 MVA (ONAN) y 20/20/7 MVA (ONAF) y grupo de conexión YNynOd5 es protegido por el relé diferencial TPU2000R/ABB con las funciones:

- Diferencial del transformador (87T).
- Sobrecorriente de fase (50/51).
- Sobrecorriente a tierra (50N/51N).

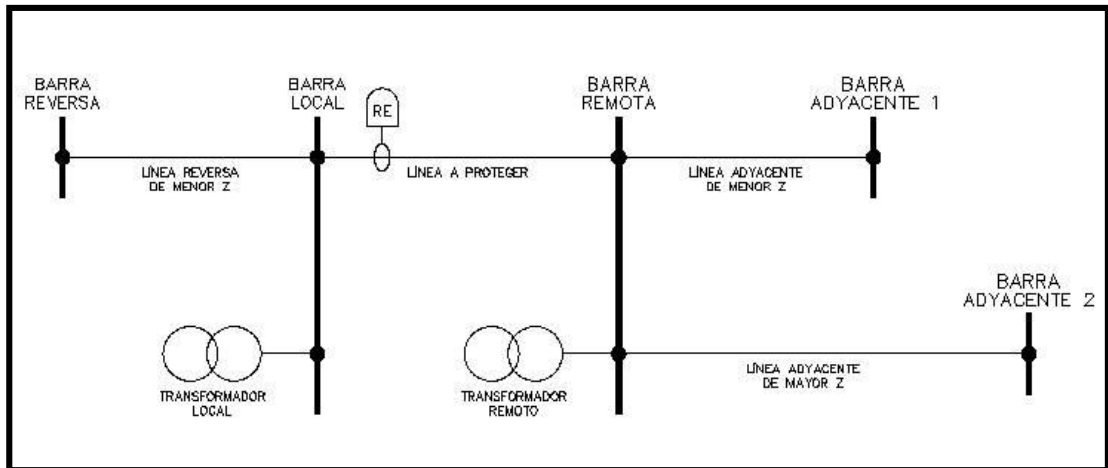
Como respaldo en los niveles 138KV y 22,9kV se cuenta con relés de sobrecorriente SPAJ140C/ABB y en 10kV se cuenta con un relé de sobrecorriente modelo SPAJ141C/ABB, los cuales poseen funciones:

- Sobrecorriente de fases (50/51).
- Sobrecorriente a tierra (50N/51N).

### 3.3.4 Criterios para la determinación de ajustes de los Relés.

#### 3.3.4.1 Protección de Distancia

Para la determinación de los ajustes de los relés de distancia se tendrá en cuenta los siguientes criterios:



**Figura 3.8.-** Diagrama unifilar típico para ajustar las zonas de la protección de distancia

#### ➤ **Ajuste de la Zona 1**

La zona 1, normalmente se ajusta entre un 80 o 90% de la impedancia de la línea, para evitar operaciones innecesarias cuando se presente una falla más allá de la barra remota.

En dicha zona, la protección de distancia es normalmente de operación instantánea y tiene por finalidad proveer un despeje rápido de fallas que ocurran a lo largo de la línea.

$$Z_1 = KZ_{Línea} ; t_{z1} = 0 \text{ ms}$$

**Donde:**

$$K = \text{Constante}$$

➤ **Ajuste de la zona 2**

El objetivo de esta zona es proteger completamente la línea y actuar como zona de respaldo ante la no operación de la zona 1 de la línea ubicada en la subestación remota.

Como valor mínimo de ajuste se escoge el 120% de la impedancia de la línea a proteger.

$$Z_2 = 120\%Z_{\text{LINEA}} ; t_{Z2} = [200 - 500]\text{ms}$$

El ajuste de la Zona 2, se puede seleccionar por encima del 120% de la impedancia de la línea cuando se justifique, cumpliendo los siguientes criterios:

- No debe sobrealcanzar la Zona 1 de la línea adyacente de menor impedancia, se puede asumir un valor máximo de 50% de la línea adyacente más corta.
- Si la línea termina en un transformador la Zona 2 puede cubrir hasta el 50% de la impedancia del transformador.

➤ **Ajuste de la Zona 3 (Adelante)**

La Zona 3, se aplica como un respaldo remoto no selectivo para subestaciones adyacentes del mismo nivel de tensión, pero no deberá detectar fallas a otros niveles de tensión.

El criterio recomendado para el ajuste de la Zona 3 es la impedancia de la línea a proteger, más el valor de la impedancia de la línea adyacente con mayor impedancia, multiplicada con un factor de 120%.

$$Z_3 = 120\%(Z_{LINEA} + Z_{LINEA\ ADYACENTE})$$

Sin embargo, se restringe hasta el 80% de la impedancia del transformador de potencia adyacente (o transformadores si existen varios en paralelo).

Nunca se considera efecto INFEED (Efecto de Fuente Intermedia) para estas zonas ya que habría que extenderla hasta otros niveles de tensión; también se ignoran los traslapes por tratarse de un respaldo remoto.

El temporizador de la Zona 3 se deberá ajustar en 800 ms o más como respaldo remoto.

➤ **Ajuste de la Zona 4 (Reversa)**

La Zona 4 (reversa), se emplea como un respaldo a la protección de barras y se ajusta a la menor impedancia de los siguientes valores:

- 20% de impedancia de la línea reversa más corta
- 20% del mayor transformador de la sub-estación local.

La temporización de Zona 4 (reversa) se ajustará a 1500 ms con el fin de actuar como respaldo para fallas en barra.

Otro ajuste de la Zona 4 (reversa) puede ser requerido como entrada para algunas lógicas adicionales que traen los relés multifuncionales

tales como: Lógica de terminal débil, ECO y Bloqueo por Inversión de corriente (solo valida en esquema POTT).

### 3.3.4.2 Protección de Sobrecorriente

#### ➤ **Sobrecorriente de fases (50/51 y 67).**

- El valor de arranque de los relés de sobrecorriente entre fases se calcula como:

$$\text{Arranque (I)} = 120\% - 150\% I_n \quad (I_n: \text{Corriente Nominal}).$$

- La curva característica de operación podrá definirse de acuerdo a las normas IEC, ANSI, IEEE u OTRA de acuerdo al fabricante del relé y se elegirá según la necesidad de coordinamiento con el resto de relés.
- La curva característica de operación seleccionada debe considerar lo siguiente:
  - ✓ No operar cuando se conecten cargas (corriente de magnetización inicial; en adelante Inrush).
  - ✓ Deben proteger a los equipos (Transformadores y Líneas) de sus límites de sobrecarga térmica y dinámica.

- La curva de daño térmico y dinámico de cada transformador de potencia se determinan según norma ANSI/IEEE C57, 91- 1981.

- La corriente INRUSH de transformadores de potencia se determinara:

- Transformadores <2MVA; Inrush =  $8I_N$ .
- Transformadores >2MVA; Inrush =  $10 - 12I_N$ .

$I_N$  : Corriente nominal

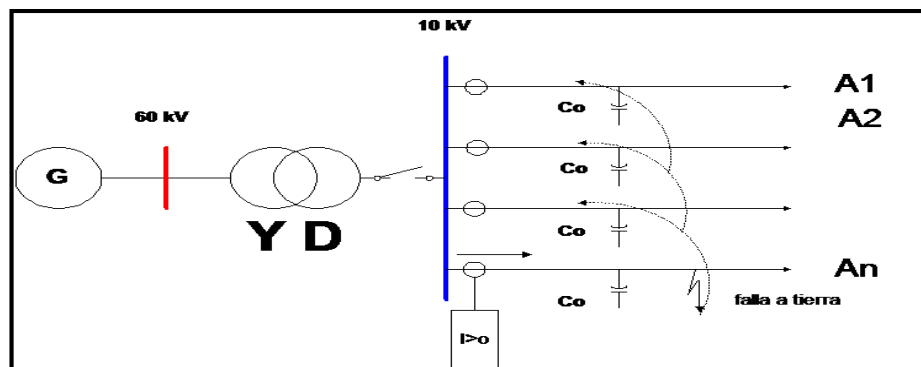
Con un tiempo de duración menor a 100 mseg, según estándar: IEEE Std242 “IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and comercial Power System”.

- El intervalo de tiempo de coordinamiento entre relés es aproximadamente de 250mseg como mínimo.
  - La determinación del ajuste final dependerá de las corrientes de cortocircuito, la forma de la red y tipo de equipo a proteger (Línea, Transformador, Motor, Banco de Capacitores, Reactores, Generador).
  - Para este sistema eléctrico es necesario aplicar la direccionalidad, debido a la existencia de generación local.
- **Sobrecorriente a tierra (50N/51N y 67N)**
- El valor de arranque de los relés de sobrecorriente a tierra se calculara como:  

$$\text{Arranque } (I_{o>}) = 20\% I_N \text{ (} I_N \text{: Corriente Nominal).}$$
  - La protección de sobrecorriente direccional a tierra (67N) es similar a la de sobrecorriente no direccional; con la única diferencia que se debe especificar la dirección del flujo de corriente de secuencia cero ( $3I_o$ ) para la que se aplique la protección. Para su evaluación el relé requiere una referencia o polarización que puede ser la tensión homopolar ( $3V_o$ ). Con la finalidad de discriminar la correcta dirección se debe ajustar el ángulo de máxima sensibilidad según el sistema de puesta a tierra, para nuestro caso el ajuste debe considerar el sistema: “Estrella” en 138 kV.

- La corriente homopolar para sistemas "Delta" serán detectadas de la siguiente forma:

a) Uso de Relés direccionales sensitivos.

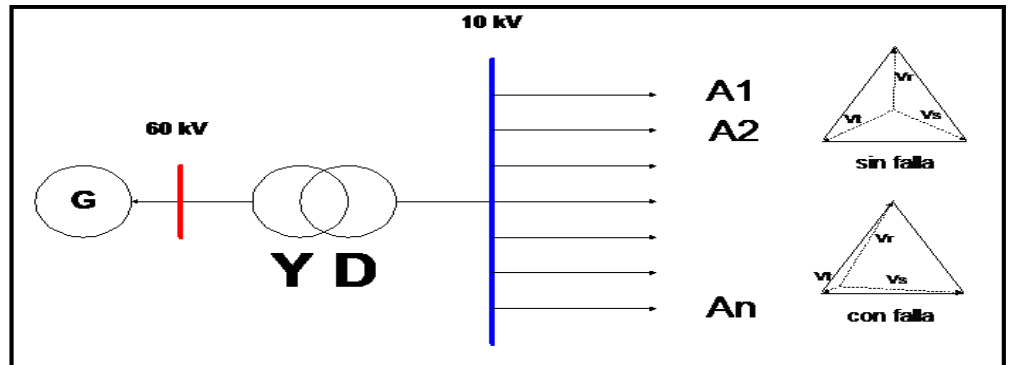


**Figura 3.9-Corrientes homopolares en sistema de distribución con neutro aislado.**

En el gráfico, se muestra el comportamiento de las corrientes homopolares en un sistema de distribución en neutro aislado ante una falla a tierra. Como se puede apreciar en el alimentador con la falla a tierra existe una corriente desde la barra de la sub-estación hacia la falla. Debido a que la conexión en delta del transformador aísla al transformador del sistema en distribución y de acuerdo a la Ley de Kirchoff, esta corriente tiene que regresar a la barra a través de los otros alimentadores y de sus capacidades homopolares teniendo una dirección contraria. Es decir, ante una falla a tierra de un alimentador, en el resto de alimentadores circulan corrientes homopolares siendo la dirección de la corriente homopolar en el alimentador con fallas en un sentido y en sentido contrario en el resto de alimentadores



**b) Uso de Relés de Sobretensión Homopolar.**



**Figura 3.10-Habilitacion de relé de sobretensión homopolar**

Como respaldo de los relés direccionales de falla a tierra se debe habilitar el relé de sobretensión homopolar cuya operación dejara sin energía toda la barra 10 kV.

- Curvas de Operación de Relés. La curva utilizada es aquella de la norma IEC 60255-3.

$$T = M \left( \frac{K}{\left( \frac{I}{I_{pu}} \right)^E - 1} \right)$$

**Donde:**

- T : Tiempo de disparo (en segundos)  
M : Ajuste del multiplicador  
I : Corriente de Entrada  
 $I_{pu}$  : Ajuste de corriente pick-up  
K, E : Constantes

**Tabla 3.8- Valores de las constantes K y E**

CURVA IEC	K	E
Normal Inverse	0.140	0.020
Very Inverse	13.500	1.000
Extremely Inverse	80.000	2.000
Long – time inverse	120.000	1.000

### 3.3.4.3 Protección Diferencial del Transformador (87T)

Esta protección compara corrientes del lado primario y secundario del transformador de potencia (Comparación por fase), las cuales dejan de ser iguales cuando existen fallas internas que derivan corrientes por caminos no previstos. El campo de actuación del diferencial está limitado por los transformadores de corriente que alimentan al relé. Para calcular los ajustes se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Potencia máxima del transformador con ventilación forzada.
- Grupo de conexión, para determinar la compensación por fase. En relés antiguos esto se realizaba a través de transformadores auxiliares. En los relés de última generación es parte de la configuración para lo cual es suficiente ingresar el grupo de conexión.
- Relación de transformación del transformador de potencia y de los transformadores de corrientes, para determinar la compensación de amplitud. En relés antiguos se hacía con transformadores auxiliares, en relés de última generación es parte del ajuste.

- Los relés de última generación disponen de filtros de segunda armónica para evitar actuaciones del relé ante energizaciones del transformador de potencia.
- También disponen de filtros de quinta armónica los cuales se producen como consecuencia de la sobre excitación.
- Uno de los parámetros más importantes a ser ajustados es, la corriente diferencial ( $I_{diff}$ ) el cual se determinara a partir de la diferencia entre valores de corriente presente en los secundarios de los transformadores de corrientes en ambos lados del transformador de potencia.
- Otro de los parámetros a ser ajustados es la pendiente de estabilización la cual compensa los errores insertados al relé por los transformadores de corriente y el cambiador de gradines.

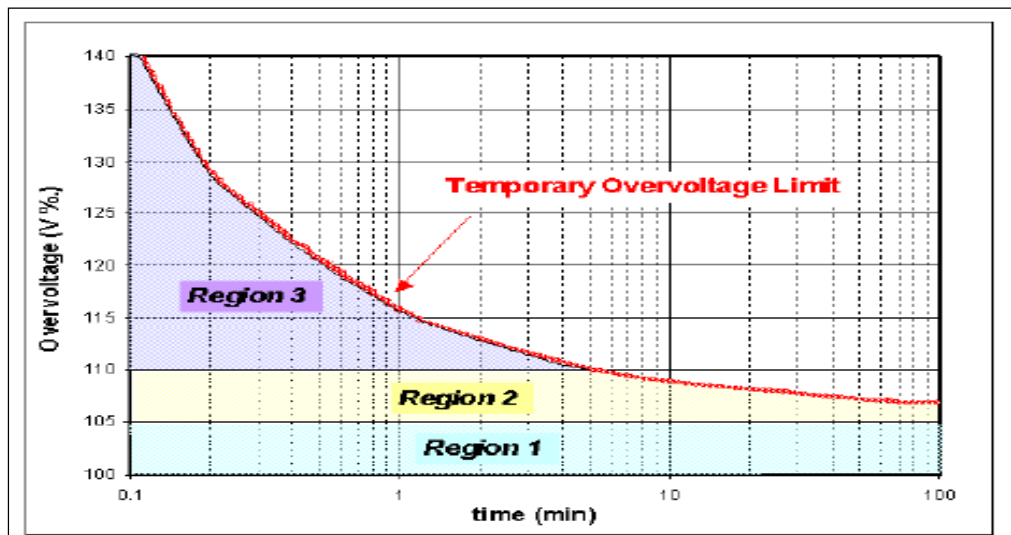
#### **3.3.4.4 Criterios Para la Determinación de Ajustes de Máxima y Mínima Tensión.**

**La función de sobretensión** protegerá a todos los equipos sometidos a tensiones elevadas, evitando deterioros y probable pérdida de aislamiento. Es necesario indicar que las sobretensiones se clasifican:

- Sobretensiones de origen atmosféricas (No pueden ser controladas por los relés, ya que estas son de muy corta duración “microsegundos”).
- Sobretensiones temporales o de frecuencia industrial (Si pueden ser controladas por los relés).

- Sobretensiones de maniobra (No pueden ser controladas por los relés, ya que estas son de muy corta duración “microsegundos”).

Para la determinación de los ajustes se considera las recomendaciones del “CRITERIOS DE AJUSTE Y COORDINACION DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION DEL SEIN – COES”.



**Figura 3.11-Curva límite de sobretensión en el SEIN**

- ✓ La primera etapa de disparo por sobretensión debe ajustarse en el rango:

$U>$  : 1.15 – 1.2 pu

$tU>$  : 1 – 30 segundos.

- ✓ La segunda etapa de disparo por sobretensión debe ajustarse en el rango:

$U>>$  : 1.2 – 1.3 pu

$tU>>$  : 0.1 – 10 segundos.

**La función de sub-tensión** se ajusta con la finalidad de no entrar en condiciones de servicio no permisible (aumento de carga).

### 3.3.5 Cálculo de Ajuste para Relé de Distancia

#### L.T Bellavista-Tocache 138 kV

Esta línea cuenta con un (01) relé de protección de distancia:

Marca	:	Siemens
Modelo	:	7SA612
CT	:	600/5A
PT	:	$\frac{138}{\sqrt{3}} / \frac{0.1}{\sqrt{3}}$ kV
Kz	:	11,5

A continuación se detalla los cálculos justificativos para el ajuste del relé.

#### a) **Parámetros Generales**

- La línea de Transmisión Bellavista-Tocache 138 kV tiene los siguientes parámetros:

$$L = 149,70\text{km}$$

$$R1 = 21,30 \Omega$$

$$R0 = 47,81 \Omega$$

$$X1 = 74,75 \Omega$$

$$X0 = 246,56 \Omega$$

$$Z1 = 77,72 \angle 74^\circ$$

$$Z0 = 251,15 \angle 79^\circ$$

- Para la determinación del ajuste del relé de distancia se tendrá en cuenta los siguientes valores de impedancia.

**Tabla 3.9-Valores de impedancia de los principales elementos**

Z Línea	Z Línea Adyacente	Z Trafo Remoto (S.E. Tocache)	Z Línea Reversa	Z Trafo Local
77,72	57,97	227,16	41,95	124,42

- **Impedancia de carga:** Se considera la máxima carga que transporta la línea (carga nominal) el cual es de 45MVA.

$$Z_{CARGA} = \frac{(0,85U)^2}{S_{MAX}}$$

$$Z_{CARGA} = \frac{((0,85)(138))^2}{45}$$

$Z_{CARGA}$  : 305,76  $\Omega$ -primarios (en adelante  $\Omega$ -prim: debido que son valores vistos desde el lado primario de los transformadores de instrumentos, TC's y TP's, es decir valores aun no reflejados al lado de baja tensión.)

Los valores máximos de ALCANCE RESISTIVO son calculados como el 70% de la impedancia de carga, por lo tanto:

$$\text{Alcance Resistivo Máximo} = 0.7 \times Z_{CARGA} = 214,03 \Omega\text{-prim.}$$

- **Factor de Compensación Homopolar:** Con los parámetros de la línea se calculan los factores de RE/RL y XE/XL de compensación homopolar.

$$\text{RE/RL} = 0.41$$

$$\text{XE/XL} = 0.77$$

## b) Protección de Distancia

### ➤ Impedancia Zona 1

El alcance reactivo propuesto para fases y tierra de esta zona cubre hasta el 85% de la reactancia de la L.T Bellavista-Tocache

$$X1 = 0.85 \times (74.75) = 63.53 \Omega\text{-prim.}$$

$$X1 = 63.53 \Omega\text{-prim.}$$

El alcance resistivo fase – fase lo ajustamos para cubrir fallas bifásicas de 25 Ohm en la línea

$$R1 = 85.00 \Omega\text{-prim.}$$

El alcance resistivo fase – tierra, lo ajustamos para detectar fallas monofásicas hasta 70 Ohm al 50% de la línea y de 90 Ohm al 1% de la línea; esto se debe a que el pre-flujo de potencia en la línea tiene sentido importador ó entrante a la barra donde la protección se encuentra instalada.

$$R1E = 140.00 \Omega\text{-prim. (Ajuste en Ohm/loop)}$$

La temporización de esta zona debe ser instantánea.

$$t1 = 0.0 \text{ s.}$$

### ➤ Impedancia Zona 2

El alcance reactivo propuesto para fases y tierra de esta zona cubre hasta el 40% de la impedancia de la línea L.T Tocache-Aucayacu (línea adyacente).

$$X2 = 74,75 + 0,4 \times (56,05) = 97.16 \Omega\text{-prim.}$$

$$X2 = 97,16 \Omega\text{-prim.}$$

El alcance resistivo fase – fase lo ajustamos de tal manera que para fallas bifásicas al 85% de la línea L.T Tocache-Aucayacu nos sean detectadas por la Zona 2.

$$R2 = 140,00 \Omega\text{-prim. (Ajuste en Ohm/loop)}$$

El alcance resistivo fase–tierra, lo ajustamos para detectar fallas monofásicas de 30 ohm al 99% de la línea y de tal manera que para fallas monofásicas al 85% de la línea adyacente no sean detectadas por la Zona 2.

$$R2E = 200,00 \Omega\text{-prim. (Ajuste en Ohm/loop)}$$

La temporización de esta zona la ajustamos en 400 ms.

$$t2 = 400\text{ms.}$$

### ➤ Impedancia Zona 3

El alcance reactivo lo ajustamos al 105% de la de la suma de las reactancias de las líneas L.T Bellavista-Tocache y L.T Tocache-Aucayacu.

$$X3 = 1,05 \times (74,75+56,05) = 137.33 \Omega\text{-prim.}$$

$$X3 = 137,33 \Omega\text{-prim.}$$

El alcance resistivo fase – fase lo ajustamos igual a la Zona 2.

$$R3 = 140,00 \Omega\text{-prim.}$$

El alcance resistivo fase – tierra lo ajustamos igual a la Zona 2.

$$R3E = 200,00 \Omega\text{-prim. (Ajuste en Ohm/loop)}$$



La temporización de esta zona la ajustamos en 1,00 seg.

$$t3 = 1.0 \text{ s.}$$

➤ **Impedancia Zona 4 (Reversa)**

El alcance reactivo lo ajustamos hasta el 40% de la reactancia de la línea L.T Bellavista-Tarapoto (Línea Reversa)

$$X4 = 0,40 \times (41,95) = 16.78 \Omega\text{-prim.}$$

$$X4 = 16,78 \Omega\text{-prim.}$$

El alcance resistivo fase – fase lo ajustamos con una relación  $R/X \approx 3$

$$R4 = 50,00 \Omega\text{-prim}$$

El alcance resistivo fase – tierra lo ajustamos con una relación  $R/X \approx 4.5$

$$RFPP = 80,00 \Omega\text{-prim.}$$

La temporización de esta zona la ajustamos en 1,50 SEG.

$$t4 = 1,50\text{s.}$$

➤ **Impedancia Zona 5 (Arranque)**

Esta zona la usamos como zona de arranque no direccional.

El alcance reactivo adelante lo ajustamos a un 110% del alcance de la Zona 3; el alcance reactivo hacia atrás lo ajustamos en 80ohm.

El alcance resistivo fase-fase y fase-tierra lo ajustamos como un 110% del alcance resistivo de la Zona 3.

$$X(z5+) = 1,10 \times (137,31) = 151,06 \Omega\text{-prim.}$$

$$X(z5-) = 80,00 \Omega\text{-prim.}$$

$$X(z5) = 1,10 \times (140,00) = 154,00 \Omega\text{-prim.}$$

$$X(z5) = 1,10 \times (200,00) = 220,00 \Omega\text{-prim}$$

$$t5 = \text{Infinito.}$$

#### c) **Detección de Oscilación de Potencia**

El ajuste de la banda de oscilación es automático. Se considera necesario bloquear todas las zonas contra oscilación de potencia y no activar el disparo por oscilación.

#### d) **Cierre Sobre falla (SOTF)**

Se recomienda ajustar el umbral de cierre sobre falla para la función sobrecorriente 50HS. El ajuste de sobrecorriente debe ser superior a la máxima corriente de carga

$$\text{ISOFT} = 120,00 \text{ A}$$

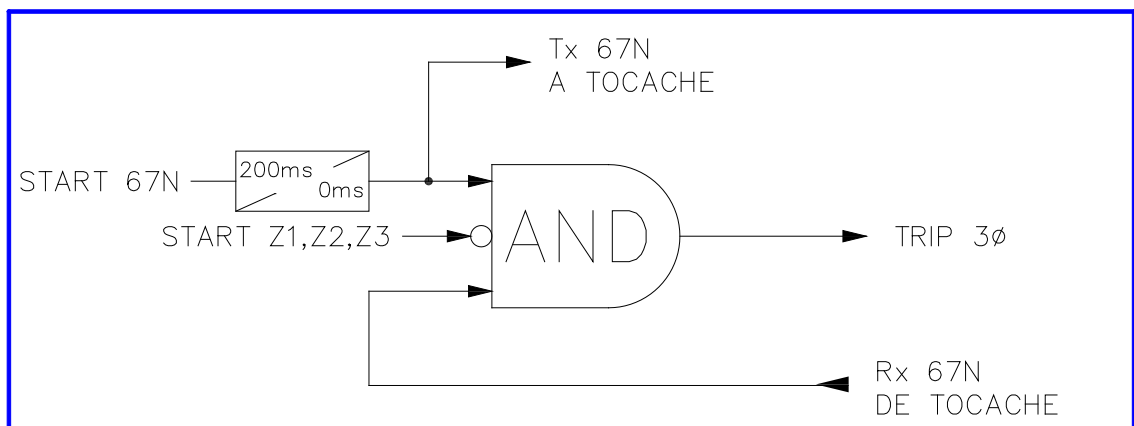
#### e) **Sobrecorriente Direccional de Tierra**

Para esta protección se habilitará la función de sobrecorriente de tierra.

El ajuste de la etapa de sobrecorriente de tierra usará un “ESQUEMA DE COMPARACIÓN DIRECCIONAL”, se recomienda implementar una lógica de envío-recepción, y que esta función sea bloqueada cuando la función de distancia (21) arranca por cualquier zona.

**Io** > = 50 A-prim.

**Io** > = 200ms



**Figura 3.12-Lógica de 67N a implementar en Bellavista**

#### f) Esquema de Tele protección

El esquema a utilizar será el POTT (Disparo Permisivo Transferido en Sobrealcance); para el que se empleará el ajuste de la zona Z1B el que tendrá el mismo ajuste de la zona 2 con un tiempo de operación instantáneo.

#### g) Recierre

Solo se debe activar un recierre monofásico (1ph)

El tiempo de reclamo se ajustará en 180s

**Reclaim time = 180,00 s**

El tiempo muerto se ajustará en 500mseg

**Dead time after 1 pole trip =500 mseg**

#### **h) Sincronismo**

Se propone ajustar esta función con los siguientes valores:

$$\Delta V = 10\%U_N$$

$$\Delta f = 0.10\text{Hz}$$

$$\Delta\theta = 20.0\text{Deg}$$

A continuación se muestra una tabla resumen de ajustes para el relé de distancia.

Los ajustes secundarios se determinan mediante la siguiente expresión:

$$Z_{secundario} = \frac{RTC}{RTP} Z_{primario}$$

Donde:

RTC: Relación de transformación del transformador de Corriente

RTP: Relación de transformación del transformador de Tensión Capacitivo.

**Tabla 3.10-Resumen de ajustes de relés de distancia.**

	AJUSTES SECUNDARIOS				
	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Unid
Operación	On	On	On	On	
Operación Dir	Forward	Forward	Forward	Reverse	
X1	5.52	8.45	11.94	1.46	ohm
R1	7.39	12.17	12.17	4.35	ohm
R1E	12.17	17.39	17.39	6.96	ohm
t PP	0.00	0.30	1.00	1.50	s
t PG	0.00	0.30	1.00	1.50	s
Zone Reduction	0.00	----	-----	----	

	SECUNDARIOS	
	Zona 5	Unid
X (Z+)	13.14	ohm
X (Z-)	6.96	ohm
R (Z)	13.39	ohm
RE (Z)	19.13	ohm
t	oo	s

### **3.3.6 Cálculo de los Ajustes para la Función de Sobrecorriente (50/51, 50N/51N, 67/67N)**

Para efectuar la coordinación de protecciones de fases y tierra de la línea de Transmisión 138kV Tocache – Bellavista, se han tomado como referencia los ajustes de los relés ubicados en el nivel 138kV de las subestación existente, Tocache, Bellavista, Tarapoto y Moyobamba.

#### **Ajustes referenciales para el cálculo**

Los ajustes referenciales se han tomado de la siguiente información:

- Estudio de Protección de Sistema Eléctrico 220/138KV Tingo María-Aucayacu-Tocache-Bellavista (ISA-ABB, Agosto 2010).
- Recopilación de ajustes tomados en campo de todos los relés del sistema eléctrico de San Martín (ElectroOriente).

**S.E. Bellavista 138KV – L.T. 138 kV Bellavista – Tocache**

El relé principal 7SA612 se ajusta con la función distancia (21) y como respaldo se ajustara la función de fases y tierra direccional en el relé 7SJ645. El arranque máximo se considera en el caso hipotético de exportar energía de la central Wartzila (2 grupos de 7.75MVA c/u), el cual representa 65 amperios en 138kV.

$$I_{>} = 125\% \times 65A = 81.25 \text{ Amp} \rightarrow I_{>} = 84 \text{ Amp}$$

$$I_{o>} = 48 \text{ Amp} \text{ "Se considera similar al arranque del relé de Tocache"}$$

**S.E. Nueva Bellavista 15MVA, 138/10 kV**

El arranque para el relé en 138kV se determina de acuerdo a su capacidad nominal de 15MVA, el cual representa 63 amperios en 138kV.

$$I_{>} = 125\% \times 63A = 78.75 \text{ Amp} \rightarrow I_{>} = 75 \text{ A}$$

$$I_{o>} = 20\% \times 63A = 12.6 \text{ Amp} \rightarrow I_{o>} = 30 \text{ A}$$

El arranque para el relé en 10kV se determina de acuerdo a su capacidad nominal de 15MVA, el cual representa 866 amperios en 10kV.

$$I_{>} = 125\% \times 866A = 1080 \text{ Amp} \rightarrow I_{>} = 1040 \text{ A}$$

El arranque para el relé en 10kV de cada reactor de 2.5MVAR, se determina de acuerdo a su capacidad nominal de 2.5MVAR, el cual representa 144 amperios en 10kV.

$$I_{>} = 130\% \times 144\text{A} = 188\text{ Amp} \quad \rightarrow I_{>} = 180\text{ A}$$

$$I_{>>} = 250\% \times 144\text{A} = 360\text{ Amp} \quad \rightarrow I_{>>} = 375\text{ A}$$

$$I_{o>} = 20\% \times 144\text{A} = 28,8\text{ Amp} \quad \rightarrow I_{o>} = 30\text{ A}$$

### 3.3.7 Cálculo de Ajustes para la Función Diferencial

#### **S.E. Bellavista**

El transformador de potencia de esta subestación está protegido por un relé diferencial marca SIEMENS, modelo 7UT613.

#### **Datos del Transformador de Potencia**

Potencia	:	15 MVA (ONAN)
Niveles de tensión	:	138±2x2.5%/10kV
Grupo de conexión	:	YNd5.
T.C. (138kV)	:	50- <u>100</u> /1 A.
T.C. (10kV)	:	500- <u>1000</u> /1 A

#### **A. Valor Pickup de la Corriente diferencial.**

Se define como la mínima corriente diferencial requerida para la operación, este valor depende de la cantidad de corriente diferencial que podría verse bajo las condiciones normales de funcionamiento normalmente está en el rango de 0,1 a 0,3 pu.

#### **B. Punto base para el SLOPE 1.**

Este punto base, junto con el SLOPE 1 forman una línea recta, el cual toma en cuenta los errores de los transformadores de corriente y el



cambio de los taps de los transformadores de Potencia, el valor de este ajuste varía entre 0,00 A  $2I/I_{NO}$ .

### **C. Punto base para el SLOPE 2.**

Este punto base, junto con el SLOPE 2 forman una línea recta, el cual toma en cuenta la saturación de los transformadores de corriente debido a las altas corrientes de falla, el rango de este ajuste varía entre 0.00 A  $10 I/I_{NO}$ .

### **D. Cálculo de la pendiente de la característica de operación.**

**Slope 1 (primera pendiente).**- Esta pendiente depende del porcentaje de error de los transformadores de corriente y la variación de taps del transformador de potencia.

El ajuste propuesto es:  $SLP1 = 20\%$ .

**Slope 2 (segunda pendiente).**- Se ajustara con la finalidad de incrementar la seguridad cuando las corrientes de cortocircuito sean altas que provocan la saturación de los transformadores de corriente.

El ajuste propuesto es  $SLP2 = 50\%$

### **E. Diferencial instantánea**

La corriente diferencia mayor que este valor causa un disparo, independientemente de la corriente de restricción y del contenido armónico.

La unidad diferencial instantánea se ajusta a 7.5. Usa los mismos cálculos diferenciales como en el elemento diferencial porcentual, pero su

propósito es la operación instantánea bajo la magnitud de corrientes internas altas de falla.

El ajuste propuesto es:

I-DIFF>> : 7.5 I/In0

T I-DIFF>> : 0.00 segundos.

#### **F. Restricción de armónicos**

La energización del transformador de potencia puede originar corrientes altas (Inrush) con frecuencia de 120 Hz (2da armónica), así como también la sobre-excitación intencional del sistema puede originar corrientes altas con frecuencia de 300 Hz (5ta armónica).

El 7UT613 posee un ajuste de restricción por segunda armónica, en el cual se indica al relé el porcentaje de 2da armónica por debajo del cual este último debe considerarlo como una falla interna, arriba de este porcentaje el relé considera que la corriente diferencial es ocasionada por la corriente “**Inrush**”, bloqueando su operación. Algo similar ocurre con las corrientes diferenciales que se presentan durante la sobreexcitación de una maquina, también es muy cierto que el fenómeno de sobreexcitación viene acompañado de una cantidad considerable de armónicas de 5ta armónica, el 7UT613 también posee una restricción por armónicas de 5ta armónica.

El relé dispone de filtros que inhiben estas corrientes. Los ajustes recomendados para estos filtros son:

- INRUSH.2. HARM : ON
- RESTR.n. HARM : 5th Harmonic
- 2. HARMONIC : 20%
- n. HARMONIC : 30%

### G. Cálculo de los valores de ajuste diferencial (87T)

1. Cálculos de la corriente a plena carga. Para el devanado primario se calcula en el tap intermedio.

$$I_1 = \frac{S_{ref}}{\sqrt{3xV1}} = \frac{15000KVA}{\sqrt{3x138kV}} = 62.76A$$

$$I_2 = \frac{S_{ref}}{\sqrt{3xV2}} = \frac{15000KVA}{\sqrt{3x10kV}} = 866.03 A$$

2. Influencia de la posición de los taps sobre la corriente diferencial y de restricción

- Cálculo del voltaje, corriente nominal y factores de corrección para ser ajustado.

Para el devanado con regulación (138kV)

$$\text{Máximo voltaje } U_{m\acute{a}x} = 144.9kV$$

$$\text{Mínimo Voltaje } U_{min} = 131.5kV$$

Voltaje a ser ajustado:

$$U_{NI} = \frac{2U_{max}.U_{min}}{U_{max} + U_{min}} = 2 \frac{(144.9)(131.5)}{(144.9 + 131.5)} = 137.00kV$$

Corriente nominal del lado regulado Lado de Alta Tensión (138kV)

$$I_{N1} = \frac{S_N}{\sqrt{3}U_{N1}} = \frac{15000KVA}{\sqrt{3} \times 137.88kv} = 62.81$$

$$I_{N1(secund)} = \frac{I_{N1}}{CT1} = \frac{62.81}{100} = 0.63A \approx I_{Nobj}$$

Corriente nominal en el lado no regulado lado de baja Tensión (10kV)

$$I_{N2} = \frac{S_N}{\sqrt{3}U_{N2}} = \frac{15000KVA}{\sqrt{3} \times 10kv} = 866A$$

$$I_{N2(secund)} = \frac{I_{N2}}{CT2} = \frac{866}{1000} = 0.87A \approx I_{Nobj}$$

- Cálculo de la corriente diferencial de restricción en la posición extrema del Tap regulador.

### **Posición del tap (+5%)**

$$I_{N1(+5\%)} = \frac{I_N}{\sqrt{3}U_{max}} = \frac{15000KVA}{\sqrt{3} \times 144.9kV} = 59.8A$$

$$I_{N1(secund)} (+5\%) = \frac{I_{N1}}{CT1} = \frac{59.8}{100} = 0.6A \approx 0.95 I_{Nobj}$$

### **La corriente diferencial**

$$I_{Dif} = \left| I_{N1(secund)} (+5\%) - I_{N2} \right| = \left| 0.95 I_{Nobj} - I_{Nobj} \right| = 0.05 I_{Nobj}$$

**La corriente de restricción**

$$I_{Rest} = \left| I_{NI(secund)} (+5\%) \right| + \left| I_{N2} \right| = \left| 0.95 I_{Nobj} \right| + \left| I_{Nobj} \right| = 1.95 I_{Nobj}$$

**Posición del tap (-5%)**

$$I_{NI(-5\%)} = \frac{S_N}{\sqrt{3} U_{min}} = \frac{15000 KVA}{\sqrt{3} \times 13.5 kV} = 65.86 A$$

$$I_{NI(secund) (-5\%)} = \frac{I_{NI}}{CT1} = \frac{65.86}{100} = 0.66 A \approx 1.05 I_{Nobj}$$

**La corriente diferencial:**

$$I_{Dif} = \left| I_{NI(secund) (-5\%)} - I_{N2} \right| = \left| 1.05 I_{Nobj} - I_{Nobj} \right| = 0.05 I_{Nobj}$$

**La corriente de restricción**

$$I_{Rest} = \left| I_{NI(secund) (-5\%)} \right| + \left| I_{N2} \right| = \left| 1.05 I_{Nobj} \right| + \left| I_{Nobj} \right| = 2.05 I_{Nobj}$$

**➤ Diferencia entre corriente de operación y corriente de restricción**

$$I_{OP} = m I_{Rest}$$

$$\text{Fijando } m = 0,25$$

$$I_{OP} = 0,25 I_{Rest}$$

A máxima posición del Tap (+5%)

$$I_{OP} = (0.25) (1.95) I_{Nobj} = 0.4875 I_{Nobj}$$

A mínima posición del tap (-5%)

$$I_{OP} = (0.25) (2.05) I_{Nobj} = 0.5125 I_{Nobj}$$

➤ **Cálculo de la pendiente de la característica de operación**

Estos factores, dependen solamente de los porcentajes de error de los transformadores de corriente, del relé, de la variación de taps del transformador de potencia y un porcentaje adicional que se considera por seguridad.

Para transformadores de potencia, la primera pendiente ( $m_1$ ) normalmente es del orden del 25% y para la segunda pendiente del orden de 40%.

En nuestro caso seleccionamos los siguientes valores:

$$m_1 \text{ (Slope 1)} = 0.25$$

$$m_2 \text{ (Slope 2)} = 0.40$$

$$\frac{I_{DIFF > 7.5}}{I_{Nobj}} = \mathbf{0.2}$$

$$\frac{I_{DIFF \geq 7.5}}{I_{Nobj}} = \mathbf{7.5}$$

$$\frac{I_{add-on}}{I_{Nobj}} = \mathbf{8}$$

La energización del transformador de potencia puede originar corrientes altas (INRUSH) con frecuencia de 120 Hz (segunda armónica) y 300Hz (quinta armónica). El relé diferencial dispone de filtros para evitar una operación inadecuada durante la maniobra de energización. Los ajustes recomendados para este filtro son:

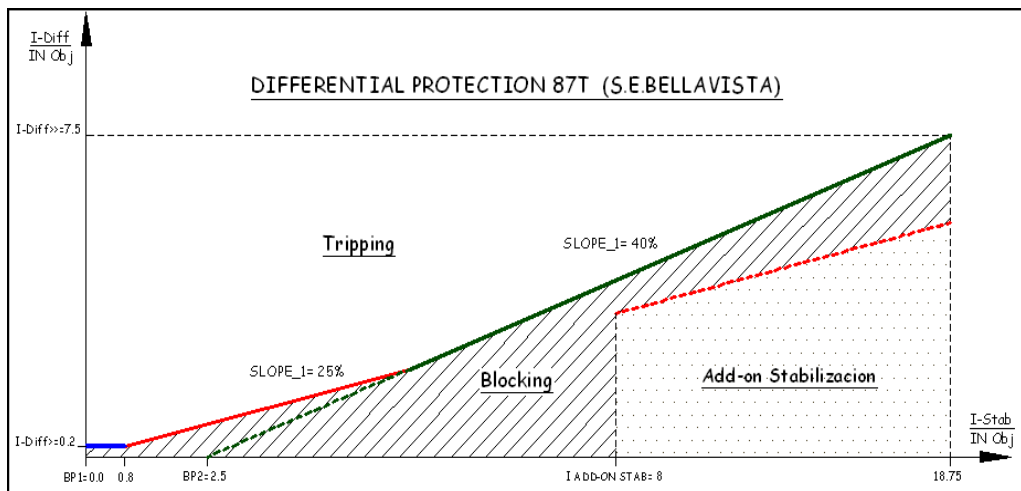
$$2^{DA} \text{ Armónica} \quad : \quad I_{2fn}/I_{fN} = 20\%$$

$$5^{TA} \text{ Armónica} \quad : \quad I_{5fn}/I_{fN} = 30\%$$

A continuación se muestran los ajustes a implementar para protección diferencial del transformador de la **Nueva Subestación Bellavista**.

**Tabla 3.11-Ajustes para la protección diferencial Nueva Subestación Bellavista**

Parámetro	Ajuste Propuesto
Differential Current $I_{DIFF} > I_{NOBJ}$	0.2 p.u.
High-Current Stage $I_{DIFF} \gg I_{NOBJ}$	7.5 p.u.
( $I_{STAB} > SETTING VALUE$ ) Action Time ( $I_{ADD-ON} / I_{NOBJ}$ )	8 p.u.
SLOPE 1	25%
Base Point1	0.0
SLOPE 2	40%
Base Point 2	2.5
Restraint 2 <sup>DA</sup> Harmonic	20%
Restraint 5 <sup>TA</sup> Harmonic	30%



**Figura 3.13-Protección diferencial 87T Nueva Subestación Bellavista**

## **CAPITULO IV**

### **DISEÑO ELECTROMECHANICO DE LA SUBESTACIÓN**

#### **4.1 Diseño de la Puesta a Tierra.**

El sistema de puesta a tierra en una subestación consiste típicamente en varillas de cobre, cables desnudos interconectados formando una malla que se interconectan con las estructuras y los equipos , la principal función del sistema de puesta a tierra es la seguridad del personal que operará dicha subestación o el personal de visita involucrado , además un sistema de puesta a tierra correctamente diseñado despeja las fallas propias del sistema como sobretensiones o descargar parciales atmosféricas, incrementando la confiabilidad del sistema y protegiendo a los equipos y personas.

##### **4.1.1 Objetivos de la Puesta a Tierra.**

- Disipación de descargas atmosféricas
- Controlar las sobretensiones durante los transitorios.
- Seguridad del equipamiento
- Seguridad del personal.
- Operación correcta de los dispositivos de protección.



#### **4.1.2 Requisitos de la Puesta a Tierra.**

Los requisitos básicos de la puesta a tierra se pueden resumir de la siguiente manera:

- Permitir la conducción a tierra de descargas estáticas o descargas atmosféricas
- Garantizar a niveles seguros los valores de la tensión a tierra de equipos o estructuras accidentalmente energizados y mantener en valores determinados la tensión fase a tierra de sistemas eléctricos, fijando los niveles de aislamiento.
- Permitir a los equipos de protección aislar rápidamente las fallas. Ahora bien para realizar adecuadamente estas funciones una puesta a tierra debe presentar las siguientes características.
- Baja resistencia
- Capacidad de conducción.

De una forma general se espera que una puesta a tierra tenga suficiente capacidad de dispersión de determinados valores de corriente hacia el suelo sin permitir que los potenciales en la superficie de este suelo tengan niveles comprometedores para las personas por causa de una falla (control de gradiente de potencia)

#### **4.1.3 Diferencias de Tensión y Corriente Tolerables.**

Las tensiones presentes en la superficie del terreno sobre una malla de tierra que difunde una corriente de falla, no deben superar en ningún caso las tensiones tolerables por el cuerpo humano. La máxima diferencia de potencial a que puede ser sometido el cuerpo humano, en base a los puntos de contacto se calcula mediante las expresiones:

**a.) Máxima tensión de paso tolerable:**

$$V_{\text{paso}50} = (1000 + 6.0 C_S(h_s, k)\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \dots \text{volts}$$

$$V_{\text{paso}70} = (1000 + 6.0 C_S(h_s, k)\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \dots \text{volts}$$

**b.) b.)Máxima tensión de contacto tolerable:**

$$V_{\text{contacto}50} = (1000 + 1.5 C_S(h_s, k)\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \dots \text{volts}$$

$$V_{\text{contacto}70} = (1000 + 1.5 C_S(h_s, k)\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \dots \text{volts}$$

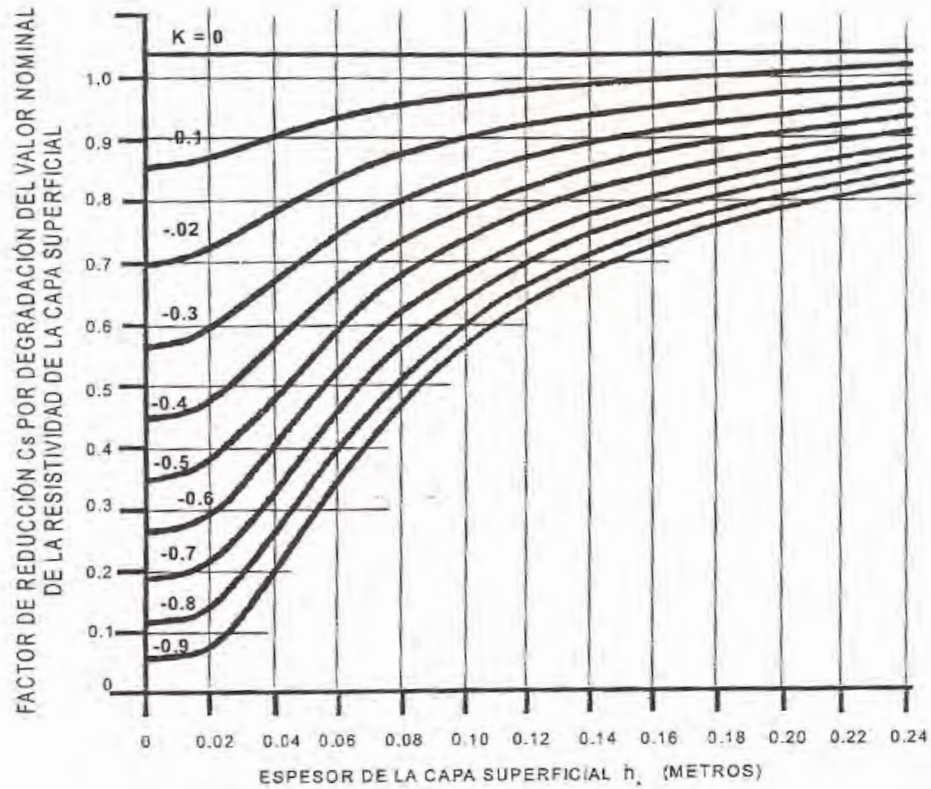
En donde:

$\rho_s[\Omega - \text{mt}]$  : Resistividad de la capa superficial.

$t[\text{seg}]$  : Duración de la falla en segundos.

$C_S$ : Factor de reducción por degradación del valor nominal de la resistividad de la capa superficial, determinada como sigue:

$C_S = 1$  ; Para capas sin superficie protectora, o bien, se determina de la figura siguiente se usa una capa superficial protectora de alta resistividad y pequeño grosor o espesor.



**Figura 4.1-Factor de reducción  $C_s$ , como una función del factor de reflexión  $k$  y del espesor de la capa de piedra  $h_s$ .**

#### **4.1.4 Tensión de Paso y Toque.**

**Tensión de Paso ( $V_p$ ):** Corresponde a la diferencia de potencial entre dos puntos ubicados sobre la superficie del suelo, separados a una distancia de 1 metro.

Las ecuaciones para la tensión de paso y de contacto se dan a continuación:

Los voltajes de paso tolerables para 50 Kg y 70 Kg

$$V_{paso50} = (1000 + 6.0 C_s \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \dots volts$$

$$V_{paso70} = (1000 + 6.0 C_s \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \dots volts$$

### **Tensión de contacto o Toque.**

La tensión de contacto mano-pie corresponde a la diferencia existente entre el potencial de un punto sobre la superficie del terreno y el potencial que adquiere un conductor metálico unido a la malla.

Para personas de 50 y 70 Kg

El Voltaje de Toque:

$$V_{\text{contacto } 50} = (1000 + 1.5 C_S \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \dots \text{volts}$$

$$V_{\text{contacto } 70} = (1000 + 1.5 C_S \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \dots \text{volts}$$

#### **4.1.5 Resistividad del Terreno.**

La resistividad de los suelos se expresa en  $\Omega$ -m,  $\Omega$ -cm o  $\Omega$ -mm, que corresponde a la resistencia que presenta un cubo de 1 metro cubico de suelo, la resistividad del terreno depende de su naturaleza, estratificación (capas de distinta composición), contenido de humedad, salinidad y temperatura. La resistividad de un terreno también es afectado por las variaciones estacionales.

Por otro lado a medida que aumenta el tamaño de las partículas aumenta el valor de la resistividad, por ello la grava tiene mayor resistividad que la arena, y esta mayor resistividad que la arcilla.

Debido a que las capas no son uniformes en un terreno, cuando se mide la resistividad se esta midiendo la resistividad aparente y por ello amerita determinar la resistividad de cada capa o estrato y sus espesores.

#### 4.1.6 Medición de la Resistividad del Terreno.

El método más utilizado para medir la resistividad del terreno es el método Wenner o de los cuatro puntos, el cual consiste en clavar cuatro varillas enterradas a lo largo de una línea recta, espaciadas uniformemente a una distancia  $a$  y enterradas a una profundidad  $b$ ; tal como se muestra en la figura 4.2; las clavijas externas inyectan corriente y las clavijas internas captan la caída de tensión.

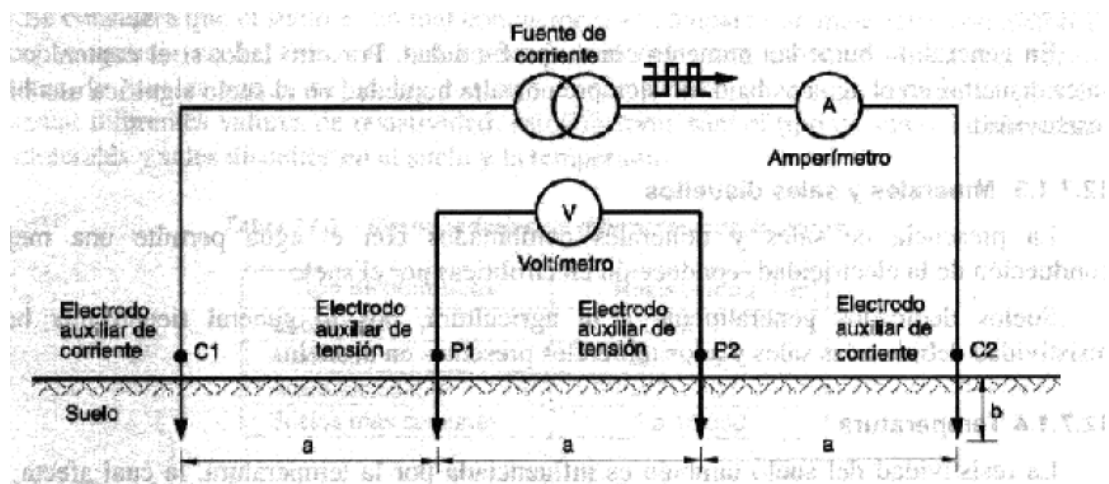


Figura 4.2-Metodo de Wenner

#### Consideraciones para la medida de la resistividad del terreno.

Método Utilizado: Wenner

- $T_{amb} = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$  , HR= 30%
- Área del terreno del sistema de tierra proyectado:

Formulas empleadas:

$$h = \left(\frac{3}{4}\right) a$$

$$\rho = 2\pi a R$$

Donde:

h : Profundidad para la medida de la resistividad medida en metros

a : Separación entre electrodos en metros

R: Resistencia en Ohmios

### Resistividad medida en todas las capas del terreno entre la superficie y una profundidad h.

Tabla 4.1.- Valores de resistividad medidos para diferentes capas del terreno

a(metros)	h (metros)	R ( $\Omega$ )	$\rho$ ( $\Omega$ m)
1	0.75	16.99	106.6
2	1.50	7.83	98.39
3	2.25	5.91	111.39
4	3.00	5.13	128.93
5	3.75	4.76	149.53
6	4.50	4.16	156.82
7	5.25	3.41	149.30
8	6.00	2.97	149.28

Observamos de la tabla 4.1 que hasta h=2.25 metros podemos considerar un estrato superior y desde h=3 m hasta h=6m otro estrato por lo tanto

$$\rho \text{ (promedio primer estrato)} = \frac{106.6 + 97.8 + 111.5}{3} = 105.31 \text{ } \Omega\text{-m}$$

#### 4.1.7 Fórmulas empleadas para el Diseño de la Red de Tierra Profunda

Un aterramiento en condiciones ideales deberá proporcionar una resistencia cercana a cero, para subestaciones de transmisión esta deberá ser de alrededor de 1 Ohmio o menos.

El valor de la resistencia de tierra de la subestación en un suelo uniforme y para redes enterradas menos de 0.25 m de profundidad puede ser estimado por medio de las formulas siguientes:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\Pi}{A}} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

$R_g$ : Resistencia de tierra de la subestación en Ohmios

$\rho$ : Resistividad promedio de la Tierra en Ohmio-metro.

A: Área ocupada por la tierra en  $m^2$ .

L: longitud total de conductores enterrados en metros

Para mallas enterradas con una profundidad entre 0.25 y 2.5 m se requiere corregir la formula, la cual quedara de esta forma:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1+h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \dots \dots (4.1)$$

Donde:

h = Profundidad enterrada de la malla a tierra, metros

El calibre del conductor se determina por medio de las ecuaciones dadas en las secciones 9.3 y 9.4 del estándar 80 de la IEEE, que a continuación se muestran, la corriente de falla 3lo deberá ser la corriente máxima de Falla esperada y que podrá ser conducida por el conductor del sistema de tierra.

La duración de la corriente de falla deberá reflejar el máximo tiempo de liberación de falla.

Las siguientes ecuaciones nos dan el calibre del conductor requerido en función de la corriente.

$$A_{mm2} = I \sqrt{\frac{\frac{t_c a_r \rho_r 10^4}{TCAP}}{\ln \left[ 1 + \left( \frac{T_m - T_a}{K_o + T_o} \right) \right]}} \dots \dots (4.2)$$

Donde:

I: Valor de la corriente rms en KA.

A: Sección de conductor en mm<sup>2</sup>

$\rho_r$  : Resistividad del conductor en  $\mu\Omega/\text{cm}$  a 2°C.

$T_m$ : Temperatura máxima permisible en°C.

$T_a$ : Temperatura ambiente en °C.

$T_r$ : Temperatura de referencia para las constantes de material en °C.

$a_0$  : Coeficiente Térmico de resistividad a 0 °C:

$a_r$  : Coeficiente Térmico de resistividad a la temperatura de referencia  $T_r$

en  $\mu\Omega/\text{cm}^3$

$$K_0 = \frac{1}{a_0} \text{ o } K_0 = \frac{1}{a_r} - T_r$$

$T_c$ =Tiempo de la corriente de falla en segundos.

TCAP= factor de capacidad térmica, se obtiene de la siguiente tabla 4.2:



Tabla 4.2- Constantes de Materiales.

Descripción	Conductividad del Material, %	Factor $\alpha_r$ a 20° C	$k(1/\alpha_0)$ a ° C	Temp. de Fusión ° C	$\rho_r$ a 20° C ( $\mu\Omega/cm$ )	Factor TCAP. Valor efectivo ( $J/cm^3 / °C$ )
Cobre suave recocido	100,0	0,00393	234	1083	1,7241	3,422
Cobre duro	97,0	0,00381	242	1084	1,7774	3,422
Cobre con alma de acero	40,0	0,00378	245	1084/ 1300	4,397	3,846
Cobre con alma de acero	30,0	0,00378	245	1084/ 1300	5,862	3,846
Aluminio EC	61,0	0,00403	228	657	2,862	2,556
Aluminio aleación 5005	53,5	0,00353	263	660	3,2226	2,598
Aluminio aleación 6201	52,5	0,00347	268	660	3,2840	2,598
Aluminio con alma de acero	20,3	0,00360	258	660/ 1300	8,4805	2,670
Acero revestido de Zinc	8,5	0,00320	293	419 / 1300	20,1	3,931
Acero inoxidable No. 304	2,4	0,00130	749	1400	72,0	4,032

### Tensión de Malla y Paso

$$V_{malla} = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L}$$

$$V_{paso} = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L}$$

### Tensión de Malla

Los valores de voltaje de malla se hallan como producto de factores geométricos ( $K_m$ ,  $K_s$ ) un factor de corrección  $K_i$  el cual informa por los incrementos en la densidad de corriente en las extremidades de la red, para el voltaje de malla se tiene:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \text{Ln} \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dh} - \frac{h}{d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

Donde:

$K_{ii} = 1$  , Para mallas sin varillas de tierra a lo largo de su perímetro o para mallas con varillas de tierra en las esquinas, así como para varillas de tierra a lo largo del perímetro y dentro del área de la malla.

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$  , Para mallas sin varillas de tierra o mallas con únicamente pocas varillas de tierra, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

$h_0$  : 1 metro (profundidad de referencia en la malla.)

D= Separación entre conductores paralelos en metros.

h = profundidad de los conductores de la malla en metros

n=Numero de conductores paralelos en una dirección en metros.

d = diámetro del conductor de la malla en metros

$$K_i = 0.656 + 0.172 n$$

El factor  $K_i$  deberá de obtenerse para al cálculo de potencial de malla y de paso.

El valor de n se obtiene de la siguiente manera, para el cálculo del potencial de malla:

$$n = \sqrt{ab}$$

Donde:

a : Numero de conductores a lo largo de la malla.

b : Numero de conductores a lo ancho de la malla.

Para hallar el  $K_i$  en el cálculo del potencial de paso, el valor de  $n$  será el número mayor de conductores paralelos, es decir el mayor número de  $a$  y  $b$ , no importando si son a lo largo o a lo ancho., de igual forma este valor se sustituye en la ecuación anterior.

$$K_i = 0.656 + 0.172n$$

Ahora una ecuación general para el voltaje de malla puede ser expresada en términos de  $\rho$ ,  $I_G$ ,  $L$ ,  $K_m$ ,  $K_i$  es decir:

$$V_m = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L}$$

Donde:

Si  $L_c$  representa la longitud total del conductor de la red y  $L_r$  representa la longitud total de las varillas de la red, entonces para redes con varillas de tierra se tiene:

$$V_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + 1.15L_r}$$

El factor 1.15 que se multiplica a  $L_r$  refleja el hecho de que la densidad de corriente es más alta en las varillas de tierra cercanas al perímetro que en los conductores de la red.

Para redes sin varillas de tierra o con únicamente unas pocas varillas localizadas dentro de la malla pero lejos del perímetro se usa:

$$V_m = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_c + L_r}$$

Voltaje de paso, la fórmula general para calcular el voltaje de paso es la siguiente:

$$V_{\text{paso}} = \frac{\rho I_G K_s K_i}{L}$$

Donde:

$L=L_c + L_r$  para redes sin varillas de tierra o con únicamente unas pocas varillas en el centro lejos del perímetro.

$L=L_c + 1,15L_r$ ; para redes con varillas de tierra predominantemente alrededor del perímetro.

Para la profundidad usual de la red de tierras de 0.25 hasta 2.5m, la fórmula para calcular  $K_s$  es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

#### **4.1.8 Cálculo de la Red de Tierra Profunda.**

**Consideraciones obtenidas de planos y cálculos previos:**

Resistividad del terreno  $\rho$  (Calculada en la sección anterior)=105,01  $\Omega$ -m

L: Longitud total de conductores enterrados =1 138 m

A: Área ocupada por la malla de tierra en  $m^2$  de planos:

$$60 \times 46 + 60 \times 12 + 8 \times 8 = 3544 \text{ m}^2.$$

h: profundidad enterrada de la malla= 0,90 metros

$I_{ccm\acute{a}x}$ : (Corriente de cortocircuito máximo del lado de 138 KV)=1 030 A

$I_{ccm\acute{a}x}$  : (Corriente de cortocircuito máximo del lado de 10 KV)=7 141 A

$I_{ccm\acute{a}x}$  : (Corriente de cortocircuito máximo del lado de 22.9 KV)=3 419 A

Tiempo de aclaración de falla normal: 100 ms

Considerando la malla a tierra de cobre suave recocido por lo cual sus constantes son las mostradas en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3-Constante del material: Cobre suave recocido

Descripción	Conductividad de material, %	Factor $\alpha_r$ a 20 °C	$K \left( \frac{1}{\alpha_0} \right) a ^\circ C$	Temp. de fusión °C	$\rho_r$ a 20 C ( $\mu\Omega/cm$ )	Factor TCAP valor efectivo (J/cm3/ C)
Cobre suave recocido	100.0	0.00393	234	1083	1.7241	3.422

**Cálculo de la resistencia de tierra:**

Reemplazando en la ecuación (4.1) tenemos:

$$R_g = 105.01 \left[ \frac{1}{1138} + \frac{1}{\sqrt{20.3544}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0.9 \sqrt{\frac{20}{3544}}} \right) \right]$$

$$R_g = 0.85 \Omega$$

Para determinar la sección de conductor de puesta a tierra aplicamos la ecuación 4.2, y utilizando la tabla 4.3 para cobre suave recocido tenemos:

$$A(\text{mm}^2) = (7.141) \sqrt{\frac{(0.1)(0.00393)(1.7241)(10000)}{3.422} \dots \dots (2)}$$

$$\sqrt{\frac{1}{\ln \left[ 1 + \left( \frac{1083 - 40}{234 + 40} \right) \right]}}$$

$$A(\text{mm}^2) = 8.17 \text{ mm}^2$$

De acuerdo a las tablas de conductor, para cable desnudo de cobre temple suave y siguiendo las recomendaciones de la IEEE Std 80 para calibre mínimo de conductores de cobre en mallas a tierra, seleccionamos una sección mínima de 70 mm<sup>2</sup>.

**Cálculo de las tensiones de Paso y Toque Tolerables:**

Considerando una capa de 0,08 m, en la superficie de la subestación, con una resistividad  $\rho_s$  de 3 000  $\Omega$ -m, Del los datos anteriores se observa que la

capa superior del terreno tiene una resistividad  $\rho$  de 105  $\Omega$ -m, con estos valores se calcula el factor de reflexión:

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho_s + \rho}$$

Reemplazando tenemos:

$$K = \frac{105 - 3000}{3000 + 105} = -0,9323$$

Con este valor y el valor de la capa superficial vamos a la figura relativa y se encuentra el valor de reducción  $C_s=0.46$ , sustituyendo este valor y los siguientes:  $t_s=0.1$  y  $\rho_s = 3000 \Omega - m$  en las siguientes ecuaciones determinan los máximos voltajes de paso y contacto:

$$V_{\text{paso}50} = (1000 + 6.0 (0.46)3000) \frac{0.116}{\sqrt{0.1}} = 3404 \text{ volts}$$

$$V_{\text{paso}70} = (1000 + 6.0 (0.46)3000) \frac{0.157}{\sqrt{0.1}} = 4607.3 \text{ volts}$$

$$V_{\text{contacto}50} = (1000 + 1.5 (0.46)(3000)) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} = 1126 \text{ volts}$$

$$V_{\text{contacto}70} = (1000 + 1.5 (0.46)(3000)) \frac{0.157}{\sqrt{0.1}} = 1524 \text{ volts}$$

### **Cálculo de la elevación potencial de tierra GPR.**

Este valor no debe exceder el máximo voltaje de contacto tolerable  $V_{\text{cont}70}$

$$\text{GPR} = I_G \cdot R_g$$

Donde:

$I_G$ : Valor de la corriente máxima en la red en amperes

$R_g$ : Resistencia de Tierra=0.85 $\Omega$ .

Donde:

$$I_G = (C_p)(D_f)(I_g) \dots \quad (4.3)$$

$C_p$ : Factor correctivo de proyección correspondiente para el incremento relativo de la corriente de falla durante el periodo de vida de la subestación, Para un crecimiento futuro de cero,  $C_p=1,0$

$D_f$ : Factor de decremento para la duración de la falla  $t_f$ , encontrando que  $t_f$  está dado en segundos, el valor de decremento esta dado por la siguiente fórmula:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_o}{t_f} \left( -e^{-t_f/t_a} \right)}$$

Donde:

$t_f$ : Duración de la falla en segundos.

$t_a$ : Constante de tiempo subtransitoria equivalente del sistema dado en segundos.

$$T_a = \frac{X''}{\omega \cdot R'''} \text{ para 60 Hz tenemos: } T_a = \frac{X''}{120\pi \cdot R'''}$$

Asumiendo una impedancia subtransitoria de  $\frac{X''}{R'''}=20$  se tiene y  $t_f=0.1$  segundos

$$D_f=1.25$$

$I_g$ : Valor de corriente simétrica (rms) de la red en amperios.

$$I_g = S_f X I_f \dots \dots \dots \quad (4.4)$$

$I_f$ : Valor rms simétrica de la falla a tierra en amperes

$S_f$ : factor de división de corriente relativo a la magnitud de la falla y la porción que fluye entre la red de tierras y la tierra circulante.

**Cálculo del factor de división de corriente:**

Efecto de los hilos de guarda: (2 líneas de 138 KV, 2 hilos de guarda, 3 torres por kilometro.)

**Impedancia del hilo de guarda de acero de 3/8",  $Z_1=1.8 \text{ W/Km}$ .**

**Resistencia equivalente de las torres**

Base de las torres=  $4 \times 4 = 16 \text{ m}^2$

La resistencia aproximada de cada torre es:

$$R_{\text{torre}} = \frac{\rho}{2\pi B} = \frac{88}{2\pi B} = 6.2 \Omega$$

Como se tiene 3 torres por Kilometro, entonces la resistencia equivalente de las torres es:

$$R_2 = 6.2/3 = 2.066 \Omega$$

**Impedancia equivalente (Hilos de guarda torres)**

$$Z = \sqrt{Z_1 R_2} = \sqrt{1.8 \cdot 2.066} = 1.928 \Omega$$

Como se tienen 2 hilos de guarda, la impedancia es la mitad.

$$Z = 1.928/2 = 0.964$$

Por lo tanto

$$S_f = 0.964 / (0.964 + 0.85) = 0.5314$$

Por lo cual reemplazando en las ecuaciones (4.3) y (4.4) se tiene:

$$I_g = 0.5314 * 7141 = 3794$$

$$I_G = 1.0 \times 1.25 \times 3794 = 4742 \text{ A}$$

Por lo tanto:

$$\text{GPR} = 4742 \cdot 0.85 = 4064.7$$

El valor de GPR es mayor que el valor del máximo voltaje de contacto permisible es cual es: 1524 Volts; sin embargo, no sobrepasa los 5000 Volts



, como es mayor que el voltaje de de contacto permisible, es necesario realizar los cálculos de los voltajes de paso y de contacto actuales.

Generalmente tenemos:

$$V_{\text{malla}} = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L}$$

$$V_{\text{paso}} = \frac{\rho K_S K_i I_G}{L}$$

### Tensión de Malla

Reemplazando en la ecuación:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \text{Ln} \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dh} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

Donde:

$K_{ii} = 1$ ; Debido a que la malla tiene varillas de tierra a los largo del perímetro y dentro de la malla.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}}$$

$h_o = 0.9$  metros (profundidad de referencia de la malla.)

$h =$  Profundidad de los conductores de la malla en metros = 1m

Reemplazando en la ecuación anterior tenemos:

$$K_h = \sqrt{2}$$

Además:

$D =$  Separación de los conductores paralelos en metros = 6 metros

$n =$  raíz cuadrada del producto de los conductores a lo largo y de los conductores a lo ancho =  $\sqrt{ab} = \sqrt{9 \times 11} = 9,94$

$d =$  Diámetro del conductor de malla en metros = 0,0134

$$L_c = 1138 \text{ m}$$

$$L_r = 2.40 \times 10^7 = 256.8$$

Sustituyendo valores tenemos:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{6^2}{16(0.9)(0.0134)} + \frac{(6 + 2(0.9))^2}{8(6)(0.0134)} - \frac{0.9}{4(0.0134)} \right) + \frac{1}{\sqrt{2}} \ln \frac{8}{\pi(2(9.94) - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.662$$

$$K_i = 0.656 + 0.172n$$

$$K_i = 0.656 + 0.172(9.94) = 2.365$$

$$L = L_c + 1.15L_r$$

$$L = 1138 + 1.15(256.8) = 1433.32$$

Por lo tanto el voltaje de malla es:

$$V_{malla} = \frac{(105.5)(0.662)(2.365)(4742)}{(1433.32)} = 546.46 \text{ Volts}$$

### Tensión de Paso.

$$V_{paso} = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L}$$

Ya que la profundidad de la malla está entre 0.25 m y 2.5 m entonces se tiene

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

Donde:

D: Separación entre conductores paralelos en metros=6 metros

n = Mayor número de conductores paralelos=11

d= diámetro de los conductores de la malla en metros= 1 m

h=Profundidad de los conductores de la malla en metros= 0.9

Sustituyendo valores:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2(0.9)} + \frac{1}{6 + 0.9} + \frac{1}{6} (1 - 0.5^{11-2}) \right] = 0.2759$$

Sustituyendo n en:

$$K_i = 0.656 + 0.172(11) = 2.548$$

Reemplazando se obtiene:

$$V_{paso} = \frac{(105.5)(0.2759)(2.548)(4742)}{1433.32} = 245.3702 \text{ Volts}$$

Como los voltajes **de Paso y de Contacto** actuales son menores que los voltajes de **paso y de contacto máximos permisibles**, entonces se concluye que el diseño esta correcto.

#### 4.1.9 Diseño de la Malla a Tierra.

De los cálculos realizados previamente se definen las principales características del sistema de malla a tierra, las cuales se especifican en los siguientes planos adjuntos en el anexo 01.

- Plano No IE-13

-Plano No IE13-01

-Plano No IE-14

**Tabla 4.4- Características generales de la red de tierra profunda.**

N°	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
1.0	RED DE TIERRA PROFUNDA		
1.1	Subestación		
1.2	Material del conductor		COBRE
1.3	Sección del conductor	mm <sup>2</sup>	120, 70
1.4	Número de hilos		
1.5	Tipo de conectores y material - De Soldadura tipo CADWELD		
1.6	Profundidad de enterramiento	m	0.8
1.7	Corriente de Cortocircuito a Tierra	kA	
1.8	Varilla de puesta a tierra - Tipo - Diámetro - Longitud total exterior	m m	COPERWELD 0,0159 2.4
2.0	RED DE TIERRA SUPERFICIAL		
2.1	Subestación		
2.2	Material del conductor		COBRE
2.3	Sección del conductor	mm <sup>2</sup>	70
2.4	Número de hilos		
2.5	Tipo de conectores y material - De Presión - De Soldadura tipo CADWELD		

## 4.2 Selección de Equipos

### 4.2.1 Pararrayos 138 KV.

Para la selección de un pararrayos para protección contra sobretensiones de origen atmosférico y por maniobra, se debe determinar las siguientes características principales:

- Tensión nominal.
- Corriente nominal de descarga.

1.1 Tensión Nominal del sistema: 138 kV.

1.2 Tensión Nominal del pararrayos considerando un sistema con neutro sólidamente puesto a tierra:  $k=0,8$

$$V_{nom} = 0,8 \times 170 \text{ kV} = 136,0 \text{ KV}_{ef(f-f)}$$

1.3 La corriente máxima de descarga vendrá dado por la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{2NBI - U_n}{Z_o} = \frac{2(750) - 120}{400} = 3,45 \text{ A}$$

Según catalogo de pararrayos marca Crompton Greaves la tensión nominal más próxima del pararrayos es:

$V_{nom} = 120 \text{ KV}$ , el cual tiene las siguientes características:

- Máxima Tensión permanente de operación, f-t = 95 KV<sub>ef</sub>
- Frente de onda máxima equivalente nivel de protección = 334 KV<sub>cr</sub>
- Máxima tensión de descarga, KV<sub>cr</sub> a corriente de impulso de 10 KA con onda 8/10µs=294 KV<sub>cr</sub>
- Máxima tensión de impulso debido a maniobras, nivel de protección=241 KV<sub>cr</sub>

1.5 Calculo del margen de Protección debido a descargas atmosféricas para 750 KV<sub>cr</sub> de BIL de aislamiento interno y externo:

$$\% \text{ margen} = \frac{750 \text{ KV}_{cr} - 294 \text{ KV}_{cr}}{294 \text{ KV}_{cr}} \times 100\% = 155\%$$

1.6 Calculo de margen de protección debido a sobretensiones de maniobra:

$$\% \text{ margen} = \frac{750 \text{ KV}_{cr} - 241 \text{ KV}_{cr}}{241 \text{ KV}_{cr}} \times 100\% = 211\%$$

1.7 Margen de protección del pararrayos de 120 kV<sub>ef(f-t)</sub>.

Los márgenes de protección admitidos por la norma ANSI C62.2 admite 20% para los impulsos de rayos y 15% para los impulsos de maniobra, por lo tanto siendo 155 % > 20 % y 211 % > 15 %. la tensión nominal del pararrayos cuyo valor es de 120 KV. para la tensión nominal del sistema 138 KV es apropiada.

Tabla 4.5- Características de Pararrayos 138 kV.

N°	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
<b>1.0</b>	<b>DATOS GENERALES</b>		
1.1	Fabricante / país de fabricación		
1.2	Tipo		Oxido de Zinc
1.4	Altitud de instalación	msnm	1000
1.5	Norma de fabricación		IEC
1.6	Clase según IEC		Clase3
<b>2.0</b>	<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS</b>		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tipo de conexión		Estrella
	- Tensión nominal del sistema	kV	138
	- Tensión máxima del equipo	kV	145
	- Tensión nominal del pararrayo	kV	120
2.3	Nivel de aislamiento		
	- Tensión a frecuencia industrial	kV	
	- Tensión de impulso	kVp	
2.4	Características de Corriente:		
	- Corriente nominal de descarga	kAp	10
2.5	Características de Protección:		
	- Máxima tensión residual a corriente de descarga	kVp	334
	- Nivel de protección al impulso por sobretensión de maniobras	kVp	241
	- Nivel de protección al impulso por sobretensión atmosféricas	kVp	294
	- Sobretensión temporal	kVp	153
	- Tensión de operación continua	kVp	102
2.6	Características del Aislador:		
	- Tipo		Porcelana
	- Tensión de ensayo de onda de Impulso	kVp	650
	- Tensión de ensayo a la frecuencia industrial	kVp	230
	- Línea de fuga total	mm	3625
	- Línea de fuga por cada kV	mm/kV	25

#### **4.2.2 Interruptores de Potencia.**

Los interruptores básicamente se seleccionan en base a los siguientes parámetros:

- Valores nominales de Voltaje, corriente y frecuencia.
- Nivel de aislamiento asignado.
- Capacidad Interruptiva.
- Tiempo de Cierre.

Dichas características son obtenidas de los estudios de flujo de carga, cortocircuito estudio de sobretensiones, normas de fabricantes, manuales de equipos y necesidades de diseño.

Las características principales de los interruptores se registrarán en base a la Norma IEC 60694, esta norma establece características comunes para equipos de corte o maniobra de alta tensión.

##### **A.) Selección de Interruptores del Lado de 138 KV**

###### **Tensión asignada $U_r$**

Para tensiones inferiores a 245 kV según la norma IEC 60694 tenemos:

$$U_r = 170 \text{ kV.}$$

###### **Nivel de aislamiento Asignado.**

Determina las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada  $U_r$ , de acuerdo a la Tabla 4.6:

**Tabla 4.6-Niveles de aislamiento asignados para las tensiones asignadas de la Serie I.**

Tensión asignada $U_r$ [kV] (Valor eficaz)	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial $U_d$ [kV] (valor eficaz)		Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo $U_p$ [kV] (valor pico)	
	Valor común	Sobre la distancia de seccionamiento	Valor común	Sobre la distancia de seccionamiento
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
3,6	10	12	20	23
			40	46
7,2	20	23	40	46
			60	70
12	28	32	60	70
			75	85
17,5	38	45	75	85
			95	110
24	50	60	95	110
			125	145
36	70	80	145	165
			170	195
52	95	110	250	290
72,5	140	160	325	375
100	150	175	380	440
	185	210	450	520
123	185	210	450	520
	230	265	550	630
145	230	265	550	630
	275	315	650	750
170	275	315	650	750
	325	375	750	860
245	360	415	850	950
	395	460	950	1050
	460	590	1050	1200

Sin embargo para un mismo nivel de tensión asignada existen diferentes niveles de aislamiento, la selección debe hacerse considerando el grado de exposición a sobretensiones de frente rápido y de frente lento, del tipo de puesta a tierra del neutro del sistema y del tipo de dispositivos limitadores de sobretensiones.

Por lo tanto en nuestro caso tenemos del cálculo de sobretensiones (capítulo 3 Coordinación de aislamiento).

1. Para Tensiones de soportabilidad de corta duración tipo frecuencia industrial tenemos una tensión máxima de 273,70 kV



2. Para tensiones de soportabilidad del Tipo impulso atmosférico la máxima sobretensión calculada es de 709 kV.

Por lo tanto de la Tabla 4.6 anterior podemos establecer niveles de aislamiento normalizados que soporten las condiciones del sistema.

Para la tensión de asignada de 170 KV, tenemos los niveles de tensión asignados de 325 KV para frecuencia industrial y 750 KV para Sobretensión de impulso atmosférico, ya que  $750 \text{ KV} > 627.64 \text{ KV}$ .

#### **Frecuencia asignada.**

En países de América de sur es de 60 Hz.

#### **Corriente asignada en servicio continuo $I_r$ .**

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el interruptor sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del interruptor.

Los valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60059(1999), y considerando que la corriente nominal en la Línea en el lado de 138 KV es de 625 A, seleccionamos una corriente nominal de 1250 Amperios de acuerdo a catalogo del producto.

#### **Capacidad Interruptiva.**

Los interruptores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 138 KV de 0,75 kA trifásicos por lo cual de catalogo seleccionamos el interruptor de 31 kA de corriente de interrupción simétrica.

Tabla 4.7- Características de interruptor de 138 kV.

Nº	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
<b>1.0</b>	<b>DATOS GENERALES</b>		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		
1.3	Lugar de fabricación		
1.4	Altitud de instalación	msnm	1000
1.5	Normas de fabricación		IEC
<b>2.0</b>	<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS</b>		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión Nominal del sistema	kV	138
	- Tensión máxima de diseño	kV	170
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión a frecuencia industrial, 1 minuto	kV	325
	- Tensión a impulso 1.2/50 useg	kVp	750
2.4	Características de Corriente		
	- Corriente nominal	A	3150
	- Corriente nominal de corta duración (3 seg.)	kA	31
	- Corriente nominal de cierre	kAp	
2.5	Poder de interrupción:		
	- Corriente de interrupción simétrica	kA	31
	- Ciclo de operación para el poder de interrupción		O-0.3"- CO - 3'- CO
2.6	Características de Operación:		
	- Tiempo de corte (Break time)	mseg.	<50
	- Tiempo de cierre (Closing time)	mseg.	
	- Número garantizado de interrupciones a 16.0 kA. (número de maniobras)		
2.7	Máxima diferencia de tiempos de apertura entre dos diferentes polos	mseg.	<5
2.8	Cámaras de interrupción:		
	- Principio de extinción		SF6
	- Número de cámaras de extinción		1
	- Presión del medio extintor en las cámaras de extinción	N/m2	
2.9	Dispositivos de mando:		
	- Modelo		
	- Funcionamiento		Tripolar
	- Carga del mecanismo		
	. Manual		SI
	. Eléctrico		SI
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	110
	- Corriente de régimen del motor	A	
	- Tensión auxiliar (mandos)	Vcc	110
	- Tensión calefactores	Vca	220

**B.) Selección de Interruptores del Lado de 10 KV****Tensión asignada  $U_r$** 

Para tensiones inferiores a 245 KV según la norma IEC 60694 tenemos:

$U_r=12$  KV.

**Nivel de aislamiento asignado.**

Determina las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada  $U_r$ , de acuerdo a la tabla 4.6 de la norma IEC 6007-1 con lo cual tenemos:

Para la tensión de asignada de 12 KV, tenemos los niveles de tensión asignados de 38 kV (para frecuencia industrial ya  $38 \text{ kV} > 33.49 \text{ kV}$  y  $75 \text{ kV}$  para sobretensión de impulso atmosférico, ya que  $75 \text{ kV} > 58.53 \text{ KV}$ ).

**Frecuencia asignada.**

En países de América de sur es de 60 Hz.

**Corriente asignada en servicio continuo  $I_r$ .**

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el interruptor sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del interruptor.

Los Valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60059(1999), y considerando que la corriente nominal en la Línea en el lado de 10 kV es de 144 A, seleccionamos una corriente nominal de 630 Amperios de acuerdo a catalogo del producto.

**Capacidad Interruptiva.**

Los interruptores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 10 KV es de 12 kA trifásicos por lo cual de catalogo seleccionamos el seccionador cuya corriente nominal de corta duración es de de 12.5 kA.

Tabla 4.8- Características de Interruptores de 10 kV.

N°	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
<b>1.0</b>	<b>DATOS GENERALES</b>		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		
1.3	Lugar de fabricación		
1.4	Altitud de instalación	msnm	1000
1.5	Normas de fabricación		IEC
<b>2.0</b>	<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS</b>		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión Nominal del sistema	kV	10
	- Tensión máxima de diseño	kV	12
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión a frecuencia industrial, 1 minuto	kV	38
	- Tensión a impulso 1.2/50 useg	kVp	75
2.4	Características de Corriente		
	- Corriente nominal	A	630
	- Corriente nominal de corta duración (3 seg.)	kA	12.5
	- Corriente nominal de cierre	kAp	
2.5	Poder de interrupción:		
	- Corriente de interrupción simétrica	kA	
	- Ciclo de operación para el poder de interrupción		
2.6	Características de Operación:		
	- Tiempo de corte (Break time)	mseg.	<50
	- Tiempo de cierre (Closing time)	mseg.	
	- Número garantizado de interrupciones a 16.0 kA. (número de maniobras)		
2.7	Cámaras de interrupción:		
	- Principio de extinción		SF6
	- Número de cámaras de extinción		1
	- Presión del medio extintor en las cámaras de extinción	N/m2	
2.8	Dispositivos de mando:		
	- Modelo		
	- Funcionamiento		Tripolar
	- Carga del mecanismo		
	. Manual		SI
	. Eléctrico		SI
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	110
	- Corriente de régimen del motor	A	
	- Tensión auxiliar (mandos)	Vcc	110
	- Tensión calefactores	Vca	220
2.90	Aisladores de paso:		
	- Marca		
	- Tipo		

### 4.2.3 Seccionadores

Los Seccionadores básicamente se seleccionan en base a los siguientes parámetros:

- Voltaje, frecuencia y Corriente nominal.
- Corriente sostenida de corta duración.
- Cantidad y número de polos.
- Capacidad de cierre asignada.
- Nivel de aislamiento asignado.
- Formas de construcción del seccionador.

Dichas características son obtenidas de los estudios de flujo de carga, cortocircuito estudio de sobretensiones, manuales de fabricante, normas de fabricación y necesidades del diseño.

Las características principales de los seccionadores se registrarán en base a la Norma IEC 60694, la cual establece características comunes para equipos de corte o maniobra de alta tensión.

#### **A.) Selección de seccionadores en 138 kV.**

##### **Tensión asignada ( $U_r$ ):**

Correspondiente a la tensión máxima a la cual opera el seccionador en este caso  $V= 170$  kV.

##### **Niveles de aislamiento asignado:**

Los seccionadores desde el punto de vista del comportamiento de sus aislamientos a los ensayos dieléctricos están constituidos por aislamientos autoregenerativos, (es decir aislamientos que son capaces de recuperar sus

características dieléctricas después de una descarga a tierra, entre terminales o entre polos).

Las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada  $U_r$ , de acuerdo a la Tabla 4.6(Norma IEC 6007-1) con lo cual tenemos:

Para la tensión de asignada de 170 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 325 kV para frecuencia industrial y 750 kV para Sobretensión de impulso atmosférico, ya que  $750 \text{ kV} > 709 \text{ kV}$ .

#### **Frecuencia Asignada.**

En países de América del Sur la frecuencia de trabajo es de 60 Hz.

#### **Corriente Asignada en Servicio Continuo $I_r$ .**

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el seccionador sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del seccionador.

Los valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60694, y considerando que la corriente nominal en la Línea en el lado de 138 kV es de 625 A, seleccionamos una corriente nominal de 1 200 Ampers de acuerdo a catalogo del producto.

**Capacidad interruptiva.**

Los interruptores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 138 kV de 0,75 KA trifásicos por lo cual de catalogo seleccionamos el interruptor de 31 kA de corriente de interrupción simétrica, debido a que el seccionador de puesta a tierra está combinado con el seccionador en un mismo equipo, la corriente de corta duración admisible asignada al seccionador de puesta a tierra debe ser como mínimo 31 kA.

**Forma de construcción.**

En este caso de acuerdo a la configuración de la subestación se opta por: seccionador de apertura horizontal central para los seccionadores de 138 kV y de apertura vertical para los seccionadores de 10 kV en la celda de Reactores.



Tabla 4.9- Características de Seccionadores en 138 kV.

N°	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
<b>1.0</b>	<b>DATOS GENERALES</b>		
1.1	Fabricante, tipo, lugar de fabricación, nombre fabricante		
1.2	Altitud de instalación	msnm	1000
1.3	Norma de Fabricación		IEC 129, IEC 694
1.4	Tipo de instalación		Horizontal
<b>2.0</b>	<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS</b>		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión Nominal del sistema	kV	138
	- Tensión máxima de Diseño	kV	170
	- Tensión a frecuencia industrial, 1 minuto	kV	325
	- Tensión a impulso de onda 1.2/50 uSeg (fase - tierra y entre polos en posición abierta)	kVp	750
2.3	Características de Corriente:		
	- Corriente nominal	A	1200
	- Corriente nominal de corta duración	kA	31
	- Corriente nominal de Choque para Seccionador de fase	kAp	
2.4	Tiempos:		
	- Al cierre, entre la orden al seccionador y la apertura	seg	
	- Al apertura, entre la orden al seccionador y la apertura	seg	
2.5	Contactos auxiliares:		
	- Abiertos	N°	
	- Cerrados	N°	
2.7	Dispositivos de mando:		
	- Modelo		
	- Funcionamiento Giratorio Horizontal Fase		Tripolar
	- Carga del mecanismo		
	. Manual		SI
	. Eléctrico		SI
	- Tensión de alimentación del motor	Vcc	110
	- Corriente de régimen del motor	A	
	- Tensión auxiliar (mandos)	Vcc	110
2.8	Aisladores:		
	- Marca		
	- Tipo		
	- Línea de fuga	mm/kV	25
	- Carga mínima de rotura	N	

**B.) Selección de seccionadores en 10 kV.****Tensión asignada ( $U_r$ ):**

Correspondiente a la tensión máxima a la cual opera el seccionador en este caso  $V= 12 \text{ KV}$ .

**Niveles de aislamiento asignado:**

Los seccionadores desde el punto de vista del comportamiento de sus aislamientos a los ensayos dieléctricos están constituidos por aislamientos autoregenerativos, (es decir aislamientos que son capaces de recuperar sus características dieléctricas después de una descarga a tierra, entre terminales o entre polos).

Las condiciones de aislamiento que debe tener el equipo, se seleccionan en base a la tensión asignada  $U_r$ , de acuerdo a la Tabla 4.6 del presente trabajo, con lo cual tenemos:

Para la tensión de asignada de 12 KV, tenemos los niveles de tensión asignados de 38 kV (para frecuencia industrial ya  $38 \text{ kV} > 33.49 \text{ kV}$  y  $75 \text{ kV}$  para sobretensión de impulso atmosférico, ya que  $75 \text{ kV} > 58.53 \text{ KV}$ ).

**Frecuencia asignada.**

En países de América de sur es de 60 Hz.

**Corriente asignada en servicio continuo  $I_r$ .**

Esta corriente está dada por el valor eficaz de la corriente que es capaz de conducir continuamente el seccionador sin sufrir ningún daño a la frecuencia

nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura en las diferentes partes del seccionador.

Los Valores de la corriente asignada se seleccionan de acuerdo a la norma IEC 60059(1999), y considerando que la corriente nominal en la Línea en el lado de 10 kV es de 144 A, seleccionamos una corriente nominal de 1000 Amperios de acuerdo a catalogo del producto.

#### **Capacidad interruptiva.**

Los seccionadores deben soportar las corrientes de cortocircuito que pueden aparecer en condiciones de falla, de acuerdo a los estudios de cortocircuito tenemos corrientes de cortocircuito máximas en el nivel de tensión de 10 kV es de 12 kA trifásicos por lo cual de catalogo seleccionamos el seccionador cuya corriente nominal de corta duración es de de 12,5 kA.

#### **Forma de construcción.**

En este caso de acuerdo a la configuración de la subestación, y la ingeniería básica preliminar se opta por: seccionador de apertura vertical.

**Tabla 4.10- Características de Seccionador de Barra en 10 kV.**

<b>N°</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UNID.</b>	<b>REQUERIDO</b>
<b>1.0</b>	<b>DATOS GENERALES</b>		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		
1.3	Lugar de fabricación		
1.4	Norma de Fabricación		IEC 129, IEC 694
<b>2.0</b>	<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS</b>		
2.1	Características de tensión		
	- Tensión Nominal del sistema	kV	10
	- Tensión máxima del equipo	kV	12
2.2	Altitud de instalación	msnm	1000
2.3	Nivel de aislamiento		
	- Tensión a frecuencia industrial, 1 minuto	kV	38
	- Tensión a impulso 1.2/50 us (fase - tierra y entre polos en posición abierta)	kVp	75
2.4	Características de corriente		
	- Corriente nominal	A	1000
	- Corriente nominal de corta duración (3 seg.)	kA	12.5
	- Corriente nominal de cierre	kAp	
2.5	Frecuencia nominal	Hz	60
2.6	Tiempos		
	- Al cierre, entre la orden al seccionador y la apertura	mseg	
	- Al apertura, entre la orden al seccionador y la apertura	mseg	
2.7	Contactos auxiliares		
	- Abiertos/cerrados	N°	
2.8	Dispositivo de mando		
	- Modelo		3 columnas
	- Funcionamiento con giro central horizontal		TRIPOLAR
	- Carga del mecanismo manual		SI
2.9	Aisladores de paso		
	- Marca		
	- Tipo		
	- Línea de fuga	mm/kV	25
	- Fortaleza mecánica de los aisladores a la flexión		
	- Fortaleza mecánica de los aisladores a la torsión		
2.10	Torque requerido para la operación		

#### **4.2.4 Transformador de Potencia.**

El transformador de potencia es el equipo más grande, pesado, complejo y también el más costoso de la subestación, su selección depende de las condiciones preestablecidas del sistema, de la configuración de la misma así como de los requerimientos de comportamiento de la subestación.

Entre las principales características para definir a un transformador tenemos:

- Tensión nominal
- Potencia Nominal
- Relación de Transformación y tolerancia.
- Corriente nominal
- Frecuencia Nominal
- Impedancia nominal.
- Tipo de Conexión.
- Sistemas de enfriamiento.
- Cambiador de derivaciones.

##### **Tensión nominal.**

De acuerdo a las características de operación del sistema dado que el sistema de barras está definido en 138 kV de acuerdo con la configuración inicial del sistema, la tensión normalizada del primario del transformador sería de 138 kV, y dado que de acuerdo a los requerimiento de operación, dicho transformador tendrá como carga un banco de reactores y capacitores en 10 kV, la tensión nominal normalizada en el secundario del transformador será de 10 kV.

**Potencia Nominal.**

Según el cuadro de las corrientes nominales se tiene que cada unidad monofásica de los reactores tiene una corriente nominal de 144 A, con lo cual considerando la operación de los 5 reactores tenemos una corriente nominal de 720 A, por lo que la potencia del devanado secundario viene dada por:

$$S = \sqrt{3}VI$$

Reemplazando tenemos:

$$S = \sqrt{3}(10)(720) = 12,456 \text{ MVA}$$

De catalogo de producto seleccionamos una potencia nominal de 15 MVA para el transformador de Potencia.

**Relación de Transformación y Tolerancia.**

La relación de transformación está basada en la regulación de tensiones y sujeta al efecto de la regulación a diferentes cargas y factores de potencia.

La tolerancia para la regulación de transformación, medida cuando el transformador esta sin carga es de  $\pm 0.5\%$  en todas las derivaciones.

La relación de transformación normalizada seleccionada de acuerdo a nuestros requerimientos es de  $138 \pm 2 \times 2,5 / 10 \text{ kV}$ .

**Corriente Nominal.**

La corriente nominal se determina a partir de la potencia nominal como sigue:

$$I_N = \frac{15000 \text{ KVA}}{\sqrt{3}(10\text{KV})} = 866 \text{ A}$$

### **Frecuencia nominal.**

La frecuencia a la cual deben operar los transformadores deber ser de 60 Hz, en los países de América Latina.

### **Impedancia Nominal.**

La impedancia se expresa en porcentaje de la tensión de impedancia con respecto a la tensión nominal, la tolerancia de la impedancia en un transformador de dos devanados debe ser la siguiente:

La impedancia de un transformador de 2 devanados con un valor en porcentaje de impedancia superior a 2,5 %, debe tener una tolerancia de impedancia de  $\pm 7,5 \%$  del valor especificado.

Cuando se especifiquen transformadores de dos devanados con un valor en porcentaje de impedancia menor a 2,5 %, debe tener una tolerancia de  $\pm 10\%$  del valor especificado.

Para un nivel básico de aislamiento al impulso de 500 KV la impedancia a 75 °C es de 7,9 % según catalogo de fabricante.

### **Tipo de Conexión.**

En este caso se selecciona el Grupo de Conexión Ynd5 por las siguientes razones, el devanado en estrella en el lado Primario es necesario debido a lo elevado de la tensión en este caso 138 kV, el neutro de la estrella de devanados de alta tensión suele ponerse a tierra a fin de asegurar una distribución equilibra de tensiones entre las líneas y tierra y reducir las

tensiones existentes entre las bobinas de los transformadores y los núcleos, la conexión delta en el secundario, aísla los dos sistemas en cuanto al flujo de corriente de secuencia cero, que resultan de fallas a tierra en el primario.

#### **Sistemas de Enfriamiento.**

En este caso será del tipo ONAN (aceite natural por aceite)

#### **Cambiador de derivaciones.**

Debido a la variación de la tensión del primario por las variaciones de carga a lo largo de un dominio demasiado amplio a causa de variaciones de caída de tensión en la impedancia del circuito de transmisión es necesario un cambiador de tomas

En este caso el transformador posee un cambiador de tomas en vacío, con las siguientes características:

El devanado de alta tensión cuenta con 4 derivaciones de 2.5 % de la tensión nominal, 2 hacia arriba y 2 hacia debajo de la tensión nominal.

### **4.2.5 Transformadores de Tensión.**

#### **A. Selección de Transformador de Tensión Capacitivo**

Para tensiones superiores a 72,5 kV se usan predominantemente los transformadores de tensión capacitivos debido a la utilización del divisor capacitivo en sistemas donde se utiliza comunicación por onda portadora o PLC.

Para la selección de los transformadores se deberá especificar mínimo las siguientes características:



- Tensión primaria asignada.
- Tensión secundaria asignada.
- Relación de Transformación asignada
- Clase de precisión.
- Frecuencia asignada.
- Potencia de Precisión.
- Características generales.

#### **Tensión primaria asignada.**

Según la norma IEC 60186(1987) la tensión asignada es igual a la tensión asignada del sistema en este caso  $V = \frac{170}{\sqrt{3}}$  kV.

#### **Tensión secundaria asignada.**

Según la IEC la tensión secundaria asignada es de  $\frac{100}{\sqrt{3}}$  Voltios.

#### **Potencia de Precisión.**

Es el valor de la potencia aparente que suministra el transformador en el secundario con la tensión secundaria asignada y la carga de precisión conectada.

De acuerdo a nuestros requerimientos de carga tenemos:

Línea de Llegada Tocache-Bellavista 138 kV :

Conexión del secundario: Estrella.

Potencia realmente conectada:

1er Núcleo: Para medición

1 Voltímetro

5VA

1 Frecuencímetro	1 VA
1 Contador de energía Activa	4,9 VA.
1 Contador de energía reactiva	3,9 VA

Luego la potencia total del primer núcleo es 14,8 VA.

2do Núcleo: Para Protección.

1 Relé de Máxima tensión	6VA
1 Relé de Mínima tensión	6 VA
1 Relé Direccional	0,8 VA.

Luego la potencia total del Segundo núcleo es 12,8 VA.

Finalmente según la norma IEC seleccionamos el valor normalizado de 30 VA para el devanado de medición y de 30 VA para los devanados de protección.

#### Celda de Acoplamiento de Barras 138 kV:

Conexión del secundario: Estrella.

Potencia realmente conectada:

1er Núcleo: Para medición

1 Voltímetro	5VA
1 Frecuencímetro	1 VA
1 Contador de energía Activa	4,9 VA.
1 Contador de energía reactiva	3,9 VA

Luego la potencia total del primer núcleo es 14,8 VA.

2do Núcleo: Para Protección.

1 Relé de Máxima tensión	8VA
--------------------------	-----

1 Relé de Mínima tensión	6 VA
1 Relé Sincronismo	6 VA.

Luego la potencia total del Segundo núcleo es 20 VA.

Finalmente según la norma IEC seleccionamos el valor normalizado de 30 VA para el devanado de medición y de 30 VA para los devanados de protección.

#### Celda de Compensación Reactiva 10 kV:

Conexión del secundario: Estrella.

Potencia realmente conectada:

1er Núcleo: Para medición

1 Voltímetro	5VA
1 Frecuencímetro	1 VA
1 Contador de energía Activa	4,9 VA.
1 Contador de energía reactiva	3,9 VA

Luego la potencia total del primer núcleo es 14,8 VA.

2do Núcleo: Para Protección.

1 Relé de Máxima tensión	8VA
1 Relé de Mínima tensión	6 VA

Luego la potencia total del Segundo núcleo es 14 VA.

Finalmente según la norma IEC seleccionamos el valor normalizado de 30 VA para el devanado de medición y de 30 VA para los devanados de protección.

**Nivel de aislamiento**

El nivel de aislamiento se selecciona en base a lo estipulado por la Norma IEC 60186, Los niveles de aislamiento se especifican independientemente para el devanado primario y secundario.

**a.) Niveles de aislamiento para el devanado primario.**

Tenemos del cálculo de sobretensiones (Capítulo 3, Coordinación de Aislamiento).

1. Para Tensiones de soportabilidad de corta duración tipo frecuencia industrial tenemos una tensión máxima de 273,70 kV.
2. Para tensiones de soportabilidad del Tipo impulso atmosférico la máxima sobretensión calculada es de 709 kV.

Por lo tanto, de la Tabla 4.11 podemos establecer niveles de aislamiento normalizados que soporten las condiciones del sistema.

En consecuencia, para la tensión de asignada de 170 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 325 kV para frecuencia industrial y 750 kV para sobretensión de impulso atmosférico, ya que  $750 \text{ kV} > 709 \text{ kV}$ .

**Tabla 4.11-Niveles de aislamiento asignado para devanados primarios de transformadores con tensión máxima  $U_m < 300 \text{ kV}$ .**

Tensión más elevada para el material $U_m$ [kV] valor eficaz	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial $U_g$ [kV] valor eficaz	Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo $U_p$ [kV] valor pico
0,72	3	
1,2	6	
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
100	185	450
123	185	450
	230	550
145	230	550
	275	650
170	275	650
	325	750
245	395	950
	460	1050

Nota: Para instalaciones expuestas es recomendable seleccionar el nivel de aislamiento más elevado.

**b.) Niveles de aislamiento para el devanado secundario.**

La tensión asignada soportada a frecuencia industrial de los devanados secundarios, deber ser de 2 KV (Valor Eficaz).

**Clase de precisión.**

La clase de precisión en los transformadores de tensión define los límites de error en tensión y desfase.

Los límites de error de tensión y desfase no deben exceder los valores dados en la Tabla 4.12 a cualquier tensión entre 80% y 120% de la tensión asignada y con cargas entre 25% y 100% de la carga de precisión, con un factor de potencia de 0,8 inductivo, según la clase de precisión IEC seleccionamos para el devanado de medición una clase de precisión de 0,2 con lo cual el error de tensión de acuerdo a la Tabla 4.11 sería de  $\pm 0,2\%$  y el error de desfase sería de  $\pm 10$  minutos.

**Tabla 4.12-Límites de error para transformadores de tensión para medición.**

Clase de precisión	Error de tensión[%]	Desfase[ $\mu$ s]
0,1	$\pm 0,1$	$\pm 5$
0,2	$\pm 0,2$	$\pm 10$
0,5	$\pm 0,5$	$\pm 20$
1,0	$\pm 1,0$	$\pm 40$
3,0	$\pm 3,0$	No especificado

La clase de precisión para protección según la Norma IEC son 3P y 6P, los límites de error de tensión y desfase a la frecuencia asignada no deben sobrepasar los límites establecidos en la Tabla 4.13

**Tabla 4.13-Límites de error para transformadores de tensión para protección**

Clases de precisión	Error de relacion de tensión [%]	Desfase[ $\mu$ s]
3P	$\pm 3,0$	$\pm 120$
6P	$\pm 6,0$	$\pm 240$

En nuestro caso la clase de precisión según catalogo de producto es 3P con lo que el error en la relación de tensión es de  $\pm 3,0\%$  y el error en desfase es de  $\pm 120$  minutos.

**Tabla 4.14- Características del transformador de tensión capacitivo de 138 kV.**

N°	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
<b>1.0</b>	<b>DATOS GENERALES</b>		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		Capacitivo
1.3	País de fabricación		
1.4	Altitud de instalación	msnm	1000
1.5	Norma de Fabricación		IEC
<b>2.0</b>	<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS</b>		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión Nominal	kV	138
	- Tensión máxima de diseño	kV	170
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión a frec. industrial, 1 minuto del arrollamiento primario	kV	325
	- Tensión a frec. industrial, 1 minuto del arrollamiento secundario	kV	2
	- Tensión a impulso de onda de choque 1.2/50 uSeg	kV	650
2.4	Relación de transformación:		
	- tensión del arrollamiento primario	kV	132/ SQR(3)
	- Tensión de los arrollamientos secundarios	kV	0.100/Ö3 - 0,100
	- Número de los arrollamientos secundarios		2
2.5	Consumo y clase de precisión:		
	- Medición		30VA/0.2
	- Protección		30VA/3P
2.6	Aislador:		
	- Tipo		
	- Línea de fuga total	mm	
	- Línea de fuga para cada kV	mm/kV	25
	- Distancia de arco	mm	
2.7	Accesorios de acoplamiento para Onda Portadora para conexión de Fase a tierra		

## **B. Selección de Transformador de Tensión Inductivo en 10kV**

Para tensiones entre 600 V y 72,5 kV los transformadores inductivos son predominantes tanto por el costo como por las necesidades con respecto a los esquemas de protección y control.

Para la selección de los transformadores se deberá especificar mínimo las siguientes características:

- Tensión primaria asignada.
- Tensión secundaria asignada.
- Relación de Transformación asignada
- Clase de precisión.
- Frecuencia asignada.
- Potencia de Precisión.
- Características generales.

### **Tensión primaria asignada.**

Según la Norma IEC 60186(1987) la tensión asignada es igual a la tensión asignada del sistema en este caso  $V = 12 \text{ kV}$ .

### **Tensión secundaria asignada.**

Según la IEC la tensión secundaria asignada es de 100 Voltios.

### **Potencia de Precisión.**

Es el valor de la potencia aparente que suministra el transformador en el secundario con la tensión secundaria asignada y la carga de precisión conectada.



De acuerdo a nuestros requerimientos de carga y catálogos de fabricante, considerando un factor de potencia de 0,8 inductivo seleccionamos los valores normalizados de potencia de precisión según la IEC: 30 VA para el devanado de medición.

### **Nivel de aislamiento**

El nivel de aislamiento se selecciona en base a lo estipulado por la norma IEC 60186, Los niveles de aislamiento se especifican independientemente para el devanado primario y secundario.

#### **c.) Niveles de aislamiento para el devanado primario.**

Por tanto para la tensión de asignada de 12 kV de la Tabla 4.15, tenemos los niveles de tensión asignados de 28 kV para frecuencia industrial y 75 kV para sobretensión de impulso atmosférico, ya que  $75 \text{ kV} > 58.53 \text{ kV}$ .

**Tabla 4.15- Niveles de aislamiento asignado para devanados primarios de transformadores con tensión máxima  $U_m < 300 \text{ kV}$ .**

Tensión más elevada para el material $U_m$ [kV] valor eficaz	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial $U_g$ [kV] valor eficaz	Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo $U_p$ [kV] valor pico
0,72	3	
1,2	6	
3,6	10	20
		40
7,2	20	40
		60
12	28	60
		75
17,5	38	75
		95
24	50	95
		125
36	70	145
		170
52	95	250
72,5	140	325
100	185	450
123	185	450
	230	550
145	230	550
	275	650
170	275	650
	325	750
245	395	950
	460	1050

Nota: Para instalaciones expuestas es recomendable seleccionar el nivel de aislamiento más elevado.

**d.) Niveles de aislamiento para el devanado secundario.**

La tensión asignada soportada a frecuencia industrial de los devanados secundarios, deber ser de 2 kV (Valor Eficaz).

**Clase de precisión.**

La clase de precisión en los transformadores de tensión define los límites de error en tensión y desfase.

Los límites de error de tensión y desfase no deben exceder los valores dados en la Tabla 4.12 a cualquier tensión entre 80% y 120% de la tensión asignada y con cargas entre 25% y 100% de la carga de precisión, con un factor de potencia de 0,8 inductivo, según la clase de precisión IEC seleccionamos para el devanado de medición una clase de precisión de 0,2 con lo cual el error de tensión de acuerdo a la tabla 4.12 sería de  $\pm 0,2\%$  y el error de desfase sería de  $\pm 10$  minutos.

Tabla 4.16- Características de transformador de tensión inductivo de 10 kV.

N°	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
<b>1.0</b>	<b>DATOS GENERALES</b>		
1.1	Fabricante		
1.2	Tipo		Inductivo
1.3	País de fabricación		
1.4	Altitud de instalación	msnm	1000
1.5	Norma de Fabricación		IEC
<b>2.0</b>	<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS</b>		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión Nominal	kV	10
	- Tensión máxima de diseño	kV	12
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión a frec. industrial, 1 minuto del arrollamiento primario	kV	28
	- Tensión a frec. industrial, 1 minuto del arrollamiento secundario	kV	2
	- Tensión a impulso de onda de choque 1.2/50 uSeg	kV	75
2.4	Relación de transformación:		
	- tensión del arrollamiento primario	kV	10
	- Tensión de los arrollamientos secundarios	kV	0.1
	- Número de los arrollamientos secundarios		1
2.5	Consumo y clase de precisión:		
	- Medición		30VA/0.2
	- Protección		
2.6	Aislador:		
	- Tipo		
	- Línea de fuga total	mm	
	- Línea de fuga para cada kV	mm/kV	25
	- Distancia de arco	mm	
2.7	Accesorios de acoplamiento para Onda Portadora para conexión de Fase a tierra		

#### **4.2.6 Transformadores de corriente.**

Para la especificación correcta de los transformadores de corriente deberá describirse como mínimo las siguientes características.

- Corriente primaria asignada.
- Corriente secundaria asignada.
- Corriente de cortocircuito asignada.
- Corriente de cortocircuito térmica asignada.
- Potencia de precisión.
- Tensión máxima de equipo y niveles de aislamiento.
- Frecuencia asignada.
- Clase de precisión.
- Numero de devanados secundarios.

#### **A.) Selección de los Transformadores de Corriente en 138 KV.**

##### **Corriente primaria asignada.**

De acuerdo a la Norma IEC 60044-1(2003), considerando que la corriente nominal es de 293 A de acuerdo al cálculo mostrado en la sección 4.2.7 escogemos un valor normalizado de 600 A.

##### **Corriente secundaria asignada.**

De la Tabla 4.17 escogemos la relación de transformación sencilla de 600/5-5, con lo cual la corriente asignada del secundario sería de 5 A de acuerdo a los requerimientos de los relevadores instalados.

**Tabla 4.17-Corriente asignada en transformadores de corriente.**

Corriente asignada		
Relación sencilla	Doble relación con devanados primarios serie-paralelo	Doble relación con derivaciones en el devanado secundario
10:5	25 x 50: 5	25/ 50 : 5
15:5	50 x 100: 5	50/ 100: 5
25:5	100 x 200: 5	100/ 200 : 5
40:5	200 x 400: 5	200/ 400 : 5
50:5	400 x 800: 5	300/ 600 :5
75:5	600 x 1200: 5	400/ 800: 5
100:5	1000 x 2000: 5	600/ 1 200: 5
200:5	2000 x 4000: 5	1 000/ 2 000:5
300:5		1 500/ 3 000:5
400:5		2 000/ 4 000:5
600:5		
800:5		
1 200:5		
1 500:5		
2 000:5		
3 000:5		
4 000:5		
5 000:5		
6 000:5		
8 000:5		
12 000:5		

### **Carga de Precisión.**

La carga de precisión en un transformador de corriente es la impedancia del circuito secundario, expresada en ohms, indicando el factor de potencia, de acuerdo a nuestros requerimientos de carga tenemos:

Para la Línea de llegada se tiene:

Máxima intensidad Nominal : 293 A

Máxima Corriente de Cortocircuito : 1058 A

Relación de transformación : 600/5-5-5 A

Número de Núcleos necesarios : 3

1er Núcleo: Núcleo para medición.

2do Núcleo: Núcleo para Protección.

Potencia realmente conectada:

1er Núcleo: Para medición

Contador de Activa	1VA
Contador de Reactiva	0,31 VA
Amperímetro	1 VA.

Conexión: estrella.

2 do Núcleo: Protección de Distancia

Relé de Distancia	0,25 VA
Relé de Disparo y Bloqueo	0,25VA
Relé Monoestable.	0,25 VA

3 er Núcleo: Protección de Sobreintensidad

Relé de Sobreintensidad	0,1 VA.
Relé de Supervisión	0,1 VA
Relé Monoestable	0,25 VA

Conexión: Estrella.

Potencia necesaria del primer secundario:

-Calculo de la impedancia del conductor:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

R: impedancia del conductor en  $\Omega$ .

$\rho$ : Resistividad del cobre:  $1/57 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$

L: longitud del conductor; L=88 m

S: Sección del conductor en  $\text{mm}^2$

Obtenemos una impedancia del conductor de:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = \left(\frac{1}{57}\right) \left(\frac{88}{4}\right) = 0,386 \Omega$$

Obteniendo una potencia consumida de:

$$P = (0,386)(5^2) = 9,65 \text{ VA}$$

Por lo tanto la Potencia consumida total del transformador de intensidad resulta de la suma de la potencia consumida por los aparatos y el conductor.

$$P = 9,65 + 2,31 = 12,00 \text{ VA.}$$

Luego se escoge un núcleo de **30 VA** para el devanado de Medición.

Similarmente para los devanados de Protección tenemos:

2 do Núcleo:

La Potencia Total consumida viene dado por:

$$P = 0,75 + 9,65 = 10,40 \text{ VA}$$

3 er Núcleo:

La Potencia Total consumida viene dado por:

$$P = 0,1 + 9,65 = 9,75 \text{ VA}$$

Luego para los núcleos de Protección se escogen núcleos de potencia normalizada 30 VA según la IEC..

### **Niveles de aislamiento**

**a.) Nivel de aislamiento asignado para el aislamiento primario.**

Tenemos del cálculo de sobretensiones (Capítulo 3, Coordinación de aislamiento).

1. Para Tensiones de soportabilidad de corta duración tipo frecuencia industrial tenemos una tensión máxima de 273,70 kV
2. Para tensiones de soportabilidad del Tipo impulso atmosférico la máxima sobretensión calculada es de 709 kV.



Por lo tanto, de la Tabla 4.6 podemos establecer niveles de aislamiento normalizados que soporten las condiciones del sistema.

En consecuencia, para la tensión de asignada de 170 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 325 kV para frecuencia industrial y 750 kV para Sobretensión de impulso atmosférico, ya que  $750 \text{ kV} > 709 \text{ kV}$ .

#### b.) Nivel de aislamiento en devanados secundarios

La tensión asignada soportada a frecuencia industrial de los devanados secundarios debería ser de 2 kV (eficaz).

#### Clase de precisión.

Según la Norma IEC seleccionamos la clase de precisión de 0,2 para el devanado de medición que de acuerdo a la Tabla 4.18 obtenemos los errores de corriente y desplazamiento cuando la carga secundaria está entre 25% y 100% de la carga de precisión.

**Tabla 4.18-Limites de error para transformadores de corriente para medida.**

Clase de precisión	± % de error de corriente al % de corriente asignada Indicado				± Desplazamiento de fase en minutos al % de la corriente asignada indicada			
	5	20	100	120	5	20	100	120
0,1	0,4	0,2	0,1	0,1	15	8	5	5
0,2	0,75	0,35	0,2	0,2	30	15	10	10
0,5	1,5	0,75	0,5	0,5	90	45	30	30
1,0	3,0	1,5	1,0	1,0	180	90	60	60

Además, para los devanados de protección seleccionamos una clase de precisión de normalizada de 5P según la IEC que según la Tabla 4.19 nos da errores de corriente de  $\pm 1\%$  y de desplazamiento de  $\pm 60$  minutos.

**Tabla 4.19- Límites de error para transformadores de corriente convencionales para protección.**

Clase de precisión	Error de corriente para la corriente primaria asignada [%]	Desplazamiento de fase para la corriente primaria asignada [minutos]	Error compuesto para la corriente límite de precisión[%]
5P	± 1	± 60	5
10P	± 3		10

### **Corriente límite de precisión.**

La corriente límite de precisión es el valor más alto de la corriente primaria para lo cual el transformador debe cumplir con los requerimientos de precisión, generalmente este valor corresponde con el valor de la corriente de cortocircuito térmica asignada para nuestro caso seleccionamos de catalogo el valor normalizado de 20 kA.

**Tabla 4.20- Características de los transformadores de corriente del lado de 138 kV.**

N°	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
1.	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante / País de fabricación		
1.2	Tipo		
1.3	Altitud de instalación	msnm	1000
1.4	Normas de Fabricación		IEC
2.0	DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	138
	- Tensión máxima de Diseño	kV	170
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión a frec. industrial, 1 minuto, arrollamiento prim	kV	325
	- Tensión a frec. industrial, 1 minuto, arrollamiento		
		kV	2
	- Tensión onda de choque	kVp	750
2.4	Características de Corriente:		
	- Corriente de corta duración, 1s (I th)	kA	20
	- Corriente Dinámica pico (I din)	kAp	
2.5	Rating Factor		1.2
2.6	Relación de transformación:		
	- Corrientes Máxima del arrollamiento primario	A	600
			MR (Multirelación)
	- Corrientes de los arrollamientos secundarios	A	5
2.7	Número de núcleos		3
2.8	Consumo y Clase de Precisión:		
	- Protección (Dos Núcleos)	VA / clase	30 - 5P
	- Medición (Un Núcleo)	VA / clase	30 - cl 0.2
2.9	Aisladores de paso		
	- Marca		
	- Tipo		
	- Línea de fuga	mm	
	- Línea de fuga para cada kV	mm/kV	25

**B.) Selección de los transformadores de Corriente en 10 KV.****Corriente primaria asignada.**

De acuerdo a la Norma IEC 60044-1(2003), considerando que la corriente nominal es de 144 A de acuerdo a la Tabla 4.23, por lo que seleccionamos un valor normalizado según catálogo de de 150 A.

**Corriente secundaria asignada.**

De la Tabla 4.16 escogemos la relación de transformación sencilla de 150/5, con lo cual la corriente asignada del secundario sería de 5 A de acuerdo a los requerimientos de los relevadores instalados.

**Carga de Precisión.**

La carga de precisión en un transformador de corriente es la impedancia del circuito secundario, expresada en ohms, indicando el factor de potencia, de acuerdo a nuestros requerimientos de carga tenemos:

Para la Celda de Reactores se tiene:

Máxima intensidad Nominal : 144 A

Máxima Corriente de Cortocircuito : 6 629 A

Relación de transformación : 150/5-5-5 A

Número de Núcleos necesarios : 3

1er Núcleo: Núcleo para medición.

2do Núcleo: Núcleo para Protección.

Potencia realmente conectada:

1er Núcleo: Para medición

Contador de Activa	1VA
Contador de Reactiva	0,31 VA
Amperímetro	1 VA.

Conexión: estrella.

2 do Núcleo: Protección de Sobrecorriente

Relé de Sobrecorriente	0,25 VA
------------------------	---------

3 er Núcleo: Protección de Sobrecorriente

Relé de Sobrecorriente	0,25 VA.
Relé de Supervisión	0,1 VA

Conexión: Estrella.

Potencia necesaria del primer secundario:

-Cálculo de la impedancia del conductor:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S}$$

R: impedancia del conductor en  $\Omega$ .

$\rho$ : Resistividad del cobre:  $1/57 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$

L: longitud del conductor; L=75 m

S: Sección del conductor en  $\text{mm}^2$

Obtenemos una impedancia del conductor de:

$$R = \rho \cdot \frac{L}{S} = \left(\frac{1}{57}\right) \left(\frac{75}{4}\right) = 0,328 \Omega$$

Obteniendo una potencia consumida de:

$$P = (0,328)(5^2) = 8,20 \text{ VA}$$

Por lo tanto la Potencia consumida total del transformador de intensidad resulta de la suma de la potencia consumida por los aparatos y el conductor.

$$P = 8,20 + 2,31 = 10,51 \text{ VA.}$$

Luego se escoge un núcleo de **30 VA** para el devanado de Medición.

Similarmente para los devanados de Protección tenemos:

2 do Núcleo:

La Potencia Total consumida viene dado por:

$$P = 0,25 + 8,20 = 8,45 \text{ VA}$$

3 er Núcleo:

La Potencia Total consumida viene dado por:

$$P = 0,35 + 8,20 = 8,55 \text{ VA.}$$

Luego según la norma IEC seleccionamos el valor normalizado de 30 VA para el devanado de medición y de 30 VA para los devanados de protección.

### **Niveles de aislamiento**

**c.) Nivel de aislamiento asignado para el aislamiento primario.**

Tenemos del cálculo de sobretensiones (Capítulo 3, Coordinación de Aislamiento).

1. Para Tensiones de soportabilidad de corta duración tipo frecuencia industrial tenemos una tensión máxima de 33,49 kV
2. Para tensiones de soportabilidad del Tipo impulso atmosférico la máxima sobretensión calculada es de 58,53 kV.

Por lo tanto de la Tabla 4.6 podemos establecer niveles de aislamiento normalizados que soporten las condiciones del sistema.

En consecuencia, para la tensión de asignada de 12 kV, tenemos los niveles de tensión asignados de 38 kV (ya que  $38 \text{ kV} > 33.49 \text{ kV}$ ) para frecuencia industrial y 75 kV para sobretensión de impulso atmosférico, ya que  $75 \text{ kV} > 58.53 \text{ kV}$ .

**d.) Nivel de aislamiento en devanados secundarios**

La tensión asignada soportada a frecuencia industrial de los devanados secundarios debería ser de 2 kV (eficaz).

**Clase de precisión.**

Según la Norma IEC seleccionamos la clase de precisión de 0,2 para el devanado de medición que de acuerdo a la Tabla 4.18 obtenemos los errores de corriente y desplazamiento cuando la carga secundaria está entre 25% y 100% de la carga de precisión.

Además para los devanados de protección seleccionamos una clase de precisión de normalizada de 5P según la IEC que según la Tabla 4.19 nos da errores de corriente de  $\pm 1\%$  y de desplazamiento de  $\pm 60$  minutos.

**Corriente límite de precisión.**

La corriente límite de precisión es el valor más alto de la corriente primaria para lo cual el transformador debe cumplir con los requerimientos de precisión, generalmente este valor corresponde con el valor de la corriente de cortocircuito térmica asignada para nuestro caso seleccionamos de catalogo el valor normalizado de 15 kA.

Tabla 4.21- Características del transformador de corriente del lado de 10 kV.

N°	DESCRIPCION	UNID.	REQUERIDO
<b>1.0</b>	<b>DATOS GENERALES</b>		
1.1	Fabricante / País de fabricación		
1.2	Tipo		
1.3	Altitud de instalación	msnm	1000
1.4	Normas de Fabricación		IEC
<b>2.0</b>	<b>DATOS NOMINALES Y CARACTERÍSTICAS</b>		
2.1	Frecuencia nominal	Hz	60
2.2	Características de Tensión:		
	- Tensión nominal del sistema	kV	10
	- Tensión máxima de Diseño	kV	12
	- Tensión máxima del equipo	kV	17.5
2.3	Nivel de aislamiento:		
	- Tensión a frec. industrial, 1 minuto, arrollamiento primario	kV	38
	- Tensión a frec. industrial, 1 minuto, arrollamiento secundario	kV	2
	- Tensión de sostenimiento al impulso 1.2/50 us	kV	75
2.4	Características de Corriente:		
	- Corriente de corta duración, 1s (I th)	kA	15 kA
	- Corriente Dinámica pico (I din)	kAp	
2.5	Rating Factor		1.2
2.6	Relación de transformación:		
	- Corrientes Máxima del arrollamiento primario	A	100 - 200
	- Corrientes de los arrollamientos secundarios	A	1
2.7	Número de núcleos		3
2.8	Consumo y Clase de Precisión:		
	- Protección (Dos Núcleos)	VA / clase	30 - 5P20
	- Medición (Un Núcleo)	VA / clase	30 - cl 0.2
2.9	Aisladores de paso		
	- Marca		
	- Tipo		
	- Línea de fuga	mm	
	- Línea de fuga para cada kV	mm/kV	25



**d.) Verificación de la Capacidad de los Transformadores de Corriente**

- Del análisis desarrollado para todos los transformadores de corriente de la Nueva Subestacion Bellavista, se concluye que con la interconexión con el SEIN, ningún transformador de corriente se saturará por corriente de falla.

**Tabla 4.22 Verificación de la saturación de los transformadores de corriente.**

UBICACIÓN		TENSION (KV)	C.T.	CLASE	I saturación (A)	I falla (A)	OBSERVACIONES
S.E. BELLAVISTA	SALIDA TOCACHE	138	$\frac{600}{5}$	5P20	12000	1030	NO SE SATURA
	SALIDA TARAPOTO	138	$\frac{200}{5}$	5P20	4000	1030	NO SE SATURA
	TRANSFORMADOR 15MVA, 138/10KV	138	$\frac{100}{1}$	5P20	2000	1030	NO SE SATURA
		10	$\frac{1000}{1}$	5P20	20000	6546	NO SE SATURA
	TRANSFORMADOR 20/20/7MVA, 138/22.9/10KV	138	$\frac{100}{5}$	5P20	2000	1030	NO SE SATURA
		22.9	$\frac{500}{5}$	5P20	10000	3419	NO SE SATURA
		10	$\frac{400}{5}$	5P20	8000	7085	NO SE SATURA

#### 4.2.7 Cables de Energía.

##### a.) **Calculo de los conductores y barras en la subestación:**

##### **Intensidades de corriente nominales y de cortocircuito**

El material y sección transversal de los conductores de las barras principales son idénticos a la sección del conductor de las líneas de transmisión (Conductor AAAC de  $240 \text{ mm}^2$ ), en cambio las acometidas a los seccionadores de barras generalmente son de igual o menor sección.

Los cálculos están referidos al caso más desfavorable y solo se limitara a determinar la sección debida a la corriente nominal y corriente de cortocircuito trifásico.

**Tabla 4.23-Cuadro resumen de corrientes nominales y de cortocircuito**

	TARAPOTO	BELLAVISTA		TOCACHE	JUANJUI		
	138	138	10	138	138	22.9	10
Conductor AAAC (mm <sup>2</sup> )	240	240	415	240	240	240	240
In conductor (A)	625	625	890	625	625	390	625
In del TR (A)		66.1	866	37.6	38.3	94.54	505
In del Reac. (A)	20.92						
In del reactor(A)			144				
Icoc 3F (KA)	0.73	0.75		0.96	0.77		

### **Diseño de las barras en 138 KV**

Cálculo de la corriente de cortocircuito que soporta un conductor de Aluminio:

$$I_{COC}(A) = \frac{K \times S}{\sqrt{t}} \dots \dots (4.5)$$

Donde:

K: factor de cálculo de densidad de corriente.

$$K = \sqrt{\frac{K_{20} \tau \rho}{\alpha_{20}} \ln \left( \frac{1 + \alpha_{20}(\theta_a - 20)}{1 + \alpha_{20}(\theta_b - 20)} \right)}, \frac{As^{0,5}}{m^2}$$

t : tiempo de duración del cortocircuito.

$K_{20}$  : Conductividad específica ,  $1/\Omega m$ .

$\tau$  : Capacidad térmica específica,  $J/ Kg \text{ } ^\circ C$ .

$\rho$  : Masa específica,  $kg/m^3$

$\alpha_{20}$  : Coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura,  $1/^\circ C$ .

$\theta_a$  : Temperatura del conductor al final del cortocircuito,  $^\circ C$ .

$\theta_b$  : Temperatura del conductor al inicio del cortocircuito,  $^\circ C$ .

Reemplazando las propiedades del material de la tabla 4.24.

Tabla 4.24- Características de distintos materiales para conductores

Descripción	Unidad	Cobre(Cu)	Aluminio (Al)	ACSR	Acero
Resistividad a 20 °C	Ωm	$1,7 \times 10^{-8}$	$3,4 \times 10^{-8}$	$2,9 \times 10^{-8}$	$2,9 \times 10^{-8}$
Capacidad térmica específica a 20 °C (ξ)	J/kg °C	390	910	910	480
Densidad (ρ)	kg/m <sup>3</sup>	8900	2700	2700	7850
Coefficiente de variación de resistencia con la temperatura (α <sub>20</sub> )	1/ °C	0,00393	0,004	0,004	0,045
Coefficiente de expansión lineal	1/ °C	$16,8 \times 10^{-8}$	$23,0 \times 10^{-8}$	$23,0 \times 10^{-8}$	$11,5 \times 10^{-8}$
Módulo de Young típico (conductores entorchados)	N/ m <sup>2</sup>	$12,0 \times 10^{10}$	$6,0 \times 10^{10}$	$6,0 \times 10^{10}$	$21,0 \times 10^{10}$
Conductividad específica a 20 °C (K <sub>20</sub> )	1/Ωm	$56 \times 10^6$	$34,8 \times 10^6$	$34,8 \times 10^6$	$7,25 \times 10^6$
Temperatura mas elevada del material durante el cortocircuito	°C	200	200	200	300

Tenemos para el aluminio una constante  $K=92, \frac{As^{0,5}}{mm^2}$  reemplazando en la fórmula 4.5 tenemos:

-Para 240 mm<sup>2</sup>

$$I_{coc}(A) = \frac{92 \times 240 \text{ mm}^2}{\sqrt{0.3s}} = 40,145 \text{ A} = 40 \text{ KA}$$

-Para 415 mm<sup>2</sup>

$$I_{coc}(A) = \frac{92 \times 415 \text{ mm}^2}{\sqrt{0.3s}} = 69,418 \text{ A} = 69.4 \text{ KA}$$

-Para 120 mm<sup>2</sup>

$$I_{coc}(A) = \frac{92 \times 120 \text{ mm}^2}{\sqrt{0.3s}} = 20,0725 \text{ A} = 20 \text{ KA}$$

Para el caso de una línea de transmisión cuya capacidad nominal aproximada es de 70 MVA se tiene una corriente nominal de:

$$I_n = \frac{70,000 \text{ KVA}}{\sqrt{0.3} \times 138 \text{ KV}} = 293 \text{ A}$$

En resumen del cuadro de corrientes y de los cálculos realizados tanto por corriente nominal así como de cortocircuito, los conductores utilizados en las

barras de la subestación bellavista y acometidas de las líneas a las barras de este proyecto son apropiados.

Las características generales de los cables de 120, 240 y 415 mm<sup>2</sup>, se muestran en la siguiente Tabla 4.25:

**Tabla 4.25- Características de los conductores de aluminio.**

Sección nominal [mm <sup>2</sup> ]	Sección media [mm <sup>2</sup> ]	Composición hilos x diámetro del hilo [mm]	Diámetro conductor [mm]	Masa [kg/m]	Carga de ruptura [N]	Corriente asignada [A]
25	24,25	7 x 2,10	6,3	0,066	4 250	110
35	34,36	7 x 2,50	7,5	0,094	5 850	145
50	49,48	7 x 3,00	9,0	0,135	8 100	180
50	48,36	19 x 1,80	9,0	0,133	8 600	225
70	65,82	19 x 2,10	10,5	0,181	11 500	270
95	93,27	29 x 2,50	12,5	0,256	15 950	340
120	117,0	19 x 2,80	14,0	0,322	19 100	390
150	147,1	37 x 2,25	15,7	0,405	25 700	445
185	181,6	37 x 2,50	17,5	0,501	31 050	520
240	242,5	61 x 2,25	20,2	0,669	40 150	625
300	299,4	61 x 2,50	22,5	0,827	48 500	710
400	400,1	61 x 2,89	26,0	1,105	61 900	855
500	499,8	61 x 3,23	29,1	1,380	82 750	990
625	626,2	91 x 2,96	32,6	1,733	96 900	1140
800	802,1	91 x 3,35	36,8	2,219	120 550	1340
1000	999,7	91 x 3,74	41,1	2,768	148 450	1540

Temperatura ambiente: 35 °C.

Temperatura del conductor: 80 °C.

### **Diseño de las Barras de 10 KV**

El siguiente cálculo determina la sección de los cables de energía a ser conectados entre:

- Los terminales y cables que serán conectados entre los interruptores de 10 kV y cada uno de los 5 bancos de reactores, instalación exterior.

Según el cuadro de las corrientes nominales se tiene que cada unidad monofásica de los reactores tiene una corriente nominal de 144 A.

**Definición de la sección del cable según catálogo del fabricante INDECO o similar, conexión borne 10 kV del interruptor – Reactor**

Estos cables los cuales serán del tipo N2XSY 8.7/15 KV, unipolares de 35mm<sup>2</sup> según INDECO transportan 235 A, corriente que es mayor que 63 % de la corriente nominal del reactor, por lo cual el conductor usado es apropiado tanto por corriente nominal como por corriente de cortocircuito.

Cabe mencionar que tratándose de una subestación de 138 kV con un altitud que no supera los 500 m.s.n.m, que la longitud de los conductores de las barras son de 25 m, que los conductores son uno por cada fase, que el diámetro de los conductores de las barras es de 0,02 m y la altura de estos conductores respecto al piso es de 12 m, las consideraciones de perdidas por efecto corona no se toman en cuenta en subestaciones con las características mencionadas anteriormente, ya que los factores más importantes que afectan las perdidas por efecto corona son los siguientes:

- Diámetro del conductor.
- La rugosidad de la superficie del conductor.
- La humedad del medio ambiente y la altura sobre el nivel del mar.

#### 4.2.8 Banco de Condensadores.

El uso del banco de condensadores se justifica a partir que muchos de los aparatos conectados a la red no solo consumen potencia activa, también consumen potencia reactiva, por lo que se instalara un banco de condensadores en la Nueva Subestacion Bellavista, el cual será del tipo automático y suministrará energía reactiva cuando sea necesario.

Se supondrá un factor de potencia de ( $\cos\phi=0,8$ ), que es el caso más desfavorable.

Teniendo en cuenta que la potencia aparente máxima de los transformadores es de 15 MVA, los valores de potencia activa y reactiva en los casos más desfavorables son:

$$P = S \cos \phi = (15)(0,8) = 12 \text{ MW.}$$

$$Q = S \sin \phi = (15)(0,6) = 9 \text{ MVAR.}$$

Donde:

P: Potencia Activa en MW.

Q: Potencia Reactiva en MVAR.

S: Potencia Aparente en VA.

Esto supone un consume de energía reactiva importante, por lo que la instalación del banco de condensadores, mejorará el factor de potencia aprovechando de una mejor manera la energía Activa y regulando la tensión del sistema.

### CALCULO DE LA POTENCIA REACTIVA.

La potencia reactiva que deberá suministrar el banco de condensadores, manteniendo la potencia activa consumida, con un factor de potencia deseado de 0,92, la calcularemos mediante la siguiente expresión:

$$Q_C = P(\tan \phi - \tan \phi')$$

Siendo:

P: Potencia activa de la subestación.

$\phi'$ : Ángulo para el factor de potencia deseado.

$\phi$  : Ángulo para el factor de potencia más desfavorable.

$$Q_C = 15(\tan 36,86 - \tan 23,07) = \mathbf{4,85\ MVAR.}$$

Del resultado anterior Seleccionamos un Banco de Capacitores de 5 MVAR.

### **4.3 Servicios Auxiliares.**

Para la configuración de los servicios auxiliares se deben tomar en cuenta algunos factores como:

- Confiabilidad, la cual debe ser superior al de la propia subestación.
- Modularidad, la cual contempla el crecimiento de la subestación sin cambios del sistema de servicios auxiliares.
- Simplicidad, la cual busca eliminar las complejidades operativas del sistema.
- Mantenibilidad, la cual pretende garantizar las facilidades de mantenimiento

Los servicios auxiliares está conformado por los sistemas en corriente alterna y corriente continua, los sistemas de corriente alterna alimentan las cargas de alto



consumo como: ventiladores y bombas de equipos de patio, sistemas complementarios de la subestación como: iluminación, sistemas contra incendio, instalaciones eléctricas interiores, aire acondicionado, sistemas de seguridad, bombas. Los sistemas de corriente continua utilizan las baterías como respaldo y alimentan los sistemas secundarios de la subestación como protección, control, medida y comunicaciones.

#### **4.3.1 Configuración de los Servicios Auxiliares.**

Para nuestro caso los servicios auxiliares tienen un sistema de control centralizado, es decir que se ubican en la caseta de control.

En la configuración inicial existente de la S.E Bellavista (antes de la ampliación de la S.E Bellavista, ver plano IE-01) se adoptó un esquema radial simple con un solo alimentador, el cual se extrae del terciario del transformador TR1, 138/22,9/10 kV que alimenta un transformador de servicio auxiliares de 100 kVA, 10/0,4-0,23 kV, el cual alimenta a su vez a los tablero de servicios auxiliares en 380/220 VAC, y los tableros de 110 VCC, 48 VCC, como se observa en los planos Nos: IE-01, IE-03 e IE-04.

#### **4.3.2 Circuitos Proyectados en Baja Tensión.**

Debido a la ampliación de la S.E Bellavista, se proyectan 04 circuitos adicionales en el tablero de servicios auxiliares de 220 VAC, para los siguientes circuitos: la celda del transformador de potencia TR2, la celda de compensación reactiva, la celda de la línea de Tocache y la celda de seccionamiento de barras.

Además se implementan 09 circuitos en el tablero de servicios auxiliares de 110 V<sub>DC</sub>, 48 V<sub>DC</sub>, para alimentar los tableros de Protección, control y medida

y los motores de los equipos de patio en cada una de las celdas antes mencionadas.

Los circuitos de iluminación y tomacorrientes exteriores serán tomados de los tableros de servicios auxiliares existentes.

#### **4.3.3 Selección de Interruptores y Conductores en Baja Tensión.**

Para dimensionar los interruptores a instalar, se determinan las potencias que consumen los equipos en cada una de las celdas, en la siguiente tabla se muestra un resumen de las potencias en cada uno de los equipos y tableros:

**Tabla 4.26 Cargas típicas en equipos de patio.**

<b>Equipo</b>	<b>Bobinas</b>	<b>Heaters</b>	<b>Iluminación</b>	<b>Motores</b>	<b>Otros</b>
<b>Interruptor en 138 kV, tripolar</b>	03 unid, 110 VDC, 20 $\Omega$ c/u	03 unid, 80W, 230 VAC c/u	01 unid, 8W, 230 VAC	01 unid, 650 W, 110 VDC	
<b>Interruptor en 138kV, unipolar</b>	09 unid, 110 VDC, 20 $\Omega$ c/u	04 unid; 03 de 320 W y 01 de 80 W, 230 VAC.	05 unid, 8 W, 230 VAC c/u	03 unid, de 650 W, 110 VDC.	1 resistencia de 50 W, 220 VAC.
<b>Interruptor en 12kV</b>	03 unid de 180 W, 110 VDC c/u	01 unid, de 70 W, 220 VAC.	01 unid de 5W, 220 VAC	01 unid de 240 W, 110 VDC	
<b>Seccionador de Línea en 138kV</b>	02 unid de 5.5 W, 110 VDC	01 unid de 50W, 220 VAC.	01 unid de 8 W, 220 VAC	01 unid de 500 W, 110 VDC	01 Electroimán de Bloqueo, 90 W, 110 VDC
<b>Transformador de Potencia TR2</b>	NA	01 unid de 50W, 220 VAC.	01 unid de 8 W, 220 VAC	NA	Monitor electrónico de temperatura de 220 VAC, 650 VA
<b>Caja de Agrupamiento TC</b>		01 unid de 80 W, 230 VAC	01 unid de 8W, 230 VAC		
<b>Caja de Agrupamiento TP</b>		01 unid de 80 W, 230 VAC	01 unid de 8W, 230 VAC		

**Tabla 4.27-Cargas típicas en tableros en sala de control**

Equipo	Heaters	Iluminación	Relés
<b>Tablero de Control, Protección de Línea</b>	01 unid de 30 W,220 VAC	01 unid, 8W,230 VAC	07 relés de 20W 110 VDC ,
<b>Tablero de Compensación reactiva</b>	01 unid de 30 W,220 VAC	01 unid, 8W,230 VAC	03 relés de 20W 110 VDC
<b>Tablero de Protección y control TR2</b>	01 unid de 30 W,220 VAC	01 unid, 8W,230 VAC	06 relés de 20W 110 VDC
<b>Tablero de Acoplamiento de Barras</b>	01 unid de 30 W,220 VAC	01 unid, 8W,230 VAC	05 relés de 20W 110 VDC ,

De los cuadros de cargas típicas en los equipos de patio, los tableros, y considerando la cantidad de equipos instalados en cada celda (Ver plano IE-01) tenemos las potencias totales consumidas por cada circuito, resumidas en la siguiente tabla, cabe señalar que para el caso de motores y bobinas, se consideran factores de simultaneidad en el cálculo de la máxima demanda, por lo que se considera la máxima demanda a la potencia máxima en un determinado momento de acuerdo a condiciones de maniobra de los equipos de patio.

**Tabla 4.28-Cuadro de cargas en 220 VAC**

Cargas en equipos	Cargas Tablero de Control, protección	Cargas Interruptores	Cargas Seccionadores	Cargas TC's y TP'S	Máxima Demanda (Watts)
<b>Celda de Línea de 138 kV, salida a Tocache</b>	38 W	1080 W	116 W	176 W	1410
<b>Celda de Compensación reactiva en 10 kV</b>	38 W	525 W	0 W	528 W	1091
<b>Celda de transformador TR2</b>	638 W	248 W	58 W	0 W	944
<b>Celda de Acoplamiento de barras</b>	38 W	248 W	116 W	176 W	578 W

**Tabla 4.29-Cuadro de cargas en 110 VCC**

Cargas en equipos	Máxima demanda de bobinas medidores en tableros y equipos de patio	Máxima demanda Motores de seccionadores e interruptores	Máxima Demanda (W)
Celda de Línea de 138 kV, salida a Tocache	1975 W	1950 W	3925
Celda de Compensación reactiva en 10 kV	665 W	1200 W	1865
Celda de transformador TR2	725 W	650 W	1375
Celda de Acoplamiento de barras	705 W	1000 W	1705

**a. Selección de conductores por capacidad de corriente:**

Para los circuitos en 220 VAC tenemos, según el Código Nacional de Electricidad –Utilización (CNE-U).

$$I = \frac{MD}{V \cos \phi}$$

Las cargas en 220 VAC (Tabla 4.28) corresponden principalmente a sistemas de iluminación y resistencias de calentamiento (Heaters) por lo que consideramos tiene un factor de potencia de 0,9.

Reemplazando en la ecuación anterior tenemos:

- Para el circuito que alimenta a la celda le línea Tocache Bellavista 138 kV:

$$I = \frac{1410}{(220)(0,9)} = 7,12 A$$

- Para el circuito que alimenta a la celda de compensación reactiva 10 kV:

$$I = \frac{1091}{(220)(0,9)} = 5,51 A$$

- Para el circuito que alimenta a la celda del transformador TR:

$$I = \frac{944}{(220)(0,9)} = 4,76 \text{ A}$$

- Para el circuito que alimenta a la celda de acoplamiento de barras:

$$I = \frac{578}{(220)(0,9)} = 2,91 \text{ A}$$

Considerando la condición más desfavorable y teniendo en cuenta un factor de seguridad de 1,25 tenemos una corriente de diseño de: 8,9 A

Para los circuitos de 110 V<sub>DC</sub> tenemos:

$$I = \frac{MD}{V}$$

De la tabla 4.29, para cada uno de los circuitos en 110 V<sub>DC</sub>, la corriente de diseño es:

- Para el circuito de control, protección, medida de la Celda de línea Tocache-Bellavista.

$$I = \frac{1975}{110} = 17,9 \text{ A}$$

- Para alimentación de Motores 110 V<sub>DC</sub>, celda de línea Tocache-Bellavista.

$$I = \frac{1950}{110} = 17,7 \text{ A}$$

- Para el circuito de control, protección, medida de la celda de compensación reactiva en 10 kV.

$$I = \frac{665}{110} = 6,04 \text{ A}$$

- Para alimentación de Motores 110 V<sub>DC</sub>, celda de compensación reactiva en 10 kV.

$$I = \frac{1200}{110} = 10,9 \text{ A}$$

- Para el circuito de control, protección, medida de celda de transformador TR2.

$$I = \frac{725}{110} = 6,5 A$$

- Para alimentación de Motores 110 V<sub>DC</sub>, celda de transformador TR2.

$$I = \frac{650}{110} = 5,9 A$$

- Para el circuito de control, protección, medida de la celda de acoplamiento de barras.

$$I = \frac{705}{110} = 6,4 A$$

- Para alimentación de Motores 110 V<sub>DC</sub>, celda acoplamiento de barras.

$$I = \frac{1000}{110} = 9,09 A$$

De acuerdo con la Tabla 4-VII del CNE-U, la capacidad de corriente del conductor multipolar de 3 o 4 conductores del tipo NYY de 4 mm<sup>2</sup> es de 44 Ampers, por lo que satisface las capacidades de corriente tanto de los circuitos de control y fuerza en 110 V<sub>CD</sub> y 220 V<sub>AC</sub>, por lo tanto el conductor a utilizar sería cable NYY multipolar de 4x4 mm<sup>2</sup>.

Para los circuitos de control, la mínima sección de los cables sería de 2,5 mm<sup>2</sup>, cuya capacidad de corriente es de 34 Ampers según la Tabla 4-VII del CNE-U.

#### **b. Verificación de la caída de tensión.**

Para circuitos monofásicos de corriente alterna, la caída de tensión en forma porcentual está dada por:

$$\%Reg = \frac{2(R \cos \phi + X \sin \phi)PL}{10U_r^2 \cos \phi} \dots \dots (4.6)$$

Donde:

R: resistencia del conductor en  $\Omega/\text{Km}$ ; en nuestro caso de la tabla 4.30 tenemos  $R=4,0681$ .

X: reactancia del conductor en  $\Omega/\text{Km}$ ; en nuestro caso de la tabla 4.30 tenemos  $R=0,2254$

P: Potencia de la carga en kW, en nuestro caso considerando la peor condición, es decir el circuito más alejado que corresponde a la celda de Línea Tocache-Bellavista, tenemos  $P=1,410$  kW

$U_r$ : Tensión de Línea en kV, en nuestro caso  $U_r=0,22$  kV

$\cos \emptyset$  : factor de potencia de la carga, en nuestro caso:  $\cos \emptyset = 0,9$

L: longitud de la carga en Km: en nuestro caso la peor condición  $L=0,088$  Km.

Reemplazando en la ecuación 4.6 tenemos:

$$\%Reg = \frac{2((4,0681) 0,9 + (0,2254)(0,435))(1,410)(0,088)}{10(0,22)(0,22)(0,9)}$$

$$\%Reg = 2,1416 \% < 5\%(Segun\ el\ C.\ N.\ E\ Utilizacion)$$

Según la norma IEC 60694, los elementos de cierre y apertura de los circuitos de apertura y cierre de los equipos de maniobra deben operar correctamente con tensiones entre 85% y 110 % de la tensión asignada, Las bobinas de apertura de los interruptores deben operara entre 70% y 110 %, por lo tanto la regulación se encuentra dentro de los parámetros permisibles.

**Tabla 4.30- Características de cables de cobre aislados 600 V, 75 ° C**

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Resistencia [Ω/km]	Reactancia [Ω/km]	Tipos de circuitos
1,5	10,2853	0,2509	Control
2,5	6,4697	0,2329	Control y Fuerza
4	4,0681	0,2254	Control y Fuerza
6	2,5557	0,2093	Control y Fuerza
10	1,6338	0,1962	Fuerza
16	1,0433	0,1808	Fuerza
25	0,6660	0,1683	Fuerza
35	0,5347	0,1641	Fuerza
50	0,4298	0,1624	Fuerza
70	0,3478	0,1607	Fuerza
85	0,2821	0,1594	Fuerza
107	0,2296	0,1581	Fuerza

#### 4.3.4 Iluminación y Tomacorrientes Exteriores

Para determinar los niveles de iluminación exterior en la subestación nos basamos en la Tabla 4.31, la cual nos da los niveles de iluminación mínima en exteriores de subestaciones, según las normas de la Illuminating Engineering Society, IES (1989).

**Tabla 4.31. Niveles de iluminación exterior en subestaciones.**

Área	Nivel de iluminación [luxes]
Vías de acceso	10
Zona parqueo	20
Patio de conexiones y equipos (horizontal)	20
Patio de conexiones y equipos (vertical )	50

Para determinar el número de reflectores a utilizar en el patio de llaves (horizontal) utilizamos la siguiente expresión:

$$N = \frac{E_s \cdot S}{\phi \cdot CBU \cdot f_m} \dots \dots (4.7)$$



Donde:

N: Numero de proyectores mínimos necesarios.

$E_S$ : Iluminancia media recomendada, para nuestro caso de la Tabla 4.31;  $E_S = 20$  luxes.

S: Superficie a iluminar, en nuestro caso del plano IE15\_1,  $S=1200 \text{ m}^2$

$\phi$  : Flujo luminoso de un proyector, seleccionamos de catalogo una lámpara de vapor de sodio de alta presión de 250 W, 220 VAC,  $\phi = 32500 \text{ lm}$  de acuerdo con requerimientos de especificaciones técnicas de suministro.

CBU: Coeficiente de utilización de haz, que se define como la relación de la cantidad de lúmenes que llegan a la superficie iluminada, y lúmenes de haz, en nuestro caso del grafico de la luminaria tenemos:

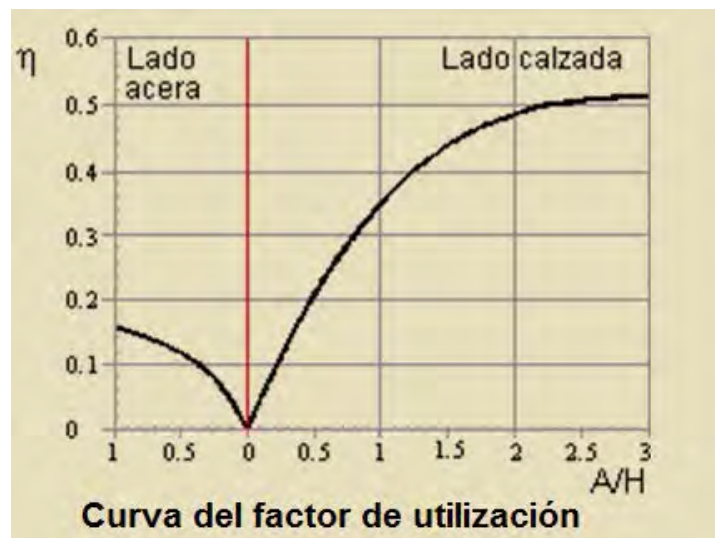


Figura 4.3 Curva de Factor de Utilización.

La relación ancho altura está dada por  $A=4\text{m}$ , y  $H= 13 \text{ m}$  de acuerdo con el Plano IE15-1; por lo que  $A/H=0,2$  de donde de la figura 4.3 obtenemos un factor de utilización  $CBU=0,1$ .

$f_m$  : Factor de mantenimiento que cuantifica el envejecimiento de las lámparas y por suciedad acumulada, en nuestro caso tomamos un valor de 0,70 considerando una contaminación moderada con luminaria cerrada.

Reemplazando en la ecuación 4.7.

$$N = \frac{(20) \cdot (1200)}{(32500) \cdot (0,1) \cdot (0,7)}$$

$$N = 10,54$$

Por lo tanto tenemos 11 Lámparas de vapor de sodio de alta presión de 250 W, 220 V<sub>AC</sub>, cuya carga total es de 2750 W, por lo que el circuito alimentador de las luminarias debería soportar una corriente de:

$$I_d = 1,25 \cdot \frac{P(W)}{220 \cdot f_{dp}}$$

$$I_d = 1,25 \cdot \frac{2750}{220 \cdot 0,9}$$

$$I_d = 15,78 A$$

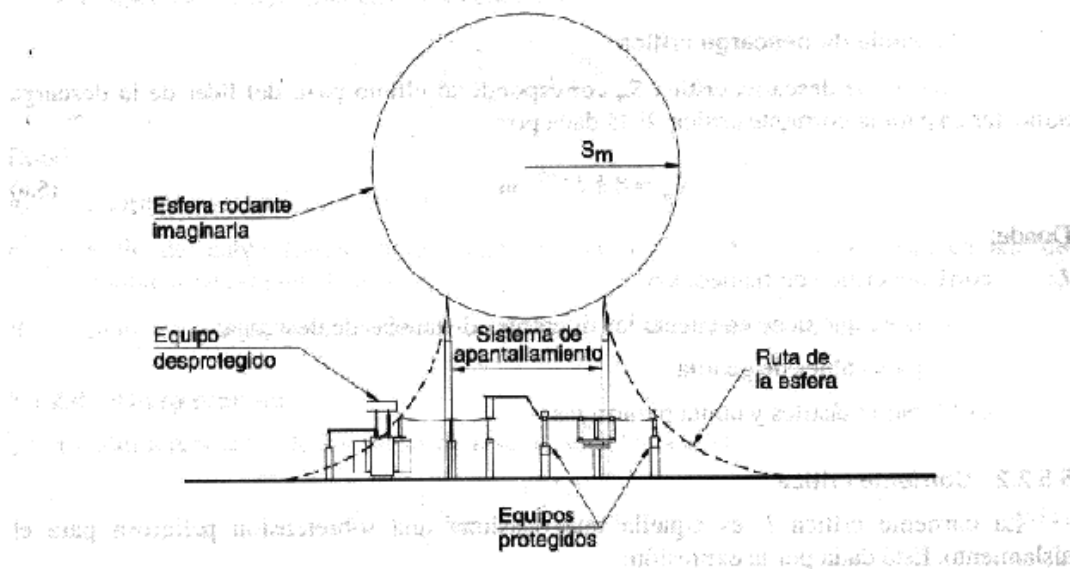
Por lo tanto de catalogo de conductores seleccionamos cable NYY de 4 x 4 mm<sup>2</sup>, cuya corriente nominal es de 44 A, el cual utilizamos también para el circuito de alumbrado de emergencia (04 unidades de 100 W c/u) y tomacorrientes exteriores, (03 tomacorrientes monofásicos 220 VAC con tapa para instalación a interperie a prueba de agua y 03 tomacorrientes trifásicos 380 VAC con tapa para instalación a interperie a prueba de agua) según los circuitos CFA-04, CFA-05, CFA-06 mostrados en el plano No IE-21.

#### 4.4 Cable de Guarda.

Para la protección de los equipos de patio contra las descargas directas de rayos, se utilizan diferentes métodos de apantallamiento, entre ellos uno de los métodos más usados es la protección con cable de guarda y mástiles, en la

presente tesis dimensionaremos el cable de guarda utilizando para ello el modelo electrogeométrico (en adelante, EMG), desarrollado por Gilman y Whitehead en 1973.

El concepto del modelo considera la llamada “distancia de descarga” del rayo a un objeto, cuyo significado es la “longitud del último paso de la guía de un rayo bajo la influencia de la tierra o un terminal que lo atrae”.



**Figura 4.4-**Ilustración del concepto de la esfera de radio igual a la distancia de descarga  $S_m$ .

#### 4.4.1 Distancia de Descarga Crítica.

Corresponde al último paso del líder de la descarga atmosférica para la corriente crítica y está dada por:

$$S_m = 8KI_c^{0,65}, m \dots\dots\dots(4.8)$$

Donde:

$I_c$ : Corriente crítica de flameo, KA.

$K$ : Coeficiente que tiene en cuenta las diferentes distancias de descarga.

- a.) 1,0 para cables de guarda.
- b.) 1,2 para mástiles y puntas pararrayos.

#### 4.4.2 Corriente Crítica.

La corriente crítica  $I_c$ , es aquella que ocasiona una sobretensión peligrosa para el aislamiento está dada por la expresión:

$$I_c = \frac{2,068 CFO}{Z_o}, KA \dots \dots (4.9)$$

Donde CFO se estima mediante la fórmula de Anderson (1987):

$$CFO = 0,94 \times 585w, kV \dots \dots (4.10)$$

$CFO$  : Tensión crítica de flameo inverso de los aisladores, kV.

$w$  : Longitud de la cadena de aisladores.

#### 4.4.3 Impedancia Característica.

La impedancia característica  $Z_o$  esta dada por:

$$Z_o = 60 \sqrt{\ln \frac{2h_{av}}{R_c} \ln \frac{2h_{av}}{r}}, \Omega \dots \dots (4.11)$$

Donde:

$h_{av}$  : Altura promedio del conductor, m.

$r$  : radio del cable ,m.

$R_c$  : Radio corona.

#### 4.4.4 Altura promedio.

La altura promedio de fase  $h_{av}$  se calcula como:

$$h_{av} = \frac{1}{3}h_{max} + \frac{2}{3}h_{min}, m \dots \dots (4.12)$$

Donde:

$h_{max}$  : Altura de conexión del cable de fase.

$h_{min}$  : Altura de la mitad del vano,

#### 4.4.5 Radio corona.

Según el anexo C de la Norma IEEE Std 998(1996), en caso de un solo conductor por fase, el radio corona se calcula mediante la ecuación:

$$R_c \times \ln\left(\frac{2h_{av}}{R_c}\right) - \frac{V_c}{E_0} = 0 \dots \dots (4.13)$$

Donde:

$R_c$  : Radio corona.

$h_{av}$  : Altura promedio del conducto en m.

$E_0$  : Gradiente Corona=1500 kV/m

$V_c$  : Tensión máxima soportada por el aislamiento de los aisladores por una onda de impulso con polaridad negativa con un frente de onda de 6 $\mu$ s,kV, en nuestro caso:  $V_c = 1070$  kV para el nivel de tensión de 138 kV y  $V_c = 230$  kV para el nivel de tensión de 10kV; según características de aisladores de porcelana de diámetro 254 mm.

La solución se encuentra aplicando el método numérico de Newton Raphson, tomando la siguiente solución inicial:

$$R_c = 1,2 \times 10^{-4} V_c, m$$

#### 4.4.6 Altura efectiva del cable de guarda.

La altura efectiva del cable de guarda es la altura a la cual protege a los equipos de patio, y se determina de la siguiente manera:

$$h_e = S_m - \sqrt{S_m^2 - d^2} \dots \dots (4.14)$$

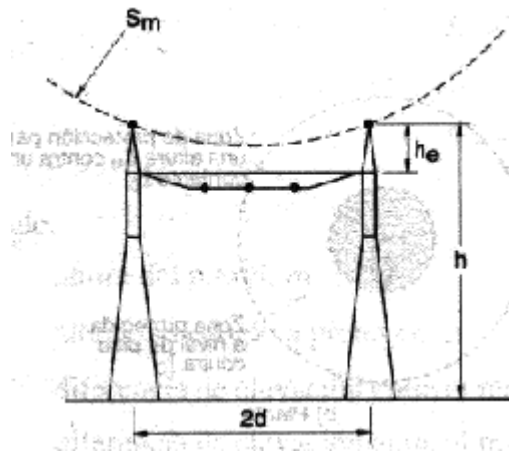


Figura 4.5-Altura efectiva del cable de guarda.

### Cálculos para cable de guarda para protección de equipos en 138 kV.

#### Datos de las Barras en 138 kV.

$$h_{max} = 13 \text{ m.}$$

$$h_{min} = 13 \text{ m.}$$

$$V_c = 1070 \text{ kV.}$$

$$r = 0,00874.$$

$$CFO = 0,94 \times 585w = 0,94 \times 585(13 \times 0,146) = 1043,71 \text{ kV}$$

$$d = 6 \text{ m}$$

Reemplazando en la ecuación (4.12) tenemos:  $h_{av} = 13m$

Reemplazando y resolviendo la ecuación (4.13) tenemos el radio corona

$$R_c = 0,13574$$

Reemplazando en la ecuación (4.11) obtenemos la impedancia característica:

$$Z_0 = 60 \sqrt{\ln \frac{2(13)}{0,13574} \ln \frac{2(13)}{0,00874}} = 388,9836 \Omega$$

Por lo que reemplazando en la ecuación (4.9) obtenemos la corriente crítica:

$$I_c = \frac{2,068 (1043,71)}{(388,9836)} = 5,5488 \text{ kA}$$

Luego la distancia de descarga crítica en la ecuación (4.8):

$$S_m = 8KI_c^{0,65} = 8(1,0)(5,5488^{0,65}) = 24,3679 \text{ m}$$

Por lo tanto reemplazando en la ecuación (4.14) obtenemos la altura efectiva del cable de guarda:

$$h_e = 24,3679 - \sqrt{24,3679^2 - 6^2} = 0,7502 \text{ m}$$

Por lo que para apantallar con cable de guarda cada campo se requiere un castillete con una altura mínima de 0,7502 m, lo cual satisface plenamente el diseño (ver Planos Nos. IE-06, IE-07, IE-08).

### **Cálculos para cable de guarda para protección de equipos en 10 kV.**

#### Datos de las Barras en 10 kV.

$$h_{max} = 8\text{m.}$$

$$h_{min} = 8\text{m.}$$

$$V_c = 230 \text{ kV.}$$

$$r = 0,011283\text{m}$$

$$CFO = 0,94 \times 585w = 0,94 \times 585(2 \times 0,146) = 160,5708 \text{ kV}$$

$$d = 2 \text{ m}$$

Reemplazando en la ecuación (4.12) tenemos:  $h_{av} = 8\text{m}$

Reemplazando y resolviendo la ecuación (4.13) tenemos el radio corona

$$R_c = 0,023506 \text{ m}$$

Reemplazando en la ecuación (4.11) obtenemos la impedancia característica:

$$Z_0 = 60 \sqrt{\ln \frac{2(8)}{0,023506} \ln \frac{2(8)}{0,011283}} = 412,8172 \Omega$$

Por lo que reemplazando en la ecuación (4.9) obtenemos la corriente crítica:

$$I_c = \frac{2,068 (160,5708)}{(412,8172)} = 0,8043 \text{ kA}$$

Luego la distancia de descarga crítica en la ecuación (4.8):

$$S_m = 8KI_c^{0,65} = 8(1,0)(0,8043^{0,65}) = 6,9444 \text{ m}$$

Por lo tanto reemplazando en la ecuación (4.14) obtenemos la altura efectiva del cable de guarda:

$$h_e = 6,9444 - \sqrt{6,9444^2 - 2^2} = 0,2942 \text{ m}$$

Por lo tanto, para apantallar con cable de guarda cada campo se requiere un castillete con una altura mínima de 0,2942 m, lo cual satisface plenamente el diseño (ver Plano N° IE-10).

#### 4.4.7 Selección del Cable de Guarda

Adicionalmente a la ubicación del cable de guarda, determinado en la sección 4.5.6, es necesario definir el material del cable de guarda, así como su sección necesaria para soportar las corrientes de cortocircuito, la soportabilidad de corrientes de cortocircuito está dada por:

$$I = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}, A \dots \dots (4.15)$$

Donde:

K: factor de cálculo de densidad de corriente.

$$K = \sqrt{\frac{K_{20} \tau \rho}{\alpha_{20}} \ln \left( \frac{1 + \alpha_{20}(\theta_a - 20)}{1 + \alpha_{20}(\theta_b - 20)} \right)}, \frac{As^{0,5}}{m^2}$$

I : Corriente eficaz en Amperios.

t : tiempo de duración del cortocircuito.

K<sub>20</sub> : Conductividad específica , 1/Ωm.



$\tau$  : Capacidad térmica específica, J/ Kg°C.

$\rho$  : Masa específica, kg/m<sup>3</sup>

$\alpha_{20}$  : Coeficiente de variación de la resistencia con la temperatura, 1/°C.

$\theta_a$  : Temperatura del conductor al final del cortocircuito, °C.

$\theta_b$  : Temperatura del conductor al inicio del cortocircuito, °C.

Reemplazando las propiedades del material EHS (acero galvanizado de alta resistencia) de la Tabla 4.23, para una sección  $S=50 \text{ mm}^2$ , obtenemos un

factor  $k=36,9913 \frac{\text{As}^{0,5}}{\text{mm}^2}$ ; reemplazando en la ecuación 4.15 tenemos:

$$I = \frac{36,9913 \cdot 50}{\sqrt{0,3}} = 3377 \text{ A}$$

La magnitud de la corriente de descarga para la línea de 138 kV con un NBI de 650 kV y una impedancia característica de 400  $\Omega$  viene dada en el peor de los casos por:

$$I_d = \frac{2\text{NBI}}{Z_o} = 3250 \text{ A}$$

Por lo tanto, la corriente que soporta el cable de guarda (3 377 A) es mayor a la corriente de descarga (3 250 A) por lo que la sección del cable de guarda es el adecuado.

#### 4.5 Aisladores.

La función principal de los aisladores es proveer el aislamiento para líneas y equipos y servir además de soporte mecánico de cables, o barras en la subestación.

Las características principales para aisladores de suspensión a utilizar se muestran en la norma ANSI C29.2 e IEC 60305.

Para la selección de los aisladores se tiene que tomar en cuentas las tensiones soportadas al impulso tipo rayo, maniobra y frecuencia industrial, además de características de resistencia mecánica.

### **Selección de aisladores**

Según la publicación de la IEC 60815 (1986), la distancia de fuga se determina en base a 04 niveles de contaminación mostradas en la tabla 4.32.

**Tabla 4.32- Distancia nominal de fuga especifica mínima.**

Nivel de contaminación	Distancia nominal de fuga[mm/kV]
Ligero	16
Medio	20
Pesado	25
Muy pesado	31

La distancia de fuga mínima nominal de un aislador situado entre fase a tierra se determina de acuerdo con el nivel de aislamiento del sitio con la siguiente relación:

$$D_{fmin} = K_f \cdot U_m \cdot K_d, [mm] \dots \dots (4.16)$$

Donde:

$D_{fmin}$  : Distancia de fuga mínima nominal.

$K_f$  : Distancia de fuga especifica mínima tomada de la tabla 4.32, en nuestro caso  $K_f = 20 \text{ mm/kV}$

$U_m$  : Tensión más elevada del material, en nuestro caso 145 kV para nivel de tensión de 138 kV y 12 kV para nivel de tensión de 10 kV.

$K_d$  : Factor de corrección debido al diámetro, puede tomar los siguientes valores dependiendo del diámetro promedio:

$$K_d = \begin{cases} 1,0 & \text{si } D_m < 300 \text{ mm} \\ 1,1 & \text{si } 300 \text{ mm} < D_m < 500 \text{ mm} \\ 1,2 & \text{si } D_m > 500 \text{ mm} \end{cases}$$

Reemplazando en la ecuación 4.16, para el nivel de tensión de 138 kV tenemos:

$$D_{fmin} = (20) \cdot (145) \cdot (1) = 2900[\text{mm}]$$

Para el nivel de tensión de 10 kV tenemos:

$$D_{fmin} = (20) \cdot (12) \cdot (1) = 240[\text{mm}]$$

La cantidad de aisladores está definida por la siguiente ecuación:

$$N = 1,15 \frac{D_{fmin}}{d_f} \dots \dots (4.17)$$

Donde  $d_f$  : distancia de fuga de una unidad, seleccionando el aislador de porcelana tipo B, clase 52-3 tenemos una distancia de fuga,  $d_f = 292$  mm.

Reemplazando en la ecuación anterior 4.17 para el nivel de tensión de 138 kV tenemos:

$$N = 1,15 \frac{(2900)}{(292)} = 11,42$$

$N = 12$  aisladores

Escogemos 13 aisladores por cadena para el nivel de tensión 138 kV.

Asimismo para el nivel de tensión de 10 kV tenemos:

$$N = 1,15 \frac{(240)}{(292)} = 0,94$$

Escogemos  $N=2$  aisladores por cadena para el nivel de tensión de 10 kV.

**Tabla 4.33-Aisladores de porcelana tipo Suspensión.**

TIPO	NORMA ANSI		DIAMETRO		ESPACIO		DISTANCIA DE FUGA		CARGA ELECTROMECHANICA	
	TIPO	CLASE	m.m.	Pulg.	m.m.	Pulg.	m.m.	Pulg.	Lbs.	Kg.
NORMAL	B	52-3	254	10	146	5 3/4	292	11 1/2	18000	8200
	J	52-5	254	10	146	5 3/4	292	11 1/2	25000	11400
	K	52-8	254	10	146	5 3/4	318	12 1/2	36000	16500
	K	52-11	280	11	156	6 1/8	381	15	50000	22800

## **CAPITULO V**

### **ESQUEMA UNIFILAR Y DISPOSICION DE EQUIPOS**

#### **5.1 Diagrama Unifilar.**

La configuración inicial de la subestación (ver diagrama unifilar del sistema) era del tipo “T”, con una línea en 138 kV hacia Tarapoto, 5 alimentadores de circuitos secundarios en 22,9 kV y una barra en 10 kV para los generadores locales; sin embargo, para interconectar la subestación bellavista con el SEIN es necesaria una configuración en “ $\pi$ ” con dos líneas en 138 kV, una proveniente de Tocache y otra línea hacia Tarapoto, como se muestra en el siguiente diagrama unifilar (ver planos Nos IE-01 e IE-01\_1).

#### **5.2 Disposición de Equipos.**

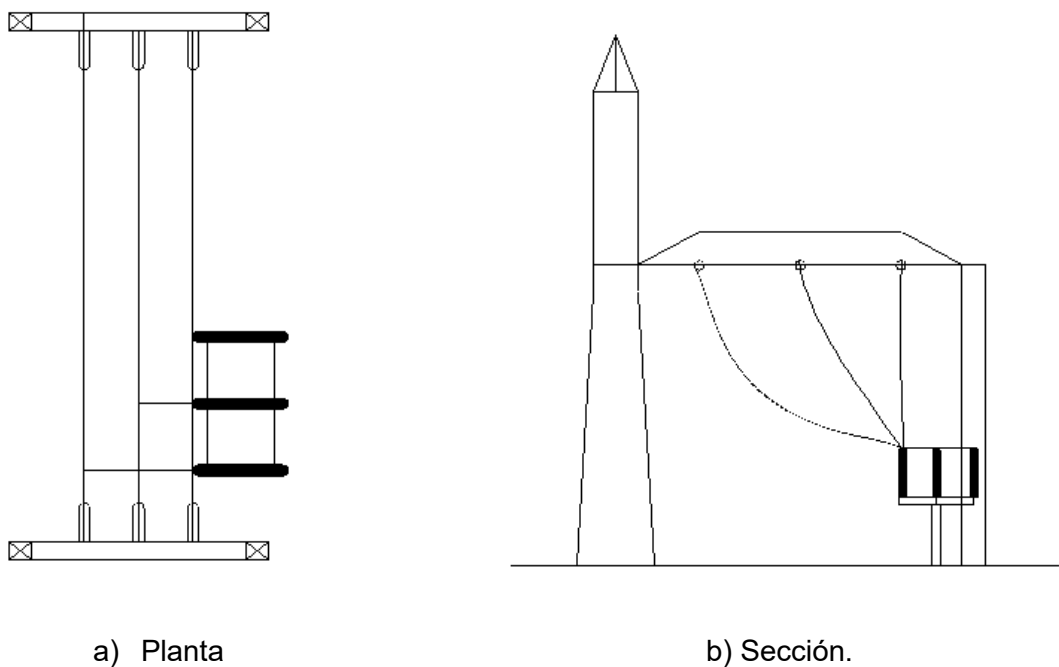
Para definir la disposición de los equipos en la subestación, se tienen en cuenta las necesidades del sistema tanto en confiabilidad, seguridad, simplicidad en la operación, facilidad de mantenimiento, flexibilidad y costo.

La configuración seleccionada en referencia al arreglo de barras viene dado por un arreglo de barra radial, el cual representa un arreglo económico en términos de requerimiento de equipo.

La disposición física de la subestación está determinada por los siguientes factores:

- Los equipos de alta tensión en especial seccionadores.
- Tipo de barraje
- Tipo de Conexión
- Distancias mínimas de seguridad.
- Áreas disponibles, accesos y posible orientación de las Líneas.

Respecto a los seccionadores estos serán de instalación horizontal y de apertura central, además el tipo de conexión será del tipo clásica (barraje Flexible, conexión flexible) como el mostrado en la Figura 5.1.



**Figura 5.1-Conexión clásica- barraje flexible, conexión flexible.**

Las distancias mínimas de seguridad descritas en la sección 5.3 son las que determinan el dimensionamiento de las diferentes disposiciones físicas en la subestación, otro aspecto a considerar, es la orientación de la Línea proveniente de Tocache para la interconexión al SEIN, la cual define la ubicación de la celda de recepción de la Línea Tocache-Bellavista que tiene la misma orientación que

la celda de la Línea Bellavista-Tarapoto como puede apreciarse en el plano de disposición de equipos-planta general (ver Plano N° IE-05).

### **5.3 Distancias Mínimas de Seguridad.**

Debido a necesidades de operación y mantenimiento en las subestaciones es necesario definir las distancias mínimas de seguridad, teniendo como principal consideración que las partes vivas deben quedar fuera del alcance del personal involucrado.

Para el cálculo de las distancias de seguridad consideramos los siguientes aspectos:

- Distancia de fase a tierra (mínima de no flameo), estas distancias deben ser corregidas por altitud y temperatura en el lugar de la instalación, cuando se trate de condiciones distintas a las estándar.
- El segundo aspecto se obtiene sumando la distancia de fase a tierra, una distancia que depende de aspectos fisiológicos como las tallas de las personas y las características de los trabajos de mantenimiento y operación a realizar.

#### **5.3.1 Distancias Mínimas en el Aire.**

En la siguiente tabla se muestran los valores recomendados según la Norma IEC 60071-2(1996), para las separaciones mínimas en aire, fase-tierra y fase-fase para los diferentes valores de los niveles normalizados de aislamiento al impulso tipo rayo y impulso tipo maniobra.

**Tabla 5.1-Correlacion entre tensiones de soportabilidad de impulso atmosférico y distancias mínimas en el aire ( $U_m < 300 \text{ kV}$ ).**

Tensión nominal soportada al impulso tipo rayo [kV]	Distancia mínima [mm]	
	Punta-estructura	Conductor-estructura
20	60	
40	60	
60	90	
75	120	
95	160	
125	220	
145	270	
170	320	
200	380	
250	480	
325	630	
450	900	
550	1100	
650	1300	
750	1500	
850	1700	1600
950	1900	1700
1050	2100	1900
1175	2350	2200
1300	2600	2400
1425	2850	2600
1550	3100	2900
1675	3350	3100
1800	3600	3300
1950	3900	3600
2100	4200	3900

En nuestro caso para el nivel de tensión de 138 kV el nivel de aislamiento al impulso tipo rayo es de 750 kV (Capítulo 4) con lo que la distancia mínima en el aire punta-estructura según la tabla anterior es de 1 500 mm.

Para el nivel de tensión de 10 kV, el nivel de aislamiento al impulso tipo rayo es de 75 kV (ver Capítulo 4) con lo que la distancia mínima en el aire sería de 120 mm.

### 5.3.2 Distancia de Seguridad

#### **Calculo del nivel básico.**

El nivel básico es el distanciamiento mínimo necesario para evitar el flameo aun bajo las condiciones más desfavorables, el nivel básico se determina considerando un 5 o 10 % como factor de seguridad a la distancias mínima en el aire, obtenidas anteriormente en la sección “d”.

El criterio utilizado para determinar las distancias mínimas de seguridad se basa en lo publicado por la Sesión N° 23 de la Norma IEC, lo cual toma en cuenta lo siguiente:

- Distancias como altura de una persona, altura de bases.
- Distancia de vehículos: Distancias típicas de vehículos de mantenimiento, Camiones, etc.
- Distancia de cercos, muros.

La determinación de la distancia de seguridad se obtiene como la sumatoria de:

Un valor básico relacionado con el aislamiento (obtenido en la sección “e” anterior), un valor que es función de los movimientos del personal de mantenimiento así como del tipo de trabajo y maquinaria utilizada. Esto determina una “zona de seguridad” dentro del cual queda eliminado cualquier riesgo de acercamientos eléctricos, en nuestro caso las distancias la seleccionamos de la Tabla 5.2.



**Para el Nivel de Tensión de 10 kV.**

Nivel de aislamiento al impulso tipo rayo: 75 kV

Distancia mínima según la Norma IEC : 0,12 m

Valor básico : 0,13 m

Circulación de personal : 3 m

Zona de trabajo horizontal en ausencia de maquinaria pesada : 3 m

Zona de trabajo vertical en ausencia de maquinaria pesada : 3 m

Circulación de vehículos: en este caso se determina de acuerdo al perfil del vehículo, adicionando 0,7 m debido a inevitables imprevisiones de conducción mas el valor básico en este caso 0,65 m.

**Para el nivel de Tensión de 138 kV.**

Nivel de aislamiento al impulso tipo rayo: 750 kV

Distancia mínima según la Norma IEC : 1,50 m

Valor básico : 1,65 m

Circulación de personal : 3,90 m

Zona de trabajo horizontal en ausencia de maquinaria pesada : 3,40 m

Zona de trabajo vertical en ausencia de maquinaria pesada : 2,90 m

Circulación de vehículos: en este caso se determina de acuerdo al perfil del vehículo, adicionando 0,7 m debido a inevitables imprevisiones de conducción mas el valor básico en este caso 1,65 m.

Tabla 5.2-Distancias mínimas en aire.

Up [kV] (valor pico) (1)	Distancia mínima según IEC [m] (2)	Distancias de seguridad												
		Valor básico				Circulación de personal			Zona de trabajo en ausencia de maquinaria pesada				Circulación de vehículos	
		Cantidad que se adiciona		Valor básico [m] (5)=(2)+(4)	Bajo conexiones		Horizontal		Vertical		Zona de seguridad		Valor total [m]	
		% (3)	[m] (4)		Zona de seguridad [m] (6)	Valor total [m] (7)=(5)+(6)	[m] (8)	Zona de seguridad [m] (9)	Valor total [m] (10)=(5)+(9)	Zona de seguridad [m] (11)	Valor total [m] (12)=(5)+(11)	Gáliba [m] (13)	Tolerancia [m] (14)	Valor total [m] (15)=(5)+(13)+(14)
60	0,09	10	0,01	0,10	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
75	0,12	10	0,01	0,13	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
95	0,16	10	0,02	0,18	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
125	0,22	10	0,02	0,24	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
170	0,32	10	0,03	0,35	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
200	0,38	10	0,04	0,42	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
250	0,48	10	0,05	0,53	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
325	0,63	10	0,07	0,70	2,25	(*)	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
380	0,75	10	0,08	0,83	2,25	3,08	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
450	0,90	10	0,10	1,00	2,25	3,25	2,25	1,75	(*)	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
550	1,10	10	0,11	1,21	2,25	3,46	2,25	1,75	2,96	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
650	1,30	10	0,13	1,43	2,25	3,68	2,25	1,75	3,18	1,25	(*)	(**)	0,70	(**)
750	1,50	10	0,16	1,65	2,25	3,90	2,25	1,75	3,40	1,25	2,90	(**)	0,70	(**)
850	1,70	10	0,17	1,87	2,25	4,12	2,25	1,75	3,62	1,25	3,12	(**)	0,70	(**)
950	1,90	10	0,19	2,09	2,25	4,34	2,25	1,75	3,84	1,25	3,34	(**)	0,70	(**)
1050	2,10	10	0,21	2,31	2,25	4,56	2,25	1,75	4,06	1,25	3,58	(**)	0,70	(**)
1175	2,35	10	0,24	2,59	2,25	4,84	2,25	1,75	4,34	1,25	3,84	(**)	0,70	(**)
1300	2,60	10	0,26	2,85	2,25	5,11	2,25	1,75	4,61	1,25	4,11	(**)	0,70	(**)
1425	2,85	6	0,17	3,02	2,25	5,27	2,25	1,75	4,77	1,25	4,27	(**)	0,70	(**)
1550	3,10	6	0,19	3,29	2,25	5,54	2,25	1,75	5,04	1,25	4,54	(**)	0,70	(**)

Notas:

(\*) El valor mínimo recomendado es 3 m, pero puede ser menor según la experiencia, dependiendo de las condiciones locales, procedimientos, etc.

(\*\*) Se determina en cada ca

#### 5.4 Cálculo de Distancias Eléctricas de Diseño.

Se entiende como distancias eléctricas de diseño a las distancias entre centros de fases, distancias mínimas de no flameo de fase a tierra y distancias de seguridad para circulación de personal, vehículos y equipo dentro de la subestación.

El presente cálculo se realiza para la subestación Bellavista la cual se encuentra a menos de 1000 m.s.n.m por lo que las correcciones por altitud no tienen efecto.

Las distancias entre centros de fases, en subestaciones con conductores flexibles se muestran en la siguiente tabla:

**Tabla 5.3-Distancia entre centros de fases para conductores flexibles.**

CLASE DE AISLAMIENTO	DISTANCIA ENTRE CENTROS DE FASES
34,5 A 115 kV	1,79 A 2,0 VECES LA DISTANCIA DE FASE A TIERRA
230 kV	1,8 A 2,0 VECES LA DISTANCIA DE FASE A TIERRA
400 kV	2,0 A 2,25 VECES LA DISTANCIA DE FASE A TIERRA.

##### 5.4.1 Cálculo de las Altura Mínimas de las Barras sobre el Nivel del Suelo.

Las alturas mínimas de los sistemas de barras colectoras en subestaciones eléctricas en el punto medio del claro, se calcula por medio de la siguiente expresión:

$$h = 5,0 + 0,0125kV[\text{metros}]$$

Donde:

kV= Tensión máxima de diseño entre fases de la instalación.

La expresión anterior es válida en tensiones superiores a 115 kV y hasta 1000 m.s.n.m.

Para el nivel de tensión de 138 kV

$$h = 5,0 + 0,0125(145)[\text{metros}]$$

$$h = 6,812 \text{ metros}$$

#### **5.4.2 Cálculo de Altura de los Equipos.**

La altura de otras partes en tensión como transformadores de potencia, interruptores, transformadores de instrumentos, conexiones entre equipos no debe ser inferior en ningún caso a 3,00 metros y se calcula de acuerdo a:

$$h = 2,25 + 0,0105kV[\text{metros}]$$

Donde:

kV= Tensión máxima de diseño entre fases de la instalación.

Dicha expresión es aplicable en instalaciones de 69 kV a mayores y validez hasta los 1000 m.s.n.m.

En nuestro caso para la ampliación de la nueva subestación bellavista tenemos:

Para el nivel de tensión de 138 kV

$$h = 2,25 + 0,0105(145)[\text{metros}]$$

$$h = 3,77 \text{ metros}$$

#### **5.4.3 Cálculo de Altura de Llegada de Líneas a Subestaciones.**

La altura de llegada de las líneas de transmisión a subestaciones deberá tener una altura no inferior definida por la siguiente expresión:

$$h = 5,0 + 0,006(kV)[\text{metros}]$$

Donde:

kV= Tensión máxima de diseño entre fases de la instalación.

En nuestro caso para la línea de llegada de Tocache tenemos:

$$h = 5,0 + 0,006(145)[\text{metros}]$$

$$h = 6 \text{ metros}$$

### 5.5 Distancias para el Dimensionamiento de Subestación.

El dimensionamiento de una subestación con una determinada configuración, nivel de tensión y disposición de equipos está condicionado por los siguientes factores:

- Ancho de Barras
- Ancho de Campo
- Altura de Campo
- Longitud de Campo

#### 5.5.1 Ancho de Barras:

Para definir la distancia entre barras para conductores flexibles como es el caso en la Subestación Bellavista, se debe considerar además de la distancia entre fases, el desplazamiento horizontal debido durante los cortocircuitos, según Remde y Neumstocklin(1985) presentan una metodología simple para determinar el desplazamiento del conductor durante los cortocircuitos( $Y_K$ ), el cual se determina a partir de la flecha máxima estática ( $Y_o$ ) mediante las siguientes expresiones:

$$Y_K = 1,2 \sin 40^\circ Y_o[\text{metros}]$$

$$Y_K = 0,7713 Y_0 [\text{metros}]$$

De donde la separación entre fases es:

$$a = a_{\min} + 2Y_K [\text{metros}]$$

$$a = a_{\min} + 1,543 Y_0 [\text{metros}] \dots (5.1)$$

Donde:

$a_{\min}$  = distancia fase a fase

De donde para nuestro caso según la tabla 5.2;  $a_{\min}=3000$  mm para el nivel de tensión de 138 kV; y  $a_{\min}=234$  mm para en nivel de tensión de 10 kV.

Asumiendo una flecha máxima de 0,2 m para las barras en 138 kV y una flecha máxima en 0,1 m para las barras en 10 kV.

Por lo tanto, reemplazando en la ecuación 5.1 para las barras en 138 kV tenemos:

$$a = 3 + 1,543 (0.20) [\text{metros}]$$

$$a = 3,3 [\text{metros}]$$

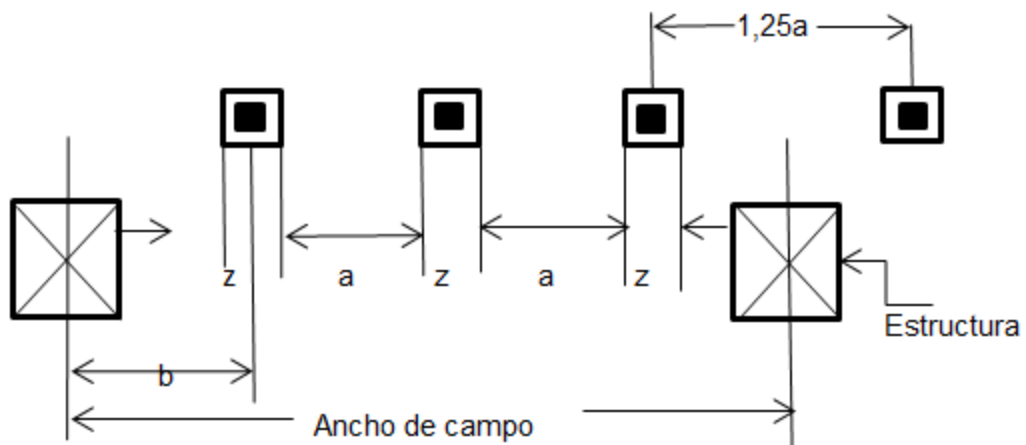
Asimismo para las barras en 10 kV reemplazando en la ecuación 5.1 tenemos:

$$a = 0,234 + 1,543 (0.10) [\text{metros}]$$

$$a = 0,388 [\text{metros}]$$

### 5.5.2 Ancho de Campo.

Es la distancia entre ejes desde el eje de las columnas que forman el pórtico de entrada de las líneas y está definido por la distancia de los equipos y las barras utilizadas.



**Figura 5.2-Ancho de campo**

De la Figura 5.2, tenemos para el pórtico de la “Celda de Línea” en la S.E Bellavista a la entrada de la Línea Tocache Bellavista en 138 kV:

a :Distancia mínima entre fases, para nuestro caso  $a = 3$  metros

b : Distancia mínima entre fase a tierra, para nuestro caso  $b = 1,5$  metros

z: Ancho del equipo más ancho del campo  $z = 0,70$  (Base transformador de Corriente).

Por lo tanto el ancho de campo debería ser mínimo de  $3z+2a+2b=11,1$  m.

Además para los pórticos de los reactores en la Celda de Reactores en 10 kV tenemos:

a :Distancia mínima entre fases, para nuestro caso  $a=0,38$  m.

b : Distancia mínima entre fase a tierra, para nuestro caso  $b=0,12$  m.

z: Ancho del equipo más ancho del campo  $z = 0,45$  (Base transformador de Corriente de 10 kV).

Por lo tanto, el ancho de campo debería ser mínimo de  $2a+2b+3z=2,35$  m

### **5.5.3 Alturas de Campo.**

Las alturas de campo viene dado en tres niveles, primero la altura de equipos definida en la sección 5.4.2, en un segundo nivel están la altura de barras definidas en la sección 5.4.1, además la altura mínima de llegada de la línea a la subestación considerando cerco perimétrico está dada en la sección 5.4.3.

### **5.5.4 Longitud de campo.**

La longitud de campo está definida por la configuración de la subestación y por la distancia entre equipos, la disposición de equipos no se da por las distancias mínimas de seguridad sino mas bien por los factores de estéticas,



facilidad de montaje y mantenimiento, en la siguiente tabla se muestra la distancia típicas entre equipos para un nivel de tensión determinado.

**Tabla 5.4-Distancias típicas entre equipos de patio**

Equipos (entre equipo y equipo )		Distancia típica [m]				
		72,5 kV	123 kV	245 kV	550 kV	800 kV
1	Transformador de instrumentación y seccionador	2,0	3,0	4,0	6,0	7,5
2	Interruptor y seccionador	2,0	3,0	4,5-5,5	7,0-8,0	9,0 - 10,0
3	Interruptor y seccionador con vía de circulación	5,5	7,5	8,0-9,5	12,0-14,0	14,0 - 16,0
4	Interruptor y transformador de instrumentación	1,5	2,0	3,5-4,5	6,5	8,5
5	Interruptor y transformador de instrumentación con vía de circulación	5,0	6,5	6,5	10,0-12,0	12,0 - 14,0
6	Seccionador y seccionador	3,0	3,5	6,0	7,0-8,0	9,0 - 10,0
7	Seccionador pantógrafo y seccionador pantógrafo	-	3,0	4,5	6,5	8,0
8	Seccionador pantógrafo y transformador de instrumentación	-	2,5	3,5	5,5	7,0
9	Interruptor y seccionador pantógrafo.	-	3,0	5,0	10,0	13,0
10	Interruptor y seccionador pantógrafo con vía de circulación.	-	7,0	7,5 - 9,0	11,0-13,0	13,0 - 15,0
11	Seccionador y seccionador pantógrafo.	-	3,5	4,5	7,0	9,0
12	Entre transformadores de instrumentación.	1,5	2,0	3,0	4,0-5,0	6,0
13	Pararrayos y transformadores de instrumentación.	1,5	2,0	3,0	5,0	6,0
14	Entre cualquier equipo y el cerco perimetral [IEEE Std 1119]	3,7	4,0	4,9	6,4	7,0

La disposición de equipos, barras, distancia de seguridad y configuración de la subestación se detallan en los Planos Nos. IE-05, IE-06, IE-07, IE-08, IE-09, IE-10 e IE-11 .

## **CAPITULO VI**

### **EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACION**

#### **6.1 Transformador de Potencia.**

##### **6.1.1 Objeto.**

El objetivo de un transformador es transformar la tensión de entrada en tensiones de salida de diferente magnitud, Dentro de la subestación nos encontramos con 2 transformadores, el transformador TR1, de 15/15/5,3 MVA que alimenta a la barra de 22,9 kV para alimentar a los circuitos secundarios de Saposoa, Juanjui, Biavo, Picota y Sisa; y el transformador TR2(15MVA, 138/10 kV), cuya función es alimentar los bancos de reactores y condensadores para la operación de la Nueva Subestación Bellavista al interconectarse al SEIN.

##### **6.1.2 Características Generales.**

El transformador marca TRAF0 posee las siguientes características:

Datos Generales:

- Numero de fases : 3
- Frecuencia : 60 Hz

- Normas de Fabricación : IEC 76
- Refrigeración : ONAN
- Altitud : < 1000 m.s.n.m
- Temperatura ambiente máxima : 45 °C
- Líquido refrigerante : Aceite
- Tipo de Instalación : Exterior
- Grupo de Conexión : YNd5
- Relación de Tensiones : 138±2x2,5/10 kV.
- Potencia : 15 MVA-ONAN

#### **6.1.3 Requerimientos de Diseño.**

Respecto al tipo de servicio, el transformador es del tipo de servicio interperie sumergido en aceite, debido a que enfriamiento es solamente por aire, la temperatura ambiente no deberá exceder los 40 °C, y el promedio de temperatura del aire enfriado durante un periodo de 24 horas no deberá exceder los 30 °C.

La altura de operación del transformador será inferior a los 1000 m.s.n.m.

El transformador posee un sistema de cambio de derivaciones en vacío con operación externa, con volante fuera del tanque (ver Plano No IE24.)

#### **6.1.4 Accesorios.**

El transformador está provisto de los siguientes accesorios estándar:

- Pasatapas
- Conservador de aceite con indicador de nivel de aceite.

- Válvulas de llenado y vaciado.
- Válvulas para toma de muestras de aceite.
- Terminales para puesta a tierra.
- Ganchos para elevación.
- Bases para apoyo de gatas.
- Radiadores Desmontables.
- Placa de características
- Desecadores de Silicagel.
- Relé Buchholz
- Indicadores de temperatura de aceite.

#### **6.1.5 Pruebas.**

##### **- Pruebas de Rutina:**

- Medida de la resistencia de los bobinados.
- Megado del Núcleo.
- Medida de la relación de transformación y control del grupo de conexión.
- Medida del factor de potencia de los Bushings y de arrollamientos.
- Verificación de polaridad y relación de transformación en TC's.
- Extracción de muestras para análisis Físicoquímico y Cromatográfico.
- Verificación de las protecciones propias del transformador.

##### **- Pruebas de Especiales:**

- Prueba de Onda Truncada.
- Medida de la impedancia secuencia cero.
- Prueba de cortocircuito.

- Nivel de ruidos
- Medición de armónicos.
- Pruebas de equipos auxiliares
- Prueba de Hermeticidad.

## **6.2 Equipamiento de Patio.**

### **6.2.1 Condiciones de Servicio.**

Las características comunes a los equipos de alta tensión están establecidas en la Norma IEC 60694 (Common specifications for high voltage switchgear and controlgear standards), la cual establece las características comunes para equipos de corte y maniobra en alta tensión para instalación a interperie operando a una frecuencia de servicio de 60 Hz, entre las principales consideraciones la Norma mencionada comprende:

#### **Condiciones Normales de Servicio:**

Para el equipamiento a la interperie o exterior la temperatura ambiente en el aire no excede  $40^{\circ}\text{C}$ , y su valor promedio medido sobre un periodo de 24 h, no excede  $35^{\circ}\text{C}$ . La temperatura mínima en el aire es de  $-10^{\circ}\text{C}$  para equipos clase "exterior  $-10^{\circ}\text{C}$ ",  $-25^{\circ}\text{C}$  para equipos clase "exterior  $-25^{\circ}\text{C}$ " y  $-40^{\circ}\text{C}$  para equipos clase "exterior  $-40^{\circ}\text{C}$ ".

La altitud sobre el nivel de mar no excede los 1000 m.s.n.m.

El aire puede estar contaminado por polvo, humo, gas o vapor corrosivo, o sal. La polución no debe exceder el nivel II-Medio.

**Condiciones especiales de servicio.**

Debe existir un especial acuerdo entre el fabricante y el usuario cuando se tienen condiciones de servicio diferente a las descritas anteriormente.

**6.2.2 Características asignadas.**

Las características asignadas principales para los equipos de patio, tales como: Corriente asignada, tensión asignada, frecuencia asignada, nivel de aislamiento asignado, etc.; Son determinados de acuerdo a las características de operación en servicio, y están definidas en el capítulo 4 de la presente tesis.

**6.2.3 Requerimientos de Diseño y construcción.**

Entre las principales características que podemos mencionar de los equipos de patio tenemos:

- Los elementos conductores son capaces de soportar la corriente nominal continuamente a la frecuencia de operación sin necesidad de mantenimiento excesivo, los terminales y conexiones entre los diferentes elementos aseguran, permanentemente, una resistencia de contacto baja.
- Los interruptores son tripolares o unitripolares (en el caso del interruptor a la entrada de la línea Tocache-Bellavista) cuyo diseño es para servicio

exterior, con cámara de extinción en hexafluoruro de azufre ( $\text{SF}_6$ ) y sistema de mando mecánico.

- El sistema de mando puede ser accionado a distancia, localmente, manualmente o automáticamente según la necesidad.
- Las cajas de control son a prueba de interperie y disponen de un calefactor eléctrico.
- Los aisladores de los interruptores son de porcelana y diseñados de tal forma que si ocurre una descarga a tierra por tensión de impulso con el interruptor en las posiciones de "abierto" o "cerrado", deberá efectuar por la parte externa, sin que se presente flameo en la parte interna o perforación del aislamiento, Se considerará además un diseño para instalación al exterior y ambiente contaminado teniendo en cuenta una línea de fuga mínima de 25 mm/kV.
- Para el caso de interruptores, la calidad de fluido extintor ( $\text{SF}_6$ ) deberá mantenerse de modo tal que el poder de ruptura nominal sea garantizado hasta un grado de envejecimiento admisible, correspondiente al número de interrupciones garantizado, sin reemplazo del gas.
- Las estructuras soporte donde serán montados los equipos son de acero galvanizado, y deberán soportar esfuerzos transmitidos por los equipos en condiciones de falla o sismo.
- Los conductores terminales son a prueba de efecto corona, el incremento de temperatura no supera los 30 °C.
- Existe enclavamiento eléctrico y mecánico entre interruptores y seccionadores según sea el caso.
- Los transformadores de corriente en el lado de 138 kV son de columna, tipo multi-relación en el primario según normas IEC y para servicio exterior,

aislados con papel sumergido en aceite y colocados en una envolvente de porcelana, sellado herméticamente.

- Los transformadores de tensión de 138 kV serán del tipo capacitivo, aislados con papel sumergido en aceite y colocado dentro de una envolvente de porcelana sellada herméticamente.
- Los transformadores de tensión en media tensión, serán del tipo Inductivo, para servicio exterior, sumergido en aceite y de sellado hermético, podrán ofertarse transformadores con aislamiento tipo seco (Resina sintética).
- Los pararrayos son de la clase que se especifica en la tabla de datos técnicos garantizados, fabricado sin explosores y con bloques de resistencias a base de óxido metálico (ZnO), para servicio exterior, autoportado y diseñado para proteger transformadores, celdas y equipos de media y alta tensión de las sobretensiones atmosféricas y de maniobra.
- Para el caso de reactores éstos están diseñados bajo las Normas IEC 289.

#### **6.2.4 Pruebas.**

Las pruebas pueden clasificarse básicamente en:

##### Pruebas de Rutina.

Son aquellas que se realizarán en todos los equipos a fin de verificar la calidad de los materiales y la mano de obra, entre ellas tenemos:

- Pruebas Dieléctricas en el circuito principal.
- Pruebas Dieléctricas en los circuitos de control.
- Medida de resistencia del circuito principal.
- Prueba de estanqueidad.
- Control visual.



Pruebas Tipo:

Son las que sólo se realizan en uno de los equipos comprados, a fin de verificar su operatividad bajo las condiciones normales y anormales de servicio y su conformidad con las características especificadas, se clasifican de acuerdo a la Tabla 6.1:

**Tabla 6.1-Pruebas eléctricas tipo para equipamiento de patio.**

<b>Grupo</b>	<b>Pruebas tipo</b>
<b>1</b>	- Pruebas dieléctricas en el circuito principal y en los circuitos auxiliares
	- Prueba de tensión de perturbación de radio interferencia
<b>2</b>	- Medida de la resistencia del circuito principal.
	- Prueba de calentamiento
<b>3</b>	- Pruebas de corriente de corta duración y de valor pico de la corriente admisible
	- Prueba de cierre y apertura.
<b>4</b>	-Prueba de verificación del grado de protección.
	- Prueba de estanqueidad (si son aplicables.)
	- Pruebas mecánicas
	- Pruebas de medio ambiente.

Pruebas Especiales.

Son aquellas que las norma pertinente no considera de tipo ni de rutina, siendo realizadas mediante un acuerdo entre fabricante y comprador.

### **6.3 Instalaciones Eléctricas Interiores y Exteriores**

El objetivo de las presentes especificaciones es definir las características generales que poseen los sistemas de iluminación y tomacorrientes a ser instalados en la ampliación de la Subestacion Bellavista.

### **6.3.1 Características Generales.**

Las características generales son las definidas en la sección 4.3 de la presente tesis (ver planos Nos IE21 e IE22.).

### **6.3.2 Requerimientos de Diseño y Construcción.**

#### **a) Iluminación Exterior Normal**

En la Nueva Subestación Bellavista, la iluminación exterior se realizará por medio de lámparas de vapor de sodio tipo reflector de 250 Vatios, las cuales irán instaladas sobre las vigas de celosía de los pórticos. Así mismo se consideran lámparas incandescentes de 100W para los casos de emergencia los cuales serán alimentadas de los circuitos en 110 VDC.

#### **b) Tomacorrientes al Exterior**

Los tomacorrientes serán monofásicos de 10 A-220 V y trifásicos 20 A y 380 V e irán instalados al exterior en cajas rectangulares de 203mm x 152mm x 102mm, metálicos del tipo pesado. Tanto los tomacorrientes como las cajas deberán estar protegidos contra los efectos perjudiciales externos (humedad, polvo, agua, etc.) e irán instalados a 0,80 m sobre NPT (Nivel del piso terminado) como mínimo.

#### **c) Conductores, Tuberías y Cajas**

Todos los conductores para tomacorrientes deberán ser de cobre sólido con aislamiento termoplástico (TW) adecuado para 600 V. y de secciones 4 y 2,5 mm<sup>2</sup>.

Para la iluminación exterior, se utilizará cables de 6 mm<sup>2</sup>. y 4 mm<sup>2</sup> de sección para tensión de 1000 V. Los cables deberán ser instalados directamente enterrados o en canaletas.

### **6.3.3 Pruebas**

Los equipos que constituyen el suministro diseñados según las recomendaciones CEI, en los casos definidos se aplicarán las normas nacionales vigentes en el país.

### **6.4 Tableros de Equipos de Control, Protección, Medida y Señalización.**

En el presente proyecto será necesario el montaje de 05 tableros de control, protección y medida para las 4 celdas nuevas construidas, las actividades de montaje y cableado comprende los siguientes tableros:

- Montaje del tablero de protección y medida de la línea en 138 kV proveniente de Tocache.
- Montaje del tablero de protección y medida del banco de reactores 5 x 2,5 MVAR - 10 kV.
- Montaje del tablero de protección y medida del transformador de potencia de 138/10 kV y 15 MVA.
- Montaje del tablero de protección y medida del banco de capacitores 2x2,5 MVAR -10 kV.
- Tablero de acoplamiento de barras.

#### **6.4.1 Características Generales.**

Los paneles son del tipo autosoportado, y para instalación al interior de la caseta de control correspondiente.

Cada panel esta construido considerando un 20% de borneras de reserva con un mínimo de 10 unidades para futuras ampliaciones y/o modificaciones.

Los paneles son para servicio interior, blindado, autosoportado, sin partes accesibles bajo tensión con un grado de protección IPH 6 e IP 55.

#### **6.4.2 Requerimientos de Diseño y Construcción.**

Los tableros cumplirán como mínimo con los siguientes requerimientos:

1. El cableado de los circuitos de servicios auxiliares en CA y CC y control serán realizados con conductor de cobre cableado, 7 hilos, de un calibre mínimo de 4 mm<sup>2</sup> y 2,5 mm<sup>2</sup> para cada caso respectivamente, cubierto con aislamiento de polietileno, resistente al calor y humedad no inflamable y con un nivel de aislamiento de 600 V.
2. Los circuitos de apertura de interruptor cuentan con una señal luminosa que indiquen pérdida de tensión auxiliar.
3. El gabinete es fabricado con perfiles estructurales y planchas de acero de acabado liso de un espesor no menor a 2,5 mm. Con puerta por la parte posterior y chapa con llave.
4. Las planchas de los extremos son removibles que permiten adicionar o eliminar paneles.

5. EL gabinete tiene en la parte inferior una plancha metálica con una capa removible para el ingreso de los cables de control.
6. La puerta lleva empaquetaduras para dotarle de un grado de protección IP-55 (IEC).
7. Todas las partes metálicas serán limpiadas y protegidas contra óxidos mediante un proceso a base de fosfatos o equivalentes el que será seguido inmediatamente por dos capas de impregnación de pintura anticorrosiva, añadiéndose las capas necesarias de acabado con sistema vinílico de color gris claro (ANSI 61).
8. Todos los paneles tienen una barra de cobre de 5x25 mm. fija en la parte posterior e inferior del mismo para puesta a tierra. Esta barra llevará un terminal de cobre para un conductor de 70 mm<sup>2</sup> a 120 mm<sup>2</sup>.
11. Los equipos de protección llevan una placa de identificación indicando el tipo de protección y la fase a la que protegen.
12. El panel contiene una lámpara de alumbrado de 110 VDC con su respectivo interruptor y de un tomacorriente para 600V-30A.

#### **6.4.3 Pruebas.**

##### **Pruebas en fábrica**

Se deberán realizar entre otras las siguientes pruebas en fábrica:

- Inspección general
- Revisión del cableado

- Pruebas individuales de los equipos que integran los paneles, tales como instrumentos, relés, etc.
- Pruebas funcionales.

### **Pruebas en Sitio**

- Inspección general
- Verificaciones individuales de los equipos integrantes de los paneles y las calibraciones a valores definitivos
- Pruebas funcionales

## **6.5 Red de Tierra.**

Estas especificaciones técnicas tienen por objeto definir las condiciones de la red de tierra destinados a la ampliación de la subestación Bellavista.

### **6.5.1 Requerimientos de Diseño y Construcción.**

#### **Red de Tierra Profunda**

La red de tierra de la subestación será realizada mediante una malla de conductor de cobre cableado desnudo, de acuerdo a la sección de la malla existente y de acuerdo a los cálculos determinados en el capítulo 4.

Los empalmes en cruz y en "T" de la malla, así como las salidas de ella al exterior y en general todas las conexiones internas y externas de la malla, deberán serán efectuadas mediante soldadura de proceso exotérmico (similar a soldadura tipo "cadweld"). Todos los puntos de unión y conexión del conductor de cobre, no deberán presentar un punto más caliente que el conductor mismo, al paso de la corriente eléctrica.

Las conexiones soldadas deberán ser de gran resistencia mecánica, alta conductividad y no deberán ser atacadas por la humedad y corrosión, debiendo tener, en lo posible, las mismas características que el cobre.

La malla de tierra será completada, en los puntos indicados (ver planos Nos: IE-13; IE-13\_1, IE-14), por un número determinado de dispersores o electrodos de alma de acero y superficie de cobre del tipo barras o estacas. Los enlaces o conexiones de la malla con los electrodos deberán ser igualmente mediante un tipo de soldadura de proceso exotérmico vía conectores. Estas barras o estacas, deberán ir instaladas en pozos de tierra adecuados para una fácil inspección.

### **Red a Tierra Superficial**

La red de tierra superficial estará formada por un sistema de cables de cobre desnudo de 70 mm<sup>2</sup> y grapas de cobre que conectará a todas las estructuras metálicas no vivas, tanto al exterior como al interior, bases de aparatos, equipos, paneles, tableros y celdas, etc. con la malla de tierra.

#### **6.5.2 Pruebas.**

Las pruebas a realizar para el sistema de puesta tierra son las siguientes:

##### Antes de Empezar las Obras

Medición de la resistividad del terreno en el lugar de la implantación de la subestación, dichas medidas permitirán el diseño de la malla a tierra.

##### Medidas Finales de la Red de Tierra

Estas medidas se tomarán al final de la construcción y comportarán las operaciones siguientes:

Medida de resistencia óhmica de la red de tierra de la subestación.

Control de las tensiones de paso y de contacto. Utilizando el dispositivo de inyección de corriente y con un voltímetro electrónico de precisión de gran impedancia se adquirirá la seguridad de que en ningún punto de la subestación y de la zona de transición ninguna tensión de paso o de contacto sobrepasa los valores prescritos.

## **6.6 Estructuras Metálicas**

Tanto los pórticos como los soportes de los equipos de patio serán fabricadas de estructuras metálicas, se utilizaran estructuras metálicas de celosía por su rapidez de fabricación, su simple concepción en el diseño estructural y por la facilidad de montaje, las cuales están formadas por elementos simples de acero como perfiles angulares o tubulares conectados mediante conexiones pernadas.

### **6.6.1 Características Generales.**

Para el diseño de las estructuras metálicas, el cual no está considerado en la presente tesis, se evaluarán las siguientes condiciones de diseño:

- Evaluación de cargas
- Cargas de tensión estática y dinámica.
- Cargas de peso propio de las estructuras.
- Cargas de viento
- Cargas de sismo.
- Cargas de montaje y mantenimiento.



- Combinaciones de carga y factores de sobrecarga.

### **6.6.2 Requerimientos de Diseño y Construcción.**

Todas las estructuras deberán estar diseñadas con la suficiente resistencia para soportar los equipos, conductores, aisladores, y demás accesorios por lo que deberán estar diseñadas bajo las normas normalmente utilizadas en la práctica común como son: norma ASCE 10-97; Manual of steel construcción (AISC-1999), Reglamento Nacional de Edificaciones, entre otras.

### **6.6.3 Pruebas.**

Para el adecuado control de las estructuras tanto en la fabricación, suministro y montaje se deberá verificar lo siguiente ajustándose a las normas ASTM y AWS:

- Control dimensional.
- Control de calidad del galvanizado.
- Control de calidad en la soldadura.
- Revisión de protocolos de calidad de los materiales, como el acero para perfilera, para tornillería y material galvanizado.
- Torqueo de pernos.

## CAPITULO VII

### METRADOS Y PRESUPUESTO

El presente presupuesto está dividido en dos secciones (ver Tabla 7.2): la sección A que corresponde al costo de suministro del equipamiento electromecánico y la sección B ,que corresponde a los costos del montaje electromecánico ,transporte de equipos y materiales existentes.

Para la ejecución del proyecto la concesionaria adquirió los equipos principales para la Nueva Subestación Bellavista.

En la Tabla 7.1 se muestra el resumen del presupuesto base de la Nueva Subestación Bellavista.

**Tabla 7.1-Resumen Presupuesto Base Nueva Subestación Bellavista.**

<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>Subtotal</b>
Suministro	1,018,549.33
Montaje Electromecánico	483,683.23
Obras Civiles	188,803.47
Sub Total Costos Directos	1,502,232.56
Gastos Generales Suministro(10%)	101,854.93
Gastos Generales Montaje y Obras Civiles(20%)	134,497.34
Utilidad (10%) del C.D	150,223.26
Sub Total sin IGV	1,888,808.09
IGV (19%)	358,873.54
<b>TOTAL</b>	<b>2,247,681.63</b>

## Análisis de precios unitarios

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

Partida Montaje electromecánico de Banco de Reactores (5x2.5 MVAR)							
Rendimiento	u/DIA	MO. 0.1000	EQ. 0.1000	Costo unitario directo por : u			95,034.51
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
<b>Mano de Obra</b>							
0147000014	INGENIERO ELECTRICISTA	hh	1.0000	80.0000	35.00	2,800.00	
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	1.0000	80.0000	16.00	1,280.00	
0147000032	TOPOGRAFO	hh	1.0000	80.0000	11.77	941.60	
0147010001	CAPATAZ	hh	1.0000	80.0000	15.80	1,264.00	
0147010002	OPERARIO	hh	2.0000	160.0000	13.17	2,107.20	
0147010003	OFICIAL	hh	2.0000	160.0000	10.70	1,712.00	
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	2.0000	160.0000	15.90	2,544.00	
0147040011	AYUDANTE	hh	8.0000	640.0000	9.20	5,888.00	
							<b>18,536.80</b>
<b>Materiales</b>							
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.9978	160.42	160.07	
							<b>160.07</b>
<b>Equipos</b>							
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		5.0000	18,536.80	926.84	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	1.0000	80.0000	25.00	2,000.00	
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.9895	79.1600	130.00	10,290.80	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.3000	24.0000	700.00	16,800.00	
0348330093	EQUIPO DE ESTACION TOTAL	hm	1.0000	80.0000	24.00	1,920.00	
0349110021	EQUIPO DE PRUEBA	hm	0.2000	16.0000	2,000.00	32,000.00	
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.7500	60.0000	180.00	10,800.00	
0349880003	TEODOLITO	hm	1.0000	80.0000	11.00	880.00	
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	1.0000	80.0000	9.00	720.00	
							<b>76,337.64</b>
Partida Montaje del Sistema de Banco de capacitores de 2x2.5 MVAR, 10 kV, incluye celdas metal clad, etc							
Rendimiento	cjto/DIA	MO. 0.3000	EQ. 0.3000	Costo unitario directo por : cjto			20,000.00
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
<b>Mano de Obra</b>							
0147000014	INGENIERO ELECTRICISTA	hh	1.8000	48.0000	35.00	1,680.00	
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	1.0000	26.6667	16.00	426.67	
0147000032	TOPOGRAFO	hh	1.0000	26.6667	11.77	313.87	
0147010001	CAPATAZ	hh	1.0000	26.6667	15.80	421.33	
0147010002	OPERARIO	hh	1.8000	48.0000	13.17	632.16	
0147010003	OFICIAL	hh	1.8000	48.0000	10.70	513.60	
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	1.0000	26.6667	15.90	424.00	
0147040011	AYUDANTE	hh	1.0000	26.6667	9.20	245.33	
							<b>4,656.96</b>
<b>Materiales</b>							
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		2.4294	160.42	389.72	
							<b>389.72</b>
<b>Equipos</b>							
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	4,656.96	46.57	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	1.0000	26.6667	25.00	666.67	
0337580100	ESCALERA	hm	0.8000	21.3333	10.00	213.33	
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.4000	10.6667	130.00	1,386.67	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.3400	9.0667	700.00	6,346.69	
0348330093	EQUIPO DE ESTACION TOTAL	hm	0.7500	20.0000	24.00	480.00	
0349110021	EQUIPO DE PRUEBA	hm	0.0700	1.8667	2,000.00	3,733.40	
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.3500	9.3333	180.00	1,679.99	
0349880003	TEODOLITO	hm	0.7500	20.0000	11.00	220.00	
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.7500	20.0000	9.00	180.00	
							<b>14,953.32</b>

Partida Montaje electromecánico de Interruptor trifásico 138kV, 1200A, 650 kV-BIL, accionamiento unipolar, inc base soporte y

## Análisis de precios unitarios

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

## pernos de fijacion

Rendimiento	u/DIA	MO. 0.5000	EQ. 0.5000	Costo unitario directo por : u			<b>4,693.70</b>
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
<b>Mano de Obra</b>							
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	2.0000	32.0000	16.00	512.00	
0147010001	CAPATAZ	hh	0.8000	12.8000	15.80	202.24	
0147010002	OPERARIO	hh	1.5000	24.0000	13.17	316.08	
0147010003	OFICIAL	hh	1.0000	16.0000	10.70	171.20	
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	1.0000	16.0000	15.90	254.40	
<b>1,455.92</b>							
<b>Materiales</b>							
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		1.1581	160.42	185.78	
<b>185.78</b>							
<b>Equipos</b>							
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		5.0000	1,455.92	72.80	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.8000	12.8000	25.00	320.00	
0337580100	ESCALERA	hm	0.8000	12.8000	10.00	128.00	
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.4000	6.4000	130.00	832.00	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0900	1.4400	700.00	1,008.00	
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.2400	3.8400	180.00	691.20	
<b>3,052.00</b>							

Partida **Montaje electromecanico del Interruptor trifásico 138kV, 1200A, 650 kV-BIL, accionamiento tripolar, inc, base soporte y pernos de fijacion**

Rendimiento	u/DIA	MO. 0.5000	EQ. 0.5000	Costo unitario directo por : u			<b>4,693.70</b>
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
<b>Mano de Obra</b>							
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	2.0000	32.0000	16.00	512.00	
0147010001	CAPATAZ	hh	0.8000	12.8000	15.80	202.24	
0147010002	OPERARIO	hh	1.5000	24.0000	13.17	316.08	
0147010003	OFICIAL	hh	1.0000	16.0000	10.70	171.20	
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	1.0000	16.0000	15.90	254.40	
<b>1,455.92</b>							
<b>Materiales</b>							
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		1.1581	160.42	185.78	
<b>185.78</b>							
<b>Equipos</b>							
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		5.0000	1,455.92	72.80	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.8000	12.8000	25.00	320.00	
0337580100	ESCALERA	hm	0.8000	12.8000	10.00	128.00	
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.4000	6.4000	130.00	832.00	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0900	1.4400	700.00	1,008.00	
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.2400	3.8400	180.00	691.20	
<b>3,052.00</b>							

Partida **Montaje electromecanico del Seccionador tripolar de linea c/ cuchilla de P.T. 138 kV, 1200 A, inc. base soporte y pernos de fijacion**

Rendimiento	u/DIA	MO. 0.4000	EQ. 0.4000	Costo unitario directo por : u			<b>3,595.83</b>
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
<b>Mano de Obra</b>							
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.5000	10.0000	16.00	160.00	
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.3000	6.0000	11.77	70.62	
0147010001	CAPATAZ	hh	0.5000	10.0000	15.80	158.00	
0147010002	OPERARIO	hh	0.5000	10.0000	13.17	131.70	
0147010003	OFICIAL	hh	0.5000	10.0000	10.70	107.00	
0147010004	PEON	hh	1.5000	30.0000	10.63	318.90	
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.5000	10.0000	15.90	159.00	
0147040011	AYUDANTE	hh	0.3000	6.0000	9.20	55.20	
<b>1,160.42</b>							
<b>Materiales</b>							
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.5075	160.42	81.41	
<b>81.41</b>							

## Análisis de precios unitarios

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

Equipos						
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.4600	9.2000	25.00	230.00
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.4000	8.0000	12.00	96.00
0337580100	ESCALERA	hm	0.8000	16.0000	10.00	160.00
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.1800	3.6000	130.00	468.00
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0500	1.0000	700.00	700.00
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.1500	3.0000	180.00	540.00
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	8.0000	11.00	88.00
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	8.0000	9.00	72.00
						<b>2,354.00</b>

Partida **Montaje electromecanico del Seccionador tripolar de linea c/ cuchilla de P.T. 138 kV, 1200 A, 650 kV-BIL, inc. base soporte y pernos de fijacion**

Rendimiento **u/DIA MO. 0.4000 EQ. 0.4000 Costo unitario directo por : u **3,595.83****

Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
<b>Mano de Obra</b>						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.5000	10.0000	16.00	160.00
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.3000	6.0000	11.77	70.62
0147010001	CAPATAZ	hh	0.5000	10.0000	15.80	158.00
0147010002	OPERARIO	hh	0.5000	10.0000	13.17	131.70
0147010003	OFICIAL	hh	0.5000	10.0000	10.70	107.00
0147010004	PEON	hh	1.5000	30.0000	10.63	318.90
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.5000	10.0000	15.90	159.00
0147040011	AYUDANTE	hh	0.3000	6.0000	9.20	55.20
						<b>1,160.42</b>

<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.5075	160.42	81.41
						<b>81.41</b>

Equipos						
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.4600	9.2000	25.00	230.00
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.4000	8.0000	12.00	96.00
0337580100	ESCALERA	hm	0.8000	16.0000	10.00	160.00
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.1800	3.6000	130.00	468.00
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0500	1.0000	700.00	700.00
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.1500	3.0000	180.00	540.00
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	8.0000	11.00	88.00
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	8.0000	9.00	72.00
						<b>2,354.00</b>

Partida **Montaje electromecanico del interruptor trifasico 12 kV, 630 A, 75 kV-BIL, inst. horizontal sobre soporte metalico metalico en base.**

Rendimiento **u/DIA MO. 0.6000 EQ. 0.6000 Costo unitario directo por : u **2,162.31****

Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
<b>Mano de Obra</b>						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	1.0000	13.3333	16.00	213.33
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.4000	5.3333	11.77	62.77
0147010001	CAPATAZ	hh	0.3000	4.0000	15.80	63.20
0147010002	OPERARIO	hh	0.8000	10.6667	13.17	140.48
0147010003	OFICIAL	hh	0.8000	10.6667	10.70	114.13
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	1.0000	13.3333	15.90	212.00
0147040011	AYUDANTE	hh	0.4000	5.3333	9.20	49.07
						<b>854.98</b>

<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.2793	160.42	44.81
						<b>44.81</b>

Equipos						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	854.98	8.55
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.4900	6.5333	25.00	163.33
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.3000	4.0000	12.00	48.00
0337580100	ESCALERA	hm	0.8000	10.6667	10.00	106.67
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.1400	1.8667	130.00	242.67
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0400	0.5333	700.00	373.31
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.1000	1.3333	180.00	239.99
0349880003	TEODOLITO	hm	0.3000	4.0000	11.00	44.00

## Análisis de precios unitarios

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.3000	4.0000	9.00	36.00	1,262.52
------------	--------------	----	--------	--------	------	-------	----------

Partida Seccionador tripolar de barra 24 kV, 1250 A, 145 kV-BIL, inst. horizontal sobre soporte metalico metalico en base.

Rendimiento	u/DIA	MO. 0.6000	EQ. 0.6000	Costo unitario directo por : u		<b>2,162.31</b>
-------------	-------	------------	------------	--------------------------------	--	-----------------

Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
<b>Mano de Obra</b>						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	1.0000	13.3333	16.00	213.33
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.4000	5.3333	11.77	62.77
0147010001	CAPATAZ	hh	0.3000	4.0000	15.80	63.20
0147010002	OPERARIO	hh	0.8000	10.6667	13.17	140.48
0147010003	OFICIAL	hh	0.8000	10.6667	10.70	114.13
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	1.0000	13.3333	15.90	212.00
0147040011	AYUDANTE	hh	0.4000	5.3333	9.20	49.07
						<b>854.98</b>
<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.2793	160.42	44.81
						<b>44.81</b>
<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	854.98	8.55
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.4900	6.5333	25.00	163.33
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.3000	4.0000	12.00	48.00
0337580100	ESCALERA	hm	0.8000	10.6667	10.00	106.67
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.1400	1.8667	130.00	242.67
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0400	0.5333	700.00	373.31
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.1000	1.3333	180.00	239.99
0349880003	TEODOLITO	hm	0.3000	4.0000	11.00	44.00
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.3000	4.0000	9.00	36.00
						<b>1,262.52</b>

Partida Montaje electromecanico de Transformador de tensión 138:raiz(3) / 0.1:Raiz(3) / 0.1:raiz(3) kV 650 kV-BIL, inc. base soporte y pernos de fijacion

Rendimiento	u/DIA	MO. 1.2000	EQ. 1.2000	Costo unitario directo por : u		<b>1,616.16</b>
-------------	-------	------------	------------	--------------------------------	--	-----------------

Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
<b>Mano de Obra</b>						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.5000	3.3333	16.00	53.33
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.4000	2.6667	11.77	31.39
0147010001	CAPATAZ	hh	0.4000	2.6667	15.80	42.13
0147010002	OPERARIO	hh	1.0000	6.6667	13.17	87.80
0147010003	OFICIAL	hh	0.5000	3.3333	10.70	35.67
0147010004	PEON	hh	1.5000	10.0000	10.63	106.30
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.6000	4.0000	15.90	63.60
0147040011	AYUDANTE	hh	0.4000	2.6667	9.20	24.53
						<b>444.75</b>
<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.6004	160.42	96.32
						<b>96.32</b>
<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	444.75	4.45
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.4000	2.6667	25.00	66.67
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.4000	2.6667	12.00	32.00
0337580100	ESCALERA	hm	0.7300	4.8667	10.00	48.67
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.2500	1.6667	130.00	216.67
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0500	0.3333	700.00	233.31
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.3500	2.3333	180.00	419.99
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	2.6667	11.00	29.33
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	2.6667	9.00	24.00
						<b>1,075.09</b>

Partida Montaje electromecanico de Transformador de corriente 138 kV 600/5-5-5 A, MR 650 kV-BIL, inc. base soporte y pernos de fijacion.

Rendimiento	u/DIA	MO. 1.2000	EQ. 1.2000	Costo unitario directo por : u		<b>1,612.07</b>
-------------	-------	------------	------------	--------------------------------	--	-----------------

**Análisis de precios unitarios**

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio S/.	Parcial S/.
<b>Mano de Obra</b>						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.5000	3.3333	16.00	53.33
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.4000	2.6667	11.77	31.39
0147010001	CAPATAZ	hh	0.4000	2.6667	15.80	42.13
0147010002	OPERARIO	hh	1.0000	6.6667	13.17	87.80
0147010003	OFICIAL	hh	0.5000	3.3333	10.70	35.67
0147010004	PEON	hh	1.5000	10.0000	10.63	106.30
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.6000	4.0000	15.90	63.60
0147040011	AYUDANTE	hh	0.4000	2.6667	9.20	24.53
						<b>444.75</b>
<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.5749	160.42	92.23
						<b>92.23</b>
<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	444.75	4.45
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.4000	2.6667	25.00	66.67
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.4000	2.6667	12.00	32.00
0337580100	ESCALERA	hm	0.7300	4.8667	10.00	48.67
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.2500	1.6667	130.00	216.67
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0500	0.3333	700.00	233.31
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.3500	2.3333	180.00	419.99
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	2.6667	11.00	29.33
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	2.6667	9.00	24.00
						<b>1,075.09</b>

Partida **Montaje electromecanico de Pararrayos 120 kV, 10 kA, Oz, Clase 3, incluye base soporte y pernos de fijación**

Rendimiento	u/DIA	MO. 0.5000	EQ. 0.5000	Costo unitario directo por : u		<b>922.07</b>
<b>Mano de Obra</b>						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.4500	7.2000	16.00	115.20
0147010003	OFICIAL	hh	1.0000	16.0000	10.70	171.20
0147010004	PEON	hh	1.5000	24.0000	10.63	255.12
						<b>541.52</b>
<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.1515	160.42	24.30
						<b>24.30</b>
<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		3.0000	541.52	16.25
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.1500	2.4000	25.00	60.00
0337580100	ESCALERA	hm	0.3000	4.8000	10.00	48.00
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0100	0.1600	700.00	112.00
0349120008	CAMIONETA RURAL 4 X 4 135 HP	hm	0.0500	0.8000	150.00	120.00
						<b>356.25</b>

Partida **Montaje electromecanico de Transformador de tensión 10:raiz(3) / 0.1:Raiz(3) kV clase 0,2 30 VA**

Rendimiento	u/DIA	MO. 3.0000	EQ. 3.0000	Costo unitario directo por : u		<b>241.99</b>
<b>Mano de Obra</b>						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.4000	1.0667	16.00	17.07
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.1000	0.2667	11.77	3.14
0147010001	CAPATAZ	hh	0.2000	0.5333	15.80	8.43
0147010002	OPERARIO	hh	0.8000	2.1333	13.17	28.10
0147010004	PEON	hh	2.0000	5.3333	10.63	56.69
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.3000	0.8000	15.90	12.72
0147040011	AYUDANTE	hh	0.1000	0.2667	9.20	2.45
						<b>128.60</b>
<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.0521	160.42	8.36
						<b>8.36</b>
<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	128.60	1.29
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.2000	0.5333	25.00	13.33

## Análisis de precios unitarios

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.1000	0.2667	12.00	3.20
0337580100	ESCALERA	hm	0.3000	0.8000	10.00	8.00
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.0900	0.2400	130.00	31.20
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0100	0.0267	700.00	18.69
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.0500	0.1333	180.00	23.99
0349880003	TEODOLITO	hm	0.1000	0.2667	11.00	2.93
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.1000	0.2667	9.00	2.40
						<b>105.03</b>

## Partida Montaje electromecánico de Transformador de corriente de 12 kV, 150/5 A - 75 kV BIL

Rendimiento	u/DIA	MO. 3.0000	EQ. 3.0000	Costo unitario directo por : u			<b>362.99</b>
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
<b>Mano de Obra</b>							
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.4000	1.0667	16.00	17.07	
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.1000	0.2667	11.77	3.14	
0147010001	CAPATAZ	hh	0.2000	0.5333	15.80	8.43	
0147010002	OPERARIO	hh	0.8000	2.1333	13.17	28.10	
0147010004	PEON	hh	2.0000	5.3333	10.63	56.69	
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.3000	0.8000	15.90	12.72	
0147040011	AYUDANTE	hh	0.1000	0.2667	9.20	2.45	
						<b>128.60</b>	
<b>Materiales</b>							
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.8064	160.42	129.36	
						<b>129.36</b>	
<b>Equipos</b>							
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	128.60	1.29	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.2000	0.5333	25.00	13.33	
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.1000	0.2667	12.00	3.20	
0337580100	ESCALERA	hm	0.3000	0.8000	10.00	8.00	
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.0900	0.2400	130.00	31.20	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0100	0.0267	700.00	18.69	
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.0500	0.1333	180.00	23.99	
0349880003	TEODOLITO	hm	0.1000	0.2667	11.00	2.93	
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.1000	0.2667	9.00	2.40	
						<b>105.03</b>	

## Partida Montaje electromecánico de Parrayos de 12 kV, 10 kA de ZnO Clase 2

Rendimiento	u/DIA	MO. 1.3000	EQ. 1.3000	Costo unitario directo por : u			<b>173.74</b>
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
<b>Mano de Obra</b>							
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.3000	1.8462	16.00	29.54	
0147010003	OFICIAL	hh	0.4000	2.4615	10.70	26.34	
0147010004	PEON	hh	0.4000	2.4615	10.63	26.17	
						<b>82.05</b>	
<b>Materiales</b>							
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.0065	160.42	1.04	
						<b>1.04</b>	
<b>Equipos</b>							
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	82.05	0.82	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.1000	0.6154	25.00	15.39	
0337580100	ESCALERA	hm	0.2000	1.2308	10.00	12.31	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0080	0.0492	700.00	34.44	
0349120008	CAMIONETA RURAL 4 X 4 135 HP	hm	0.0300	0.1846	150.00	27.69	
						<b>90.65</b>	

## Partida Montaje electromecánico de sistemas de pórticos y barras 138 kV inst. de porticos de celosia, conductores, aisladores y conexines de ellos a los equipos

Rendimiento	cjto/DIA	MO. 0.2000	EQ. 0.2000	Costo unitario directo por : cjto			<b>11,215.92</b>
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
<b>Mano de Obra</b>							
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.7000	28.0000	11.77	329.56	



## Análisis de precios unitarios

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

0147010001	CAPATAZ	hh	0.6000	24.0000	15.80	379.20
0147010002	OPERARIO	hh	1.0000	40.0000	13.17	526.80
0147010003	OFICIAL	hh	0.6000	24.0000	10.70	256.80
0147010004	PEON	hh	8.0000	320.0000	10.63	3,401.60
						<b>4,893.96</b>

## Materiales

0202000007	ALAMBRE NEGRO RECOCIDO # 16	kg		7.5000	4.00	30.00
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		2.0394	160.42	327.16
0229060002	YESO EN BOLSAS DE 25 kg	bls		2.0000	10.00	20.00
0243040000	MADERA TORNILLO Y/O SIMILAR	p2		3.5000	3.00	10.50
						<b>387.66</b>

## Equipos

0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.6000	4,893.96	78.30
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.5000	20.0000	25.00	500.00
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.5000	20.0000	12.00	240.00
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.3000	12.0000	130.00	1,560.00
0348600001	TIRFOR DE 3 ton	hm	0.4500	18.0000	10.00	180.00
0348970003	TECLE DE 3 ton	hm	0.5000	20.0000	18.00	360.00
0349120008	CAMIONETA RURAL 4 X 4 135 HP	hm	0.2500	10.0000	150.00	1,500.00
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.1800	7.2000	180.00	1,296.00
0349880003	TEODOLITO	hm	0.5000	20.0000	11.00	220.00
						<b>5,934.30</b>

## Partida Montaje electromecánico de sistemas de pórticos y barras 10 kV, inc. conductores, aisladores y conexión a los equipos

Rendimiento cpto/DIA MO. 0.0600 EQ. 0.0600 Costo unitario directo por : cpto **39,700.86**

Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
<b>Mano de Obra</b>						
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.7000	93.3333	11.77	1,098.53
0147010001	CAPATAZ	hh	0.6000	80.0000	15.80	1,264.00
0147010002	OPERARIO	hh	1.0000	133.3333	13.17	1,756.00
0147010003	OFICIAL	hh	0.6000	80.0000	10.70	856.00
0147010004	PEON	hh	8.0000	1,066.6667	10.63	11,338.67
						<b>16,313.20</b>
<b>Materiales</b>						
0202000007	ALAMBRE NEGRO RECOCIDO # 16	kg		30.0000	4.00	120.00
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		7.4388	160.42	1,193.33
0229060002	YESO EN BOLSAS DE 25 kg	bls		15.0000	10.00	150.00
0243040000	MADERA TORNILLO Y/O SIMILAR	p2		10.0000	3.00	30.00
						<b>1,493.33</b>
<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.6000	16,313.20	261.01
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.5500	73.3333	25.00	1,833.33
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.5000	66.6667	12.00	800.00
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.4300	57.3333	130.00	7,453.33
0348600001	TIRFOR DE 3 ton	hm	0.4000	53.3333	10.00	533.33
0348970003	TECLE DE 3 ton	hm	0.4000	53.3333	18.00	960.00
0349120008	CAMIONETA RURAL 4 X 4 135 HP	hm	0.2500	33.3333	150.00	5,000.00
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.1800	24.0000	180.00	4,320.00
0349880003	TEODOLITO	hm	0.5000	66.6667	11.00	733.33
						<b>21,894.33</b>

## Partida Ampliación del Tablero de control y mando

Rendimiento cpto/DIA MO. 1.0000 EQ. 1.0000 Costo unitario directo por : cpto **1,374.27**

Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
<b>Mano de Obra</b>						
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.5000	4.0000	11.77	47.08
0147010001	CAPATAZ	hh	0.5000	4.0000	15.80	63.20
0147010002	OPERARIO	hh	0.5000	4.0000	13.17	52.68
0147010003	OFICIAL	hh	0.5000	4.0000	10.70	42.80
0147010004	PEON	hh	2.0000	16.0000	10.63	170.08
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.5000	4.0000	15.90	63.60
0147040011	AYUDANTE	hh	0.5000	4.0000	9.20	36.80
						<b>476.24</b>

## Análisis de precios unitarios

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

Materiales						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.4069	160.42	65.27
						<b>65.27</b>
Equipos						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	476.24	4.76
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.5800	4.6400	25.00	116.00
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.4000	3.2000	12.00	38.40
0337580100	ESCALERA	hm	0.6000	4.8000	10.00	48.00
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.2000	1.6000	130.00	208.00
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0400	0.3200	700.00	224.00
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.0900	0.7200	180.00	129.60
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	3.2000	11.00	35.20
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	3.2000	9.00	28.80
						<b>832.76</b>

## Partida Ampliacion de tablero de medicion

Rendimiento cjo/DIA MO. 1.0000 EQ. 1.0000 Costo unitario directo por : cjo **1,374.27**

Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
Mano de Obra						
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.5000	4.0000	11.77	47.08
0147010001	CAPATAZ	hh	0.5000	4.0000	15.80	63.20
0147010002	OPERARIO	hh	0.5000	4.0000	13.17	52.68
0147010003	OFICIAL	hh	0.5000	4.0000	10.70	42.80
0147010004	PEON	hh	2.0000	16.0000	10.63	170.08
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.5000	4.0000	15.90	63.60
0147040011	AYUDANTE	hh	0.5000	4.0000	9.20	36.80
						<b>476.24</b>

Materiales						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.4069	160.42	65.27
						<b>65.27</b>
Equipos						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	476.24	4.76
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.5800	4.6400	25.00	116.00
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.4000	3.2000	12.00	38.40
0337580100	ESCALERA	hm	0.6000	4.8000	10.00	48.00
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.2000	1.6000	130.00	208.00
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0400	0.3200	700.00	224.00
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.0900	0.7200	180.00	129.60
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	3.2000	11.00	35.20
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	3.2000	9.00	28.80
						<b>832.76</b>

## Partida Montaje electromecanico de Tablero de protección y medición L.T. 138 kV Juanjui.

Rendimiento cjo/DIA MO. 0.6000 EQ. 0.6000 Costo unitario directo por : cjo **4,685.88**

Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.
Mano de Obra						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.8000	10.6667	16.00	170.67
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.5000	6.6667	11.77	78.47
0147010001	CAPATAZ	hh	0.5000	6.6667	15.80	105.33
0147010002	OPERARIO	hh	0.6000	8.0000	13.17	105.36
0147010003	OFICIAL	hh	0.6000	8.0000	10.70	85.60
0147010004	PEON	hh	3.0000	40.0000	10.63	425.20
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.6000	8.0000	15.90	127.20



## Análisis de precios unitarios

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

Materiales						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		1.1583	160.42	185.81
						<b>185.81</b>
Equipos						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	1,159.16	11.59
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.7000	9.3333	25.00	233.33
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.6000	8.0000	12.00	96.00
0337580100	ESCALERA	hm	0.7000	9.3333	10.00	93.33
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.3000	4.0000	130.00	520.00
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.1800	2.4000	700.00	1,680.00
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.2500	3.3333	180.00	599.99
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	5.3333	11.00	58.67
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	5.3333	9.00	48.00
						<b>3,340.91</b>

## Partida Ampliación del Tablero de Protección y Medición Interruptor 138 kV Trafo potencia

Rendimiento	cjto/DIA	MO. 1.0000	EQ. 1.0000	Costo unitario directo por : cjto			<b>1,374.27</b>
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
	<b>Mano de Obra</b>						
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.5000	4.0000	11.77	47.08	
0147010001	CAPATAZ	hh	0.5000	4.0000	15.80	63.20	
0147010002	OPERARIO	hh	0.5000	4.0000	13.17	52.68	
0147010003	OFICIAL	hh	0.5000	4.0000	10.70	42.80	
0147010004	PEON	hh	2.0000	16.0000	10.63	170.08	
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.5000	4.0000	15.90	63.60	
0147040011	AYUDANTE	hh	0.5000	4.0000	9.20	36.80	
						<b>476.24</b>	
	<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.4069	160.42	65.27	
						<b>65.27</b>	
	<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	476.24	4.76	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.5800	4.6400	25.00	116.00	
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.4000	3.2000	12.00	38.40	
0337580100	ESCALERA	hm	0.6000	4.8000	10.00	48.00	
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.2000	1.6000	130.00	208.00	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0400	0.3200	700.00	224.00	
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.0900	0.7200	180.00	129.60	
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	3.2000	11.00	35.20	
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	3.2000	9.00	28.80	
						<b>832.76</b>	

## Partida Montaje electromecánico de Tablero de protección y medición Banco de capacitores. 10 KV

Rendimiento	cjto/DIA	MO. 0.6000	EQ. 0.6000	Costo unitario directo por : cjto			<b>4,685.88</b>
Código	Descripción Recurso	Unidad	Cuadrilla	Cantidad	Precio \$/.	Parcial \$/.	
	<b>Mano de Obra</b>						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.8000	10.6667	16.00	170.67	
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.5000	6.6667	11.77	78.47	
0147010001	CAPATAZ	hh	0.5000	6.6667	15.80	105.33	
0147010002	OPERARIO	hh	0.6000	8.0000	13.17	105.36	
0147010003	OFICIAL	hh	0.6000	8.0000	10.70	85.60	
0147010004	PEON	hh	3.0000	40.0000	10.63	425.20	
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.6000	8.0000	15.90	127.20	
0147040011	AYUDANTE	hh	0.5000	6.6667	9.20	61.33	
						<b>1,159.16</b>	
	<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		1.1583	160.42	185.81	
						<b>185.81</b>	
	<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	1,159.16	11.59	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.7000	9.3333	25.00	233.33	
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.6000	8.0000	12.00	96.00	
0337580100	ESCALERA	hm	0.7000	9.3333	10.00	93.33	
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.3000	4.0000	130.00	520.00	

## Análisis de precios unitarios

## Sección B: Montaje de Equipos y Materiales

0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.1800	2.4000	700.00	1,680.00
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.2500	3.3333	180.00	599.99
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	5.3333	11.00	58.67
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	5.3333	9.00	48.00
						<b>3,340.91</b>

## Partida Montaje electromecanico de Ampliación de los Tableros de SS.AA. 380/220 VAC, 110 VDC y 48 VDC

Rendimiento	<b>cjto/DIA</b>	<b>MO. 0.7000</b>	<b>EQ. 0.7000</b>	Costo unitario directo por : cjto			<b>1,951.42</b>
<b>Código</b>	<b>Descripción Recurso</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cuadrilla</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio \$/.</b>	<b>Parcial \$/.</b>	
	<b>Mano de Obra</b>						
0147000032	TOPOGRAFO	hh	0.4000	4.5714	11.77	53.81	
0147010001	CAPATAZ	hh	0.5000	5.7143	15.80	90.29	
0147010002	OPERARIO	hh	0.5000	5.7143	13.17	75.26	
0147010003	OFICIAL	hh	0.5000	5.7143	10.70	61.14	
0147010004	PEON	hh	2.0000	22.8571	10.63	242.97	
0147030094	OPERARIO DE PRUEBAS (ELECTRICOS)	hh	0.4000	4.5714	15.90	72.69	
0147040011	AYUDANTE	hh	0.4000	4.5714	9.20	42.06	
						<b>638.22</b>	
	<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.2385	160.42	38.26	
						<b>38.26</b>	
	<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	638.22	6.38	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.6000	6.8571	25.00	171.43	
0337540001	MIRAS Y JALONES	hm	0.4000	4.5714	12.00	54.86	
0337580100	ESCALERA	hm	0.6000	6.8571	10.00	68.57	
0348040010	CAMION PLATAFORMA 4 X 2 122 HP 8 ton	hm	0.2000	2.2857	130.00	297.14	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0500	0.5714	700.00	399.98	
0349180010	GRUA HIDRAULICA AUTOPROPULSADA 127 HP 18 ton 9 m	hm	0.0900	1.0286	180.00	185.15	
0349880003	TEODOLITO	hm	0.4000	4.5714	11.00	50.29	
0349880016	NIVEL OPTICO	hm	0.4000	4.5714	9.00	41.14	
						<b>1,274.94</b>	

## Partida Montaje electromecánico de cables de baja tensión inst. de cables y conexión entre las cajas de conexión de los equipos (patio de llaves) y los tableros (edificio de control)

Rendimiento	<b>cjto/DIA</b>	<b>MO. 0.1300</b>	<b>EQ. 0.1300</b>	Costo unitario directo por : cjto			<b>15,760.00</b>
<b>Código</b>	<b>Descripción Recurso</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cuadrilla</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio \$/.</b>	<b>Parcial \$/.</b>	
	<b>Mano de Obra</b>						
0147000030	TECNICO ELECTRICISTA	hh	0.6000	36.9231	16.00	590.77	
0147010001	CAPATAZ	hh	0.6000	36.9231	15.80	583.38	
0147010003	OFICIAL	hh	1.8000	110.7692	10.70	1,185.23	
0147010004	PEON	hh	6.2000	381.5385	10.63	4,055.75	
						<b>6,415.13</b>	
	<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		7.0245	160.42	1,126.87	
						<b>1,126.87</b>	
	<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	6,415.13	64.15	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.9000	55.3846	25.00	1,384.62	
0337580100	ESCALERA	hm	0.8000	49.2308	10.00	492.31	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.0600	3.6923	700.00	2,584.61	
0349120008	CAMIONETA RURAL 4 X 4 135 HP	hm	0.4000	24.6154	150.00	3,692.31	
						<b>8,218.00</b>	

## Partida Montaje electromecánico del sistema de puesta a tierra ampliación de la red de tierra profunda e instalación de la red de tierra

Rendimiento	<b>cjto/DIA</b>	<b>MO. 0.3000</b>	<b>EQ. 0.3000</b>	Costo unitario directo por : cjto			<b>3,528.01</b>
<b>Código</b>	<b>Descripción Recurso</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cuadrilla</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio \$/.</b>	<b>Parcial \$/.</b>	
	<b>Mano de Obra</b>						
0147010001	CAPATAZ	hh	1.0000	26.6667	15.80	421.33	
0147010003	OFICIAL	hh	1.0000	26.6667	10.70	285.33	

**Análisis de precios unitarios****Sección B: Montaje de Equipos y Materiales**

0147010004	PEON	hh	7.0000	186.6667	10.63	1,984.27
						<b>2,690.93</b>
	<b>Materiales</b>					
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.4789	160.42	76.83
						<b>76.83</b>
	<b>Equipos</b>					
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	2,690.93	26.91
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.5000	13.3333	25.00	333.33
0349120008	CAMIONETA RURAL 4 X 4 135 HP	hm	0.1000	2.6667	150.00	400.01
						<b>760.25</b>

Partida **Montaje electromecánico de las instalaciones eléctricas exteriores ampliacion de los circuitos de alumbrado y tomacorriente en patio de llaves.**

Rendimiento	<b>cjto/DIA</b>	MO. 0.2500	EQ. 0.2500	Costo unitario directo por : cjto			<b>4,600.00</b>
<b>Código</b>	<b>Descripción Recurso</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cuadrilla</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio \$/.</b>	<b>Parcial \$/.</b>	
	<b>Mano de Obra</b>						
0147010001	CAPATAZ	hh	1.0000	32.0000	15.80	505.60	
0147010003	OFICIAL	hh	2.0000	64.0000	10.70	684.80	
0147010004	PEON	hh	7.0000	224.0000	10.63	2,381.12	
						<b>3,571.52</b>	
	<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		0.7029	160.42	112.76	
						<b>112.76</b>	
	<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	3,571.52	35.72	
0337010101	HERRAMIENTAS DE MONTAJE (MECANICA)	hm	0.5000	16.0000	25.00	400.00	
0349120008	CAMIONETA RURAL 4 X 4 135 HP	hm	0.1000	3.2000	150.00	480.00	
						<b>915.72</b>	

Partida **Adecuación e Ingeniería de detalle de la Subestacion**

Rendimiento	<b>Glb/DIA</b>	MO. 0.1500	EQ. 0.1500	Costo unitario directo por : Glb			<b>30,000.01</b>
<b>Código</b>	<b>Descripción Recurso</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cuadrilla</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio \$/.</b>	<b>Parcial \$/.</b>	
	<b>Mano de Obra</b>						
0147000014	INGENIERO ELECTRICISTA	hh	3.0000	160.0000	35.00	5,600.00	
0147010002	OPERARIO	hh	1.5000	80.0000	13.17	1,053.60	
0147010003	OFICIAL	hh	1.5000	80.0000	10.70	856.00	
0147010004	PEON	hh	6.0000	320.0000	10.63	3,401.60	
						<b>10,911.20</b>	
	<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		8.5673	160.42	1,374.37	
						<b>1,374.37</b>	
	<b>Equipos</b>						
0337010001	HERRAMIENTAS MANUALES	%MO		1.0000	10,911.20	109.11	
0348210066	EQUIPO DE COMUNICACION	hm	1.0000	53.3333	4.80	256.00	
0348330092	EQUIPO DE MEDICION	hm	0.2700	14.4000	700.00	10,080.00	
0349120008	CAMIONETA RURAL 4 X 4 135 HP	hm	0.8500	45.3333	150.00	6,800.00	
0349880003	TEODOLITO	hm	0.8000	42.6667	11.00	469.33	
						<b>17,714.44</b>	

Partida **Pruebas y puesta en servicio de la ampliación de la SE Bellavista**

Rendimiento	<b>Glb/DIA</b>	MO. 0.1000	EQ. 0.1000	Costo unitario directo por : Glb			<b>75,000.00</b>
<b>Código</b>	<b>Descripción Recurso</b>	<b>Unidad</b>	<b>Cuadrilla</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Precio \$/.</b>	<b>Parcial \$/.</b>	
	<b>Mano de Obra</b>						
0147000014	INGENIERO ELECTRICISTA	hh	1.5000	120.0000	35.00	4,200.00	
0147010003	OFICIAL	hh	1.5000	120.0000	10.70	1,284.00	
0147010004	PEON	hh	3.0000	240.0000	10.63	2,551.20	
0147010100	CAPATAZ LINIERO	hh	1.0000	80.0000	15.80	1,264.00	
0147010101	OPERARIO LINIERO	hh	2.0000	160.0000	13.17	2,107.20	
						<b>11,406.40</b>	
	<b>Materiales</b>						
0205000042	MATERIAL CONSUMIBLES	glb		15.9303	160.42	2,555.54	



## CONCLUSIONES

- 1.) Del estudio de cortocircuito (ver capítulo 3) observamos que las corrientes de cortocircuito máximas en la Nueva Subestación Bellavista corresponden al caso de la interconexión del sistema eléctrico de San Martín al SEIN, siendo en ningún caso superiores a los 1058 A para la barra de 138 KV y 6629 A para la barra de 10 KV.
  
- 2.) Del análisis desarrollado para todos los transformadores de corriente de la Nueva Subestación Bellavista (ver capítulo 4), se tiene que con la interconexión al SEIN, ningún transformador de corriente saturará por corriente de falla.



- 3.) Los equipos, barras y sistemas asociados a la Nueva Subestación Bellavista han sido seleccionados de acuerdo a las características de operación del sistema, considerando condiciones nominales y críticas de desempeño ante posibles fallas, haciendo posible la entrada en operación de la Nueva Subestación Bellavista en Diciembre del 2010, interconectando el Sistema Eléctrico de San Martín al SEIN.
- 4.) El dimensionamiento electromecánico de la Nueva Subestación Bellavista asegura la protección del personal operador y visitante de la subestación, debido a que el diseño contempla todas las distancias mínimas de seguridad.
- 5.) Los resultados de los estudios de flujo de carga, protecciones, sobretensiones y coordinación de aislamiento aseguran la correcta operación del sistema eléctrico planteado.
- 6.) El proyecto proporcionará energía eléctrica confiable, limpia y eficiente al departamento de San Martín debido a que con la Interconexión se restringirán los grupos térmicos instalados en las subestaciones, bajando los costos de energía eléctrica, y evitando la contaminación.
- 7.) Los equipos han sido seleccionados, cumpliendo los estándares de las respectivas normas de fabricación cumpliendo condiciones nominales y críticas de desempeño y siguiendo la tendencia actual de modernización, automatización y compatibilidad, de modo de asegurar la mayor confiabilidad de la subestación.

**BIBLIOGRAFÍA**

- 1) Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión-Segunda Edición  
Mejía Villegas S.A, HMV Ingenieros.
- 2) Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas-Segunda Edición.  
LIMUSA NORIEGA EDITORES.
- 3) Código Nacional de Electricidad-Utilización 2011
- 4) Código Nacional de Electricidad- Suministro 2011  
Aprobado por Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM.
- 5) Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos.  
Decreto Supremo N° 020-97-EM, vigente a partir del 11 de octubre de 1997.
- 6) Electrical Transmission and Distribution Reference Book.  
Westinhouse Electric Corporation. East Pittsburg, Pennsylvania.
- 7) Normas IEC.
- 8) Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.  
William D. Stevenson-Segunda Edición 1996.
- 9) Estudio definitivo de la Línea Tocache Bellavista.  
Elaborado por PRICONSA.
- 10) Estudio de operatividad San Martín.  
Elaborado por INGELMEC.
- 11) Manual de la IEE Std 977.  
Año 1991.
- 12) IEEE Std 1313 Power System – Insulation Coordination.