

**ESPECIFICACIÓN TÉCNICA**

**CRITERIOS DE DISEÑO ELECTROMECANICO**

**COCHABAMBA - BOLIVIA**

**TABLA DE CONTENIDO**

[1. OBJETIVO 6](#_Toc530163622)

[2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 6](#_Toc530163623)

[3. SUBESTACIONES 6](#_Toc530163624)

[3.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS SUBESTACIONES 6](#_Toc530163625)

[3.1.1 Ampliación Padilla 115 kV 6](#_Toc530163626)

[3.1.2 Subestación Monteagudo 115/24.9 kV 6](#_Toc530163627)

[3.1.3 Subestación Camiri 115 kV 7](#_Toc530163628)

[3.2 UBICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES 7](#_Toc530163629)

[3.3 CARACTERÍSTICAS DEL SITIO 10](#_Toc530163630)

[4. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA 11](#_Toc530163631)

[5. CRITERIOS DE DISEÑO A UTILIZAR EN LA INGENIERÍA DE DETALLE 12](#_Toc530163632)

[5.1 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO 12](#_Toc530163633)

[5.2 SELECCIÓN DE DISTANCIAS MÍNIMAS Y DE SEGURIDAD 13](#_Toc530163634)

[5.3 DISPOSICIÓN FÍSICA DE EQUIPOS 15](#_Toc530163635)

[5.4 SELECCIÓN DE CONDUCTORES 16](#_Toc530163636)

[5.4.1 SELECCIÓN DE CONDUCTORES DESNUDOS 16](#_Toc530163637)

[5.4.2 SELECCIÓN DE LOS CABLES AISLADOS 17](#_Toc530163638)

[5.1 AISLADORES DE SOPORTE TIPO PEDESTAL 17](#_Toc530163639)

[5.2 CADENAS DE AISLADORES 18](#_Toc530163640)

[5.3 HERRAJES 18](#_Toc530163641)

[5.4 CONECTORES DE ALTA TENSIÓN 18](#_Toc530163642)

[5.5 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA SUBESTACIONES 18](#_Toc530163643)

[5.6 SISTEMA DE APANTALLAMIENTO 19](#_Toc530163644)

[5.7 ILUMINACIÓN 19](#_Toc530163645)

[5.7.1 CRITERIOS GENERALES 19](#_Toc530163646)

[5.7.2 RECEPTORES PARA ILUMINACIÓN 20](#_Toc530163647)

[5.7.3 EQUIPOS AUXILIARES 21](#_Toc530163648)

[5.7.4 CRITERIOS ESPECÍFICOS PARA LA ILUMINACIÓN DEL PATIO 21](#_Toc530163649)

[5.7.5 CRITERIOS ESPECÍFICOS PARA LA ILUMINACIÓN DE LOS EDIFICIOS 22](#_Toc530163650)

[5.8 SISTEMAS DE CONTROL, PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y MANIOBRA 23](#_Toc530163651)

[5.8.1 SISTEMA DE CONTROL 23](#_Toc530163652)

[5.8.2 SISTEMA DE PROTECCIONES 24](#_Toc530163653)

[5.8.3 SISTEMA DE MEDICIÓN 27](#_Toc530163654)

[5.9 SISTEMAS DE TELECONTROL, TELEMANDO Y ADQUISICIÓN DE DATOS Y SU ENLACE CON EL SISTEMA DEL COT 27](#_Toc530163655)

[5.10 SISTEMAS DE COMUNICACIONES 27](#_Toc530163656)

[5.11 SERVICIOS AUXILIARES CA Y CC 27](#_Toc530163657)

[5.12 SISTEMA ANTI-INCENDIO EN PATIO Y EDIFICACIONES 28](#_Toc530163658)

[6. DOCUMENTOS DE REFERENCIA 29](#_Toc530163659)

**LISTA DE TABLAS**

[Tabla 1.Características del sitio 10](#_Toc530163660)

[Tabla 2. Características del sistema 11](#_Toc530163661)

[Tabla 3. Parámetros para coordinación de aislamiento 12](#_Toc530163662)

[Tabla 4. Distancias mínimas y de seguridad 13](#_Toc530163663)

**LISTA DE FIGURAS**

[Figura 1. Localización subestación Padilla 115 kV 8](#_Toc530163673)

[Figura 2. Localización subestación Monteagudo 115/24.9 kV 9](#_Toc530163674)

[Figura 3. Localización subestación Camiri 115 kV 10](#_Toc530163675)

[Figura 4. Distancia mínima de seguridad para la circulación libre del personal 14](#_Toc530163676)

[Figura 5. Distancia de seguridad para trabajos de mantenimiento sobre equipos 15](#_Toc530163677)

# OBJETIVO

Este documento presenta los principales criterios y metodologías en los cuales se basarán los diseños electromecánicos correspondientes a los diseños de las subestaciones Padilla, Monteagudo y Camiri, asociadas al Proyecto “Interconexión de Camiri al SIN”.

# DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

# SUBESTACIONES

## DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS SUBESTACIONES

### Ampliación Padilla 115 kV

La subestación Padilla existente 115 kV, se ampliará con las siguientes instalaciones nuevas:

* Una bahía de línea en 115 kV, en configuración barras principal y barra de transferencia.
* Un reactor trifásico de barras 115 kV, de 6 MVAR.
* Una bahía de reactor 115 kV, en barra principal de 115 kV.
* Una bahía de acople 115 kV.

### Subestación Monteagudo 115/24.9 kV

La nueva subestación Monteagudo 115/24.9 kV, tendrá las siguientes instalaciones:

* Dos bahías de línea en 115 kV, en configuración barras principal y barra de transferencia.
* Un transformador trifásico 115/24.9 kV, de 25 MVA.
* Una bahía de transformador 115 kV, en configuración barras principal y barra de transferencia.
* Un banco de capacitores de barra 115 kV, de 7.2 MVAR.
* Una bahía de capacitores 115 kV, en barras principal de 115 kV.
* Una bahía de acople 115 kV.

### Subestación Camiri 115 kV

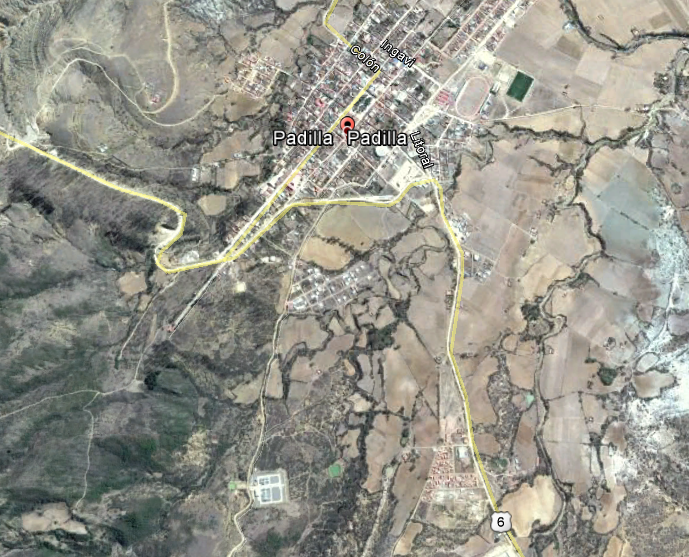
La nueva subestación Camiri 115 kV, tendrá las siguientes instalaciones:

* Una bahía de línea en 115 kV, en configuración barras principal y barra de transferencia.
* Un banco de capacitores de barra 115 kV, de 7.2 MVAR.
* Una bahía de capacitores 115 kV, en barras principal de 115 kV.
* Una bahía de acople 115 kV.

## UBICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES

* **Subestación Padilla 115 kV:**

El terreno de la subestación es de propiedad de ENDE CORPORACIÓN, se encuentra ubicado en provincia de Tomina, en el departamento de Chuquisaca, al sudeste del país. Las coordenadas en UTM son: Zona 20 K; Este 362826,38 mE; Norte 7863113,31 mS.

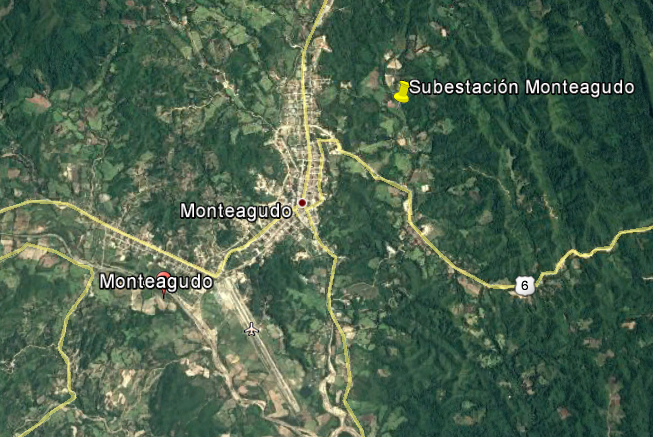


**SUBESTACIÓN PADILLA**

Figura 1. Localización subestación Padilla 115 kV

* **Subestación Monteagudo 115/24.9 kV:**

La nueva subestación Monteagudo, se encuentra ubicada en la localidad de la Provincia Hernando Siles del sudoeste de Bolivia, en el departamento de Chuquisaca, rodeado de sierras montañosas que van en dirección norte-sur abundantemente cubiertas de vegetación. Las coordenadas en UTM son: Zona 20 K; Este 401357,00 mE; Norte 7811398,00 mS.

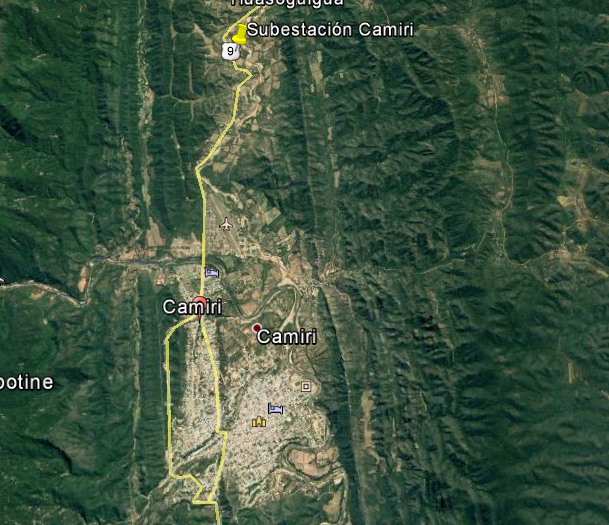


**SUBESTACIÓN MONTEAGUDO**

Figura 2. Localización subestación Monteagudo 115/24.9 kV

* **Subestación Camiri 115 kV:**

La nueva subestación Camiri 115 kV, se encuentra ubicada al Sudeste de Bolivia, en la región conocida como el Chaco Boliviano. 295 Km. al Sur de la ciudad de Santa Cruz de la Sierra, capital del Departamento de Santa Cruz. Al pie del cerro “Sararenda” y a orillas del río “Parapetí”. Las coordenadas en UTM son: Zona 20 K; Este 444861,25 mE; Norte 7791173,43 mS.



**SUBESTACIÓN MONTEAGUDO**

Figura 3. Localización subestación Camiri 115 kV

## CARACTERÍSTICAS DEL SITIO

La Tabla 1 indica las características del sitio, tomadas como valores de entrada en el diseño electromecánico:

Tabla 1.Características del sitio

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Característica** | | **Unidad** | **Subestación** | **Subestación** | **Subestación** |
| **Padilla 115 kV** | **Monteagudo 115/24.9 kV** | **Camiri 115 kV** |
| 1. | Altura sobre el nivel del mar | m | 2100 | 1133 | 811 |
| 2. | Temperatura |  |  |  |  |
| 2.1. | - Máxima promedio (anual) | ºC | 26 | 32 | 34 |
| 2.2. | - Promedio (anual) | ºC | 18 | 21.6 | 22.5 |
| 2.3. | - Mínima promedio (anual) | ºC | 7 | 11 | 12 |
| 3. | Humedad relativa | % | 90 | 90 | 90 |
| 4. | Precipitación promedio anual | mm | 120 | 135 | 147 |
| 5. | Velocidad del viento para diseño | km/h | 50 | 50 | 50 |
| 6. | Aceleración en suelo, Ao/g | g | 0,12 | 0,12 | 0,12 |
| 7. | Nivel de contaminación ambiental (IEC/TS 60815-1) |  | Media | Media | Media |
| 8. | Radiación solar Qs (IEEE Std. 738-2006) | kWh/m2 - dia | 5.7 | 5.4 | 4.8 |

# CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

La Tabla 2 indica las características del sistema eléctrico, que rigen los diseños para las nuevas subestaciones:

Tabla 2. Características del sistema

| **Característica** | | **Unidad** | **115 kV** |
| --- | --- | --- | --- |
| 1. | Tensión de operación del sistema | kV | 115 |
| 2. | Tensión asignada al equipo | kV | 123 |
| 3. | Frecuencia asignada | Hz | 50 |
| 4. | Puesta a tierra |  | Sólido |
| 5. | Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo (LIWL) | kV pico | 650 (Padilla y Monteagudo)  550 (Camiri) |
| 6. | Tensión soportada asignada a la frecuencia industrial (PFWL) | kV pico | - |
| 7. | Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra (SIWL) | kV pico | - |
| 8. | Distancia de fuga mínima fase-fase | mm/kV | 25 |
| 9. | Corriente asignada de cortocircuito para el equipo de subestación | kA | 40 |
| 10. | Máxima duración admisible del cortocircuito | s | 1 |
| 11. | Tiempo muerto del reenganche automático: |  |  |
| Reenganche monopolar (valores típicos) | ms | 800 |
| Reenganche tripolar (valores típicos) | ms | 500 |
| 12. | Identificación de fases |  | A, B, C |

# CRITERIOS DE DISEÑO A UTILIZAR EN LA INGENIERÍA DE DETALLE

Cada uno de los diseños electromecánicos se realizará teniendo en cuenta las normas operativas expedidas por el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) [30], [31] y [32], así como las recomendaciones y normas especificadas en cada uno de los ítems correspondientes.

## COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Se aplicarán los criterios de coordinación de aislamiento establecidos en la última revisión de las publicaciones IEC 60071-1, [5], e IEC 60071-2, [6]. Las sobretensiones representativas se calculan considerando la puesta a tierra del neutro del sistema y las características de protección y localización de los descargadores de sobretensiones.

Se realizarán simulaciones para obtener las sobretensiones representativas, se hará uso de la herramienta de simulación de sistemas eléctricos EMTP/ATP, con el fin de obtener valores de sobretensión más aproximados a eventos reales, teniendo en cuenta las condiciones operativas que se pueden presentar, el apantallamiento y el sistema de puesta a tierra en las subestaciones.

Luego de estimar las sobretensiones máximas que deben soportar durante su operación, se seleccionan los niveles de aislamiento normalizados para los equipos. Asimismo se seleccionarán las distancias mínimas fase-tierra y fase-fase de acuerdo a los niveles de aislamiento normalizados.

Los parámetros de entrada adicionales a utilizar para el desarrollo de la coordinación de aislamiento se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Parámetros para coordinación de aislamiento

| **Parámetro** | **Valor a usar** |
| --- | --- |
| Características del sitio | Según Tabla 1 de este documento |
| Características del sistema | Según Tabla 2 de este documento |
| Recierre trifásico | Si |
| Recierre monofásico | Si |
| Resistencias de preinserción | No |
| Compensaciones paralelas mayores a 50% | Si |
| NPM del descargador | Según características del equipo a suministrar |
| NPR del descargador | Según características del equipo a suministrar |
| Parámetros geométricos | Según disposición física |

## SELECCIÓN DE DISTANCIAS MÍNIMAS Y DE SEGURIDAD

Se tomarán las distancias de acuerdo a los resultados obtenidos del estudio de coordinación de aislamiento y con base a los datos indicados en las especificaciones del proyecto, mostrados en la siguiente tabla:

Tabla 4. Distancias mínimas y de seguridad

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Característica** | **Unidad** | **115 kV** | **115 kV** |
| **BIL 650 kV** | **BIL 550 kV** |
| Distancia fase-fase: | | |  |
| Punta – estructura | mm | 1300 | 1100 |
| Conductor – Conductor paralelo | mm | 1300 | 1100 |
| Distancia fase – tierra: | | |  |
| Punta – estructura | mm | 1300 | 1100 |
| Conductor – estructura | mm | 1300 | 1100 |

Las normas aplicables a las distancias eléctricas son: IEC 60071, [5] y [6], IEC 61936-1, [20], IEC 61936, [20], la publicación NFPA 70 “National Electrical Code”, [26], (para el edificio de control de la subestación y las casetas de relés) y la publicación IEC 60865-1, [16], (para la verificación de acercamiento de fases ante eventos de cortocircuito).

Los cálculos de verificación se realizarán a partir del valor básico de aislamiento, el cual se determina en función de las distancias mínimas fase – tierra correspondiente al nivel de aislamiento, incrementada en 10% (en 115 kV) como factor de seguridad para tener en cuenta las tolerancias en el montaje de los equipos, siguiendo las recomendaciones de las normas IEC 60071-1, [5] , IEC 60071-2, [6] e IEC 61936, [20].

Se verificarán las distancias del ancho de barras, ancho de campo, las alturas de los diferentes niveles de conexión y la longitud de campo. Siempre garantizando las distancias críticas y de seguridad para ubicar los equipos de tal forma que se faciliten las labores de montaje, operación y mantenimiento de los equipos de patio con el grado de seguridad requerido mostrando esto en los planos entregados.

La distancia de seguridad es la suma de los siguientes valores:

* Un valor básico relacionado con el nivel de aislamiento, el cual determina una “zona de guarda” alrededor de las partes energizadas.
* Un valor que es función de la altura del personal de mantenimiento y de la naturaleza de los trabajos sobre los equipos, incluyendo los requerimientos de movimiento y acceso, de acuerdo con la Figura 2 y la Figura 3.

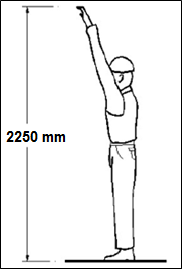


Figura 4. Distancia mínima de seguridad para la circulación libre del personal

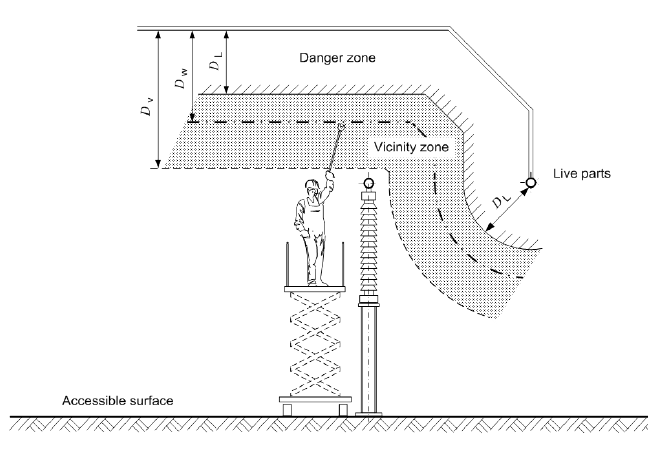


Figura 5. Distancia de seguridad para trabajos de mantenimiento sobre equipos

Esto determina una “zona de seguridad” dentro de la cual queda eliminado cualquier peligro relacionado con acercamientos eléctricos.

## DISPOSICIÓN FÍSICA DE EQUIPOS

La disposición física de los equipos de alta tensión en el patio de conexiones, así como la distribución de los gabinetes y demás equipos de control, protección, medida y servicios auxiliares en los edificios de control, se realizará con base a los siguientes factores:

* La configuración de las subestaciones planteada por ENDE CORPORACIÓN, ver Parte IV Planos.
* Disposición de los equipos en las bahías existentes.
* Disposición de equipamiento futuro requerido por ENDE CORPORACIÓN.
* Restricción de acercamientos con vías principales.
* Resultados del levantamiento topográfico, con los cuales se define nivel o niveles del patio. ENDE CORPORACIÓN, construirá la plataforma y el cerco perimetral de la subestación; se entregará al Contratista, una copia de los planos de la plataforma de las subestaciones.
* Diagrama unifilar de la subestación.
* Las características técnicas y/o el tamaño de los equipos y gabinetes típicos a instalar.
* Las distancias mínimas y de seguridad de acuerdo con el numeral anterior así como el nivel de aislamiento requerido.
* Facilidad para las labores de mantenimiento, ensamble y desmontaje de equipos y estructuras.
* El área disponible optimizando los espacios y áreas.
* La optimización de diferentes recursos materiales.
* Acceso para la circulación de vehículos.
* La previsión de futuras ampliaciones de la subestación.
* En las casetas, se tendrá en cuenta el direccionamiento de la apertura de las puertas para salidas en caso de emergencia y bajo pánico.

## SELECCIÓN DE CONDUCTORES

### SELECCIÓN DE CONDUCTORES DESNUDOS

Los conductores desnudos, flexibles y rígidos se especificarán de acuerdo con las normas IEC, IEEE y ASTM aplicables.

Así mismo se tomarán en cuenta los siguientes aspectos:

* Se verificará que los conductores preseleccionados cumplan con los tres criterios de selección: capacidad de corriente en régimen permanente, capacidad de corriente en cortocircuito y efecto corona; en caso de no cumplir con alguno de estos, se procederá a seleccionar un conductor de calibre mayor o una configuración de haz de conductores, que si los cumpla.
* Los cálculos se realizarán de acuerdo con las publicaciones IEEE Std. 738 de 2006, [22], (para capacidad de corriente en régimen permanente), IEC 60865‑1,[16], (para capacidad de corriente en cortocircuito), e IEC CISRP. 18‑1 2010, [21], (para verificación del efecto corona).
* Flujo máximo de corriente se determinará a partir de los flujos de potencia máximos para las condiciones más exigentes; o en su defecto con las cargas nominales de los circuitos conectados a las barras.
* Capacidad de corriente en régimen permanente: se considerará un coeficiente de absorción solar de 0,5, un coeficiente de emisividad de 0,5, un ángulo para la velocidad de viento de 90° y una temperatura máxima ambiente de acuerdo con lo indicado en la Tabla 1.
* Corriente de cortocircuito: Se verificará que el conductor seleccionado soporte la corriente de cortocircuito de diseño de la subestación indicada en la Tabla 2, la cual se verificará para un tiempo de duración del corto circuito hasta la aclaración de la falla por una protección de respaldo, de acuerdo a la Tabla 2, 500 ms y un tiempo adicional de 1 s.
* Tipo de conductores flexibles: Los conductores flexibles para la subestación serán tipo AAC: alambres de aleación de aluminio 1350-H19 cableados concéntricamente.
* Tipo de conductores rígidos: Los conductores rígidos para la subestación se seleccionarán de aleación de aluminio y de sección circular.
* Adicional a las verificaciones mencionadas para los conductores flexibles, para los conductores rígidos se comprueba que las condiciones de deflexión y vibración que se puedan presentar, estén dentro de los márgenes aceptables.
* La selección del cable de guarda será realizada en el desarrollo del diseño de apantallamiento, los criterios para su selección se muestran en el numeral 5.6.

### SELECCIÓN DE LOS CABLES AISLADOS

Para la alimentación del sistema de servicios auxiliares, la selección de conductores se efectuará con base en la capacidad de corriente nominal requerida, la capacidad térmica ante corrientes de cortocircuito y la regulación de tensión.

Se contemplarán los siguientes aspectos:

* Capacidad de corriente

El calibre de los conductores se tendrá en cuenta la capacidad térmica y la soportabilidad al cortocircuito, valores debidamente corregidos por los efectos de la disposición física, las condiciones ambientales, el tipo de instalación y la proximidad con otros circuitos.

Para calcular los límites térmicos por cortocircuito de los cables de 34,5 kV, se usará la referencia IEC 60986, [18].

Para el cálculo de la capacidad de corriente se empleará el método termodinámico establecido en la serie de publicaciones IEC 60287, [10], [11] y [12].

La fabricación de los conductores estará de acuerdo con la publicación IEC 60228, [7].

* Selección de aislamiento

Para la selección del aislamiento de los conductores se tendrá en cuenta el tipo de puesta a tierra del sistema, y así mismo, se utilizarán los niveles de aislamiento recomendados por la publicación ANSI/NEMA WC 74/ICEA S-93-639, [4].

* Terminales premoldeadas y Terminaciones

Para la conexión de los conductores aislados a los equipos de patio y barrajes, se utilizarán terminales premoldeadas y Terminaciones de uso exterior, con especificaciones de aislamiento que en ningún caso serán menores a las del cable.

## AISLADORES DE SOPORTE TIPO PEDESTAL

Los aisladores de soporte tipo pedestal serán diseñados teniendo en cuenta las tensiones de soportabilidad al impulso tipo rayo y tipo maniobra, de acuerdo al nivel de tensión correspondiente, los esfuerzos electrodinámicos y niveles de contaminación.

Se seleccionarán de acuerdo con los valores normalizados en la última versión de la publicación IEC 60273, [9], y la selección de las características, de acuerdo con las condiciones de contaminación de la instalación, se hará con la última versión de la publicación IEC 60815, [13], [14] y [15].

Los diferentes esfuerzos electrodinámicos que se tendrán en cuenta para la determinación del tipo de aislador serán: cortocircuito, viento y sismo, el material podrá ser en porcelana.

## CADENAS DE AISLADORES

En el nivel de tensión de 115 kV, se tendrá una configuración convencional. Estas cadenas serán definidas de acuerdo con las tensiones y niveles de aislamiento, los esfuerzos mecánicos y el grado de contaminación ambiental del sitio.

Las cadenas de aisladores se seleccionarán de acuerdo con lo establecido en la última versión de la publicación IEC 60815, [13], [14] y [15]. El material de las mismas deberá ser de vidrio.

## HERRAJES

Los herrajes necesarios para fijar el conductor a la cadena de aisladores, así como para fijar las cadenas de aisladores a las estructuras, se seleccionarán de acuerdo a la norma ANSI/NEMA C29.2, [3], se seleccionarán accesorios como cuernos de arco, raquetas, anillos y demás elementos requeridos para minimizar el efecto corona.

## CONECTORES DE ALTA TENSIÓN

Los conectores de alta tensión serán de material de aluminio, tipo pernado, con tornillos y tuercas de acero inoxidable y tendrán una capacidad de conducción de corriente no menor que los conductores a los cuales ellos deben ser aplicados, a elevaciones de temperaturas similares.

Para la selección de los conectores se tienen en cuenta los siguientes elementos:

* Terminales de los equipos primarios, dimensiones y perforaciones.
* Disposición física de equipos
* Calibre de los conductores.
* Disminución de esfuerzos en terminales, de acuerdo con recomendaciones de la publicación IEEE Std-693-.2005, [25].

En los barrajes tubulares, se seleccionarán conectores fijos en un extremo y deslizantes o flexibles en el otro para limitar los esfuerzos sobre los equipos debido a dilataciones.

Para las conexiones a los cables, se considerarán conectores de al menos tres (3) prensa cables (grapas), mientras que para las conexiones a tubería o terminales tipo pin, se considerarán conectores de al menos dos (2) prensa cables (grapas).

## SISTEMA DE PUESTA A TIERRA PARA SUBESTACIONES

El cálculo de la corriente de diseño se efectuará empleando el método recomendado por la norma IEEE Std 80, [23], realizando estudios de distribución de corriente y determinando la condición de falla que produzca la mayor circulación de corriente por la malla y realizando mediciones de la resistividad eléctrica en los lotes de las subestaciones.

El diseño incluirá la retícula principal enterrada a una profundidad de 0,6 m y conexiones a equipos y estructuras, en cable de cobre de mínimamente 120 mm2 en el área de equipos del patio de llaves, para sistemas de puesta a tierra profunda 95mm2 y red de tierra superficial 70mm2. Los calibres de estos conductores deberán ser validados con el cálculo de la malla de puesta a tierra de la subestación.

Se incluirán también las varillas de cooperweld de 1,8 m y diámetro de mínimamente 16 mm, necesarias para puesta a tierra de los cables de guarda y pararrayos para considerar las descargas de alta frecuencia. El diámetro de las varillas deberá ser validado con el cálculo de la malla de puesta a tierra de la subestación.

Se utilizará una capa de grava mínimo de 10 cm de espesor para cubrir el patio de conexiones en las zonas de instalación de equipos.

Los cables de guarda de las líneas se conectarán a la malla de tierra de la subestación.

En el patio se conectarán todas las estructuras metálicas de equipos, las estructuras de soporte de barras y demás elementos metálicos.

## SISTEMA DE APANTALLAMIENTO

En los diseños se incluye la utilización de castilletes en los pórticos de los patios de maniobra y la construcción de un sistema del tipo Jaula de Faraday para el apantallamiento de las casetas de control.

Para el diseño de los sistemas de apantallamiento de los patios de conexión de las subestaciones se utilizará la metodología, basada en el modelo electrogeométrico, recomendado por la norma IEEE Std 998, [24].

## ILUMINACIÓN

### CRITERIOS GENERALES

Para los cálculos de iluminación de una instalación eléctrica, se tomarán en cuenta las exigencias técnicas, decorativas, económicas y constructivas.

Las características de cada tipo de instalación, varían de acuerdo a las necesidades y criterios de los proyectistas, sin embargo deberán utilizarse los niveles mínimos de iluminación indicados en el Anexo A de la norma NB 777, [27], y en la norma NB 510002 [28], a fin de que las personas puedan desarrollar sus actividades en el medio que se ilumina, preservando su salud.

### RECEPTORES PARA ILUMINACIÓN

#### PROHIBICIÓN DE LA UTILIZACIÓN CON OTROS SISTEMAS DE ILUMINACIÓN

No se permite la instalación de ningún aparato, en que se utilicen conjuntamente la electricidad y otro aparato de iluminación con fuente de energía diferente a la eléctrica.

#### PORTALÁMPARAS

Los portalámparas destinados a lámparas de incandescencia, responderán a las siguientes consideraciones:

* Deben resistir la corriente prevista para la potencia de las lámparas a las que son destinadas. En consecuencia serán resistentes al calor desprendido por éstas
* Los portalámparas instalados sobre soportes o aparatos, estarán fijados a los mismos de forma que se evite su rotación o separación de éstos, cuando se proceda a la sustitución de la lámpara
* Los portalámparas, llevarán la indicación correspondiente a la tensión e intensidad nominales para las que han sido previstas.

#### INSTALACIONES DE LÁMPARAS

Para la instalación de lámparas se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:

* No se debe colgar la armadura y globos de las lámparas, utilizando para ello los conductores que llevan corriente a los mismos. El elemento de suspensión, en caso de ser metálico, debe estar aislado de la armadura.
* No se permite que los conductores soporten el peso de la luminaria, excepto cuando éste sea menor a 0,5 kg y que las características de los conductores estén de acuerdo con este peso, siempre que no presenten empalmes en el trozo sometido a tracción.

#### INSTALACIONES DE TUBOS DE DESCARGA

No se debe instalar en el interior de la vivienda, el uso de lámparas de gases con descarga de alta presión.

En general, cuando se instalen en terrazas, fachadas o en el interior de edificios, se dispondrán de forma que, tanto ellas como sus conexiones, queden fuera del alcance de la mano.

Las lámparas o tubos de descarga, se instalarán de acuerdo con las siguientes prescripciones:

* Cualquier receptor o conjunto de receptores consistentes en lámparas o tubos de descarga, será accionado por un interruptor de capacidad no menor a dos veces la intensidad del receptor o grupo de receptores. Si el interruptor accionara a la vez lámparas de incandescencia, su capacidad será como mínimo, la correspondiente a la intensidad de éstas, más el doble de la intensidad de las lámparas de descarga.
* Los circuitos derivados de alimentación de lámparas o tubos de descarga, estarán previstos para transportar la carga debida a los propios receptores, a sus elementos asociados y a sus corrientes armónicas. La carga mínima prevista en VA, será de 1,8 veces la potencia en Watt de los receptores.
* En el caso de la utilización de lámparas fluorescentes en instalaciones tipo residencial, se debe considerar la compensación del factor de potencia hasta el valor mínimo de 0,9.

#### SISTEMAS DE CABLEADO

Cuando se instala una luminaria suspendida, los accesorios de suspensión deben ser capaces de soportar cinco (5) veces el peso de la luminaria a conectar y no menos de 25 kg.

El cable o cordón entre el dispositivo de suspensión y la luminaria debe ser instalado sin solicitaciones de torsión y tensión excesivas de forma que no se vean afectados los conductores, ni lo terminales, bornes o uniones.

### EQUIPOS AUXILIARES

En el caso de luminarias que se monten empotradas en cielos rasos suspendidos, los equipos auxiliares, balastos, capacitares, transformadores, etc. De cada luminaria deben instalarse sobre una bandeja o bastidor que forme parte de la luminaria y por lo tanto apoye en ella o se deben apoyar sobre un bastidor construido al efecto o se deben suspender al techo por arriba del cielo raso en la cercanía de la luminaria a la que alimenta, debiéndose asegurar el fácil acceso para reemplazo o mantenimiento: en ningún caso se permitirá que los equipos auxiliares apoyen directamente sobre el cielo raso.

En el caso de que se alimenten varias lámparas reflectoras halógenas dicroicas u otros tipos de lámpara, con muy baja tensión, (por ejemplo 12 V) a través de un transformador reductor que alimenta al conjunto de lámparas, se debe asegurar la operación de la protección primaria ante un cortocircuito en alguna de las lámparas conectadas al secundario; en caso contrario se debe proteger el circuito secundario.

### CRITERIOS ESPECÍFICOS PARA LA ILUMINACIÓN DEL PATIO

Para la realización del cálculo de los niveles de iluminación en el patio de las subestaciones se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

* Debido a la ubicación de las subestaciones, el diseño de la iluminación exterior estará ajustado a los requerimientos planteados en la norma UNE-EN 12464-2, [2].
* Para la iluminación del patio, se ubicarán los proyectores en la periferia del patio, esto con el fin que el mantenimiento de dichos proyectores no dependa de la presencia o no de la energización de la subestación.
* Se considerarán proyectores de fotometrías cerradas que permitan vencer la ley del inverso del cuadrado de la distancia, esto debido a la ubicación de dichos proyectores en la periferia del patio.
* Para la evaluación de los niveles de iluminación, se establecerán superficies de cálculo en las áreas de ubicación de gabinetes de control y de agrupamiento y en las zonas de circulación entre equipos. La altura seleccionada para la superficie de cálculo será el nivel del piso acabado.
* Se aplican dos factores de mantenimiento, uno el conjunto de la instalación afectado por el medio ambiente y el ensuciamiento de las luminarias, para el cual se selecciona un valor de 0,67 según norma UNE EN 12464-2[2], y otro el de conservación del flujo de la fuente de luz, el cual se selecciona de acuerdo a los datos del fabricante de la fuente.
* Los niveles de iluminación que se seleccionaran para el sistema de alumbrado consideran el tipo de actividad desarrollada en el área a iluminar de acuerdo con la norma NB 510002, [28] y el Anexo A de la norma NB 777, [27].

### CRITERIOS ESPECÍFICOS PARA LA ILUMINACIÓN DE LOS EDIFICIOS

Para la realización del cálculo de los niveles de iluminación al interior de los edificios se tendrán en cuenta los siguientes criterios:

* Se utilizaran lámparas y bombillos LED.
* Las luminarias a considerar serán de fotometrías dispersas que permiten crear volúmenes de luz que crean percepción de espacialidad.
* Para la evaluación de los niveles de iluminación, se establecen superficies de cálculo del tamaño de los espacios como iluminación general.
* Se aplican dos factores de mantenimiento, uno el conjunto de la instalación afectado por el medio ambiente y el ensuciamiento de las luminarias, para el cual se selecciona un valor de 0,8 según norma EN 12464-1 [1], y otro el de conservación del flujo de la fuente de luz, el cual se selecciona de acuerdo a los datos del fabricante de cada fuente.
* El sistema de iluminación deberá ser diseñado utilizando el mínimo de accesorios, siendo consistente con los niveles de iluminación especificados.
* Para el diseño de la iluminación de las casetas y edificios de control, se considerarán luminarias fluorescentes o tipo placa (LED); se deberá considerar luz cálida.
* Se consideran dos sistemas de iluminación, uno para las condiciones normales de operación y otro de emergencia. Este último deberá suministrar el nivel de iluminación mínimo requerido para atender la evacuación del personal, por lo tanto se concebirá para iluminar las rutas de salida y evacuación de los edificios.
* Se considerará la ubicación de las luminarias y/o los medios para su montaje en lugares seguros y accesibles para su mantenimiento. En ningún caso se colocarán luminarias directamente sobre los equipos que tengan partes móviles expuestas.
* Los niveles de iluminación que se seleccionarán para el sistema de alumbrado consideran el tipo de actividad desarrollada en el área a iluminar acuerdo con la norma NB 510002, [28] y el Anexo B de la norma NB 777, [27].

## SISTEMAS DE CONTROL, PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y MANIOBRA

### SISTEMA DE CONTROL

El sistema de automatización de las nuevas subestaciones (SAS), estará basado en la norma IEC 61850, [19], y estará constituido por tres niveles de control, cuya descripción es la siguiente:

**Nivel 0**

Mando desde las cajas de control de los interruptores y seccionadores en el patio de la subestación, y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. En las cajas de mando de los equipos de maniobra se dispondrá de un selector que permita seleccionar los modos de operación REMOTO – DESCONECTADO – LOCAL.

**Nivel 1**

Este nivel estará ubicado en las casetas de diámetro adyacente a cada uno de los diámetros de las subestación e incluirá una Interfaz de Usuario (IU) en el controlador de bahía para la ejecución de los comandos de los equipos de maniobra en los modos de operación REMOTO – LOCAL SUPERVISADO por medio de un selector ubicado en el gabinete de control/protección bajo las siguientes condiciones:

* Modo REMOTO, sólo se permitirán comandos desde los Niveles 2 y 3.
* Modo LOCAL SUPERVISADO, sólo se permitirán comandos desde la IU de Nivel 1 (panel digital), utilizando los enclavamientos procesados por el controlador.

Los controladores de bahía se encargarán de evaluar los enclavamientos en forma digital y permitirán el mando de los equipos de patio, para lo cual en la IU se ilustrará el diagrama mímico de los equipos asociados. Los controladores tendrán además funciones de anunciador de alarmas y medidor multifuncional de la bahía correspondiente.

A través del protocolo IEC 61850, [19], los controladores y relés de protección entregarán al controlador de subestación la información requerida para la supervisión y control de la subestación desde los niveles de control superiores.

**Nivel 2**

Este nivel estará ubicado en el edificio de control de la subestación y corresponde al mando desde la estación de control de nivel 2 IHM (Interfaz Humano-Máquina). Será operativo cuando el modo de control seleccionado en los controladores del Nivel 1 del SAS sea REMOTO y su propio nivel de control sea LOCAL (Subestación).

En el nivel 2 se puede supervisar y controlar todos los campos de la subestación, además de los servicios auxiliares y señales comunes.

El nivel 2 de la subestación es conformado por los siguientes equipos:

* Computadoras de subestación (UCS): las computadoras tienen la función de servidor de protocolos y a través de dos puertos, permite la supervisión de la subestación desde los centros de control. En este controlador se programarán las lógicas de enclavamiento correspondientes al nivel 2 y nivel 3 de control.
* Red LAN de la subestación: En el edificio de control se concentrará la información de los equipos de control y protección a la red LAN (Local Área Network) en protocolo IEC 61850, [19], arquitectura PRP (Parallel Redundancy Protocol) mediante switches Ethernet.
* IHM: A través de esta interfaz de usuario, se realizará el monitoreo, control, operación y registro de eventos de la subestación. El desarrollo del sistema de supervisión de la IHM será realizado con el software suministrado. Esta estación incluye el monitor de video, táctil del tipo touch screen.
* Una computadora de ingeniería y gestión remota, Esta estación incluye monitor, teclado alfanumérico, mouse, etc.

**Nivel 3**

Este nivel corresponde al mando de la subestación desde el centro de control remoto. Será operativo cuando el modo de control de la IHM de nivel 2 sea REMOTO.

Las computadoras de subestación (UCS) se comunicarán con el COT Centro de Operaciones Transmisión de ENDE TRANSMISIÓN en Cochabamba, por protocolo IEC 60870-101 y IEC 60870-104, para el envíó de señales y recepción de comandos.

### SISTEMA DE PROTECCIONES

Las protecciones eléctricas deben cumplir los requerimientos indicados en la Norma Operativa Nº 17 “Protecciones” del Comité Nacional de Despacho de Carga”, [31].

Las protecciones del sistema de transmisión, de tecnología numérica, de acuerdo con el estado del arte, con protocolo de comunicación IEC 61850, [19], deberán ser integradas a la red de control y protecciones a implementar en las subestaciones. El sistema debe tener la siguiente funcionalidad:

**Sistema de Protección de Líneas 115 kV**

Las protecciones de línea incorporarán todas las funciones de control y protección requeridas para líneas de transmisión, además de otras funciones complementarias; serán de lógica programable, con facilidades para su telegestión. En ambos extremos de cada línea, se contará con doble protección completa de línea, es decir dos protecciones principales independientes una de la otra, ambas operaran con el mismo nivel de prioridad para todo tipo de fallas. Ambas protecciones serán de disparo mono/tripolar.

La filosofía y arquitectura de protecciones a aplicar, mediante protección dedicada, garantiza un disparo selectivo para todo tipo de fallas en toda la longitud de la línea de transmisión del proyecto, proporcionando además protección de respaldo a los componentes adyacentes.

En cada extremo de la línea de transmisión, se instalarán las siguientes protecciones:

* **Protección Principal 1 de Línea de Transmisión:** será un relé de última generación que tendrá como las siguientes funciones: 87L Protección diferencial de línea por F.O.; 21/21N distancia; 67/67N sobrecorriente direccional; 59/27 sobretensión/subtensión; 25/79 recierre con sincronismo; 50/62 BF fallo interruptor; 98 registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos; 96 localización de falla; 85 transferencia de disparo; 68 bloqueo por oscilación de potencia; 78 pérdida de sincronismo. Para la comunicación con la Red Local LAN cada equipo de protección contará con dos puertos Ethernet óptico y comunicación IEC 61850, [19].
* **Protección Principal 2 de Línea de Transmisión:** será un relé de última generación que tendrá como las siguientes funciones: 87L Protección diferencial de línea por F.O.; 21/21N distancia; 67/67N sobrecorriente direccional; 59/27 sobretensión/subtensión; 25/79 recierre con sincronismo; 50/62 BF fallo interruptor; 98 registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos; 96 localización de falla; 85 transferencia de disparo; 68 bloqueo por oscilación de potencia; 78 pérdida de sincronismo. Para la comunicación con la Red Local LAN cada equipo de protección contará con dos puertos Ethernet óptico y comunicación IEC 61850, [19].
* **Unidad de Control de Posición UCP:** Será un relé por cada corte de diámetro, este relé realizará las funciones de control: 25 sincronismo, 79 reconexión, 50BF falla interruptor, etc.

**Sistema de protección de transformador 115/24.9 kV**

Las protecciones de transformador incorporarán todas las funciones de control y protección requeridas para transformadores de potencia, además de otras funciones complementarias; serán de lógica programable, con facilidades para su telegestión. Se contará con doble protección completa de transformador, es decir dos protecciones principales independientes una de la otra, ambas operaran con el mismo nivel de prioridad para todo tipo de fallas.

El sistema de protección para cada uno de los bancos de autotransformadores de potencia de las subestaciones contará con los siguientes dispositivos de protección:

* **Protección de Principal 1 de Transformador:** será del tipo numérico, basada en un relé multifunción; con las funciones, de: 87 T función diferencial de transformador; 86 función de bloqueo; 67/67N sobrecorriente direccional; 59/27 sobretensión/subtensión; 25 sincronismo; 50/62 BF fallo interruptor; 98 registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos.
* **Protección de Principal 2 de Transformador:** será del tipo numérico, basada en un relé multifunción; con las funciones, de: 87 T función diferencial de transformador; 86 función de bloqueo; 67/67N sobrecorriente direccional; 59/27 sobretensión/subtensión; 25 sincronismo; 50/62 BF fallo interruptor; 98 registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos.
* **Guardas del Transformador:** Las protecciones propias de transformador estarán integradas al Sistema de Protección, en sus niveles de Alarma y Disparo. Los guardas principales son: Temperatura de Devanado (49), Nivel/Temperatura de Aceite (71), relé Buchholz (63B), relé de flujo (OLTC), relé de presión súbita y Válvula de Alivio de Presión (63P).

**Sistema de protección de reactor 115 kV**

El sistema de protección del reactor en las barras de 115 kV contará con las siguientes protecciones:

* **Protección de Principal 1 de Reactor:** será del tipo numérico, basada en un relé multifunción; con las funciones, de: 87 R función diferencial de reactor; 86 función de bloqueo; 50/51 función de sobrecorriente de fases; 50N/51N función de sobrecorriente de neutro; 50G función sobrecorriente de falla a tierra; 50 BF función de fallo interruptor; 27/59 función de subtensión/sobretensión; 98 función de registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos.
* **Protección de Principal 2 de Reactor:** será del tipo numérico, basada en un relé multifunción; con las funciones, de: 87 R función diferencial de reactor; 86 función de bloqueo; 50/51 función de sobrecorriente de fases; 50N/51N función de sobrecorriente de neutro; 50G función sobrecorriente de falla a tierra; 50 BF función de fallo interruptor; 27/59 función de subtensión/sobretensión; 98 función de registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos.
* **Guardas del Reactor:** Las protecciones propias de reactor estarán integradas al Sistema de Protección, en sus niveles de Alarma y Disparo. Los guardas principales son: Temperatura de Devanado (49), Nivel/Temperatura de Aceite (71), relé Buchholz (63B), relé de flujo (OLTC), relé de presión súbita y Válvula de Alivio de Presión (63P).

**Sistema de protección de capacitor 115 kV**

El sistema de protección de capacitores de 115 kV contará con las siguientes protecciones:

* **Protección de Principal 1 de Capacitor:** será del tipo numérico, basada en un relé multifunción; con las funciones, de: 87 R función diferencial de reactor; 86 función de bloqueo; 50/51 función de sobrecorriente de fases; 50N/51N función de sobrecorriente de neutro; 50G función sobrecorriente de falla a tierra; 50 BF función de fallo interruptor; 27/59 función de subtensión/sobretensión; 98 función de registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos.
* **Protección de Principal 2 de Capacitor:** será del tipo numérico, basada en un relé multifunción; con las funciones, de: 87 R función diferencial de reactor; 86 función de bloqueo; 50/51 función de sobrecorriente de fases; 50N/51N función de sobrecorriente de neutro; 50G función sobrecorriente de falla a tierra; 50 BF función de fallo interruptor; 27/59 función de subtensión/sobretensión; 98 función de registro oscilográfico de perturbaciones y de eventos.

### SISTEMA DE MEDICIÓN

Para cada bahía de 115 kV deberá proveer dos medidores multifunción de tarificación clase 0,2 con despliegue de todas las magnitudes eléctricas y valores de energía. Los medidores se integrarán a una red Ethernet, lo cual permitirá la gestión remota de éstos desde el centro de control de ENDE TRANSMISIÓN en Cochabamba.

## SISTEMAS DE TELECONTROL, TELEMANDO Y ADQUISICIÓN DE DATOS Y SU ENLACE CON EL SISTEMA DEL COT

La arquitectura del SAS considera dentro de la estructura jerárquica de control de la subestación, el nivel 3 que permite el telecontrol, adquisición de datos y telemando de equipos de maniobra de la instalación desde el COT Centro de Operaciones Transmisión de ENDE TRANSMISIÓN en Cochabamba, mediante un servidor con protocolo normalizado IEC 60870-5-101 y IEC-60870-104, [17], (SCADA) y servidor de acceso WEB en protocolo TCP/IP.

Los datos que requieren ser enviados al CNDC se consolidarán en el COT de ENDE TRANSMISIÓN en Cochabamba y serán integrados a la información que se envía mediante protocolo IEC 60870-5-101 y IEC60870-104, [17].

## SISTEMAS DE COMUNICACIONES

Basado en una red de fibra monomodo convencional.

La red de fibras ópticas se implementará en su mayoría, mediante la instalación de cable de guarda óptico (OPGW) de 24 fibras, y sus respectivos equipos activos de telecomunicaciones, para instalar en las líneas de transmisión de 115 kV que interconectan las subestaciones asociadas con el proyecto.

## SERVICIOS AUXILIARES CA Y CC

Los sistema de servicios auxiliares AC y CC debe cumplir con las recomendaciones indicadas en la Norma Operativa Nº 30, [32], del CNDC.

* Corriente Continua CC: 125 Vcc, mediante un banco de baterías con sus cargadores, ubicados en el edificio de control y las casetas de relés, los cuales estarán interconectados en anillo con el fin de obtener un sistema redundante. Los cargadores deberán permitir la comunicación mediante el protocolo IEC 61850 PRP.
* Corriente Alterna CA: 380/220 V, 50 Hz, mediante dos transformadores de servicio auxiliar 34,5/0,380-0,220 kV, cuya capacidad deberá ser definida durante la ingeniería de detalle, conectado al arrollamiento terciario del banco de autotransformadores, y un generador diésel de emergencia cómo mínimo de 200 kVA (potencia efectiva en sitio), con conmutación automática para el servicio del sistema 380/220 Vca en caso de indisponibilidad del transformador de servicio auxiliar. El sistema de conmutación automática incluirá un relé para cada interruptor motorizado, el relé deberá permitir la comunicación mediante el protocolo IEC 61850 PRP.

## SISTEMA ANTI-INCENDIO EN PATIO Y EDIFICACIONES

Para el sistema anti-incendio se instalarán extintores manuales.

En el edificio de control se instalará un extintor de CO2 de 15 libras para la sala de control y uno de polvo químico seco (PQS) de 15 libras para la sala de la planta Diésel.

En los patios de las subestaciones se instalará un extintor de polvo químico seco (PQS) de 150 libras, rodante tipo satélite en cada zona de transformador, reactor y de tanque de combustible del grupo electrógeno. Estos extintores se instalarán en la caseta de protección correspondiente. El sistema se complementará con barreras anti-incendio en la entrada de canaletas a edificaciones y orificios de entrada a tableros.

# DOCUMENTOS DE REFERENCIA

1. AENOR, UNE-EN 12464-1-2012, “Iluminación: Iluminación de los lugares de trabajo. Parte 1: Lugares de trabajo en interiores”.
2. AENOR, UNE-EN 12464-2-2008, “Iluminación: Iluminación de los lugares de trabajo. Parte 2: Lugares de trabajo en exteriores”.
3. ANSI, ANSI/NEMA C29.2-2012, “Wet Process Porcelain and Toughened Glass - Suspension Type”.
4. ANSI, ASHRAE, Standard 74-1998, “Method of Measuring Solar-Optical Properties of Materials”.
5. IEC, IEC 60071-1-2006, “Insulation Co-ordination - Part 1: Definitions, principles and rules”.
6. IEC, IEC 60071-2-1996, “Insulation Co-ordination - Part 2: Application Guide”.
7. IEC, IEC 61936-1-2014, “Power installations exceeding 1 kV a.c. – Part 1: Common rules”.
8. IEC, IEC 60228-2004, “Conductors of insulated cables”.
9. IEC, IEC 60273-2001, “Characteristics of indoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V”.
10. IEC, IEC-60287-1-1-20016, “Calculation of the current rating – Part 1-1 Current rating equations (100% load factor) and calculation of losses – General”.
11. IEC, IEC-60287-2-1-2015, “Calculation of the current rating – Part 2-1 Thermal resistance - Calculation of thermal resistance”.
12. IEC, IEC-60287-3-1-1999, “Calculation of the current rating – Part 3-1 Sections on operation conditions – Reference operation condition and selection of cable type”.
13. IEC, IEC 60815-1-2008, “Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 1: Definitions, information and general principles”.
14. IEC, IEC 60815-2-2008, “Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems”.
15. IEC, IEC 60815-3-2008, “Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions - Part 3: Polymer insulators for a.c. systems”.
16. IEC, IEC 60865-1-2011, “Short-circuit currents - Calculation of effects - Part 1: Definitions and calculation methods”.
17. IEC, IEC 60870-5-101-2015, “Telecontrol equipment and systems - Part 5-101: Transmission protocols - Companion standard for basic telecontrol tasks”.
18. IEC, IEC 60986-2008, “Short-circuit temperature limits of electric cables with rated voltages from 6 kV (Um = 7.2 kV) up to 30 kV (Um = 36 kV)”.
19. IEC, IEC 61850-2015, “Communication networks and systems for power utility automation”.
20. IEC, IEC 61936-1-2014, “Power installations exceeding 1 kV a.c. Part 1. Common Rules”.
21. IEC, IEC CISPR 18-1-2010, “Radio interference characteristics of overhead power lines and high-voltage equipment - Part 1: Description of phenomena”.
22. IEEE, IEEE Std. 738-2012, “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors”.
23. IEEE, IEEE Std. 80-2013, “Guide for Safety in A.C. Substation Grounding”.
24. IEEE, IEEE Std. 998-2012 “Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations”.
25. IEEE, IEEE Std. 693-2005, “IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations”.
26. NFPA, NFPA 70-2014, “National Electrical Code".
27. NB, NB 777, “Diseño y construcción de instalaciones eléctricas interiores en baja tensión (Segunda revisión)”.
28. NB, NB 510002-2012, “Seguridad y salud en el trabajo – Condiciones mínimas de niveles de iluminación en los lugares de trabajo”.
29. CNDC, Resolución AE N° 110/2011 “Nuevas Condiciones de Desempeño Mínimo del Sistema Interconectado Nacional”, La Paz 2011.
30. CNDC, Resolución AE N° 084/2010 Norma Operativa N° 17 “Protecciones”, La Paz 2010.
31. CNDC, Resolución AE N° 572/2013 Norma Operativa N° 30 “Requisitos Técnicos Mínimos para Proyectos de Generación y Transmisión”, La Paz 2013.