



**Diseño de subestación de media tensión a 34,5kv aislada en Sf6**

Jean Carlos Julio Rodríguez

Informe de práctica para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Asesor

Nelson de Jesús Londoño Ospina, (PhD) Ingeniería eléctrica

Universidad de Antioquia  
Facultad de Ingeniería  
Ingeniería Eléctrica  
Medellín, Antioquia, Colombia  
2023

---

Cita	Julio Rodríguez [1]
<b>Referencia</b>	[1] J. C Julio Rodríguez, “Diseño de subestación de media tensión a 34,5kv aislada en Sf6”, Trabajo de grado profesional, Ingeniería Eléctrica, Universidad de Antioquia, Medellín, Antioquia, Colombia, 2023.

---



Biblioteca Carlos Gaviria Díaz

**Repositorio Institucional:** <http://bibliotecadigital.udea.edu.co>

Universidad de Antioquia - [www.udea.edu.co](http://www.udea.edu.co)

**Rector:** John Jairo Arboleda Céspedes.

**Decano/director:** Julio César Saldarriaga Molina.

**Jefe departamento:** Noe Alejandro Mesa Quintero.

El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Antioquia ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por los derechos de autor y conexos.

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN .....	9
ABSTRACT .....	10
I. INTRODUCCIÓN .....	11
II. OBJETIVOS .....	12
A. Objetivo general .....	12
B. Objetivos específicos .....	12
III. MARCO TEÓRICO .....	13
A. Subestación .....	13
B. Niveles de tensión .....	13
C. Celdas .....	13
D. Sf6 .....	13
E. Equipos de maniobra .....	14
1. Interruptor de potencia .....	14
2. Seccionadores .....	14
F. Transformadores de instrumentación .....	14
1. transformadores de potencial .....	15
2. Transformadores de corriente .....	15
G. Relés de protección .....	15
H. Criterios de diseño .....	16
1. Conductores de media tensión .....	16
2. Coordinación de aislamiento .....	17
a. Sobretensiones temporales .....	17
b. Sobretensiones representativas de frente lento .....	17
c. Tensiones de coordinación soportadas (UCW) .....	19

d. Tensiones de soportabilidad requeridas (URW) .....	20
3. Sistema de puesta a tierra.....	22
IV. METODOLOGÍA .....	23
V. RESULTADOS .....	24
A. Conductores de media tensión.....	24
B. Coordinación de aislamiento .....	24
1. Sobretensiones temporales.....	24
2. Sobretensiones representativas de frente lento .....	25
3. Tensiones de coordinación soportadas (UCW).....	27
a. Sobretensiones de coordinación de frente lento .....	27
b. Sobretensiones de coordinación de frente rápido.....	27
4. Tensiones de soportabilidad requeridas (URW) .....	28
5. Tensiones de soportabilidad normalizadas .....	29
C. Distancias eléctricas .....	30
1. Espacio mínimo de trabajo y resguardo.....	30
2. Límites de aproximación técnica, restringida y segura.....	31
3. Distancias de referencia para celdas de media tensión .....	31
D. Diagrama unifilar general.....	31
E. Sistema de puesta a tierra.....	33
F. Instalaciones eléctricas.....	35
1. Iluminación interior .....	35
2. Selección de conductores.....	37
3. Ductos .....	38
4. Dibujo de instalaciones .....	39
G. Especificaciones de equipos.....	39

1. Celdas de media tensión.....	40
2. Equipos de protección y medida .....	41
3. Medidores de energía.....	42
4. Medidores de calidad de la energía.....	43
5. Descargadores de sobretensión .....	43
6. Interruptor automático .....	44
7. Seccionador de puesta a tierra.....	45
8. Transformadores de tensión.....	45
9. Transformadores de corriente .....	46
H. Servicios auxiliares.....	46
1. Calculos.....	46
2. Diagrama unifilar SSAA.....	50
I, Diagrama esquemático de conexiones .....	51
VI. ANÁLISIS .....	55
VII, CONCLUSIONES .....	56
VIII, RECOMENDACIONES .....	57
REFERENCIAS .....	58

#### LISTA DE TABLAS

TABLA I .....	24
TABLA II.....	24
TABLA III.....	26
TABLA IV .....	26
TABLA V.....	26
TABLA VI .....	27
TABLA VII.....	27
TABLA VIII.....	28

TABLA IX .....	28
TABLA X.....	28
TABLA XI .....	28
TABLA XII.....	30
TABLA XIII.....	30
TABLA XIV .....	33
TABLA XV.....	33
TABLA XVI .....	33
TABLA XVII .....	34
TABLA XVIII.....	35
TABLA XIX .....	36
TABLA XX.....	37
TABLA XXI .....	38
TABLA XXII .....	38
TABLA XXIII.....	47
TABLA XXIV.....	49

### LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Rango de sobretensiones de frente lento 2% en el extremo de recepción debida a la conexión o reenganche de línea .....	18
Figura 2. Relación entre los valores 2% de las sobretensiones de frente lento entre fases y fase tierra .....	18
Figura 3. Gráfica para determinación del factor de coordinación determinístico $K_{dc}$ .....	19
Figura 4. Relación entre el exponente $m$ y la tensión soportada de coordinación al impulso tipo maniobra.....	21
Figura 5. Diagrama unifilar general .....	32
Figura 6. Configuración de la malla de puesta a tierra.....	34
Figura 7. Diagrama de potencial admisibles y calculados del Spt para un peso de 70kG .....	35
Figura 8. Vista 3D de simulación de iluminación.....	36
Figura 9. Dibujos de plano de instalaciones eléctricas.....	39

Figura 10. Curva tipo C interruptores de corriente continua.....	48
Figura 11. Diagrama unifilar SSAA.....	50
Figura 12. Esquemático conexión de medidores de energía .....	51
Figura 13. Esquemático conexión de CT'S.....	52
Figura 14. Esquemático conexión de PT'S .....	53
Figura 15. Esquemática conexión borneras de prueba.....	54

## SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

<b>IEEE</b>	Institute of Electrical and Electronics Engineers
<b>IEC</b>	International Electrotechnical Commission
<b>ANSI</b>	American National Standards Institute
<b>Sf6</b>	Hexafluoruro de azufre
<b>UCW</b>	Tensiones de coordinación soportadas
<b>URW</b>	Tensiones de soportabilidad requeridas
<b>BIL</b>	Basic insulation level
<b>m</b>	metros
<b>mm</b>	milímetros
<b>LX</b>	luxes

---

## RESUMEN

Este informe se enfoca en el diseño integral de una subestación de media tensión a 34,5 kV tipo interior, empleando componentes encapsulados en gas SF6. La planificación y ejecución de este proyecto se sustentan en el uso de herramientas y software especializados, tales como Excel, Cymgrd, DialuxEvo y AutoCAD, para llevar a cabo el dimensionamiento, cálculo y elaboración de los planos necesarios.

La consulta detallada de normativas nacionales, globales y las directrices del operador de red Enel-Codensa orientan el establecimiento de condiciones, parámetros y lineamientos que regirán las celdas, equipos y elementos integrantes de la subestación, garantizando su adecuada conexión a la red de energía. En este contexto, se definen especificaciones de construcción, detalles técnicos y estándares mínimos de calidad para los componentes eléctricos principales, adoptando un enfoque técnico que impulsa el desarrollo de la ingeniería de proyectos.

***Palabras clave*** — Subestación, Celdas, Sf6, Media tensión.

## ABSTRACT

This report focuses on the integral design of an indoor 34,5 kV medium-voltage substation using SF6 gas-encapsulated components. The planning and execution of this project are based on the use of specialized tools and software, such as Excel, Cymgrd, DialuxEvo, and AutoCAD, to carry out the dimensioning, calculation, and preparation of the necessary drawings.

The detailed consultation of national and global regulations and the guidelines of the network operator Enel-Codensa guide the establishment of conditions, parameters, and guidelines that will govern the cells, equipment, and elements of the substation, ensuring its proper connection to the power grid. In this context, construction specifications, technical details, and minimum quality standards are defined for the main electrical components, adopting a technical approach that drives the development of project engineering.

***Keywords* — Substation, Switchgear, Sf6, Medium voltage**

## I. INTRODUCCIÓN

Una subestación de media tensión es una instalación eléctrica que trabaja con tensiones desde 13,2kV hasta 34,5kV. Las subestaciones son diseñadas para cumplir una variedad de funciones fundamentales; estas incluyen la conversión de alta tensión a una tensión menor, facilitar acoplamientos y transferencias entre circuitos, proporcionar protección y control de los suministros eléctricos, como también la regulación de tensión, entre otras. Una relevante característica es su medio aislante, principalmente constituido por aire o gas, siendo el ultimo por el que las subestaciones son conocidas como encapsuladas (blindadas) o Gas Insulated Substations (GIS) que fueron introducidas en los mercados al final de la década de 1960, obteniendo desde entonces avances tecnológicos ampliamente aceptados [1]. En los inicios del desarrollo de las subestaciones eléctricas con aislamiento en gas, los niveles de tensión más comunes eran generalmente de media y alta tensión. Esto incluía voltajes típicos como 11 kV, 33 kV, 66 kV, 132 kV y 220 kV.

Las subestaciones GIS de media tensión pueden incluir celdas aisladas con SF6, que son unidades compartimentadas dotadas con equipos aislados en hexafluoruro de azufre (gas SF6), obteniendo ventajas en términos de seguridad que incluyen alta rigidez dieléctrica, estabilidad química, facilidad de limpieza y filtrado del gas, la capacidad de extinción de arco eléctrico y la protección total a los equipos internos [2]. Además, el mantenimiento de estas es mínimo comparado con las subestaciones aisladas en aire (AIS), la instalación es más rápida y su diseño es más compacto gracias a la confiabilidad y durabilidad del gas.

El presente documento abarcara la parametrización de dispositivos y elementos en el desarrollo de la ingeniería de detalle para un tren de celdas de media tensión a 34,5kV, aisladas en SF6, que se instalará y conectara a la red de energía de ENEL, en el interior de una edificación de control en la zona franca de Bogotá.

La subestación tipo interior, que alimentara un centro de datos se desarrolla bajo las normas y especificaciones técnicas del operador de red ENEL, además de cumplir con los requisitos generales que son establecidos en las normas IEC e IEEE para los equipos y elementos del tren de celdas. Los cálculos necesarios se computan con la ayuda de herramientas ofimáticas como Excel, conservando valores normalizados que permitan catalogar los dispositivos de la propuesta de diseño.

## II. OBJETIVOS

### *A. Objetivo general*

Diseñar una subestación de media tensión a 34,5kV, tipo interior, conformado por un tren de celdas aisladas en Sf6, utilizando herramientas de diseño, normas y especificaciones técnicas, que aseguren la adecuada integración a la red de energía existente.

### *B. Objetivos específicos*

Desarrollar el diseño técnico y constructivo del tren de celdas de la subestación, usando herramientas de diseño como AutoCAD.

Describir las especificaciones de los equipos validando el cumplimiento de las normas nacionales, del operador de red Enel y globales.

Implementar los cálculos necesarios para dimensionar los equipos y elementos correctamente que aseguren la calidad del suministro de energía.

### III. MARCO TEÓRICO

#### A. Subestación

Una subestación es una instalación que forma parte del sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica. Es un nodo conformado por un conjunto de equipos especializados que se utilizan para transformar, controlar y distribuir la energía eléctrica en diferentes niveles de tensión. Básicamente una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto en común, barraje de la subestación [1].

#### B. Niveles de tensión

Para el RETIE 2013, Artículo 12 se fijan los siguientes niveles de tensión, establecidos en la norma NTC 1340, así:

- Extra alta tensión (EAT): Los de tensión nominal entre fases superior a 230 kV.
- Alta tensión (AT): Los de tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor o igual a 230 kV.
- Media tensión (MT): Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5kV.
- Baja tensión (BT): Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.
- Muy baja tensión (BT): Los de tensión nominal menor a 25 V.

#### C. Celdas

También conocidas como Switchgear, es una componente modular y compacta que tiene la capacidad de acoplarse con otras, eléctricamente son capaces de interrumpir o permitir el flujo de corriente eléctrica en un circuito, al estar conformadas entre sus módulos de los equipos de maniobra, medida, protección y control.

#### D. Sf6

El SF6 es un gas que se utiliza habitualmente como medio aislante en equipos eléctricos, sobre todo en interruptores de alta y media tensión. Es incoloro, inoloro y no inflamable muy eficaz para aislar equipos eléctricos debido a su elevada rigidez dieléctrica. El SF6 también se utiliza como gas de recubrimiento en la producción de magnesio y como gas trazador en la detección de

fugas. El uso de SF6 en equipos eléctricos ha sido controvertido debido a su alto potencial de calentamiento global, y se están realizando esfuerzos para reducir o eliminar su uso [2].

### *E. Equipos de maniobra*

#### *1. Interruptor de potencia*

Un interruptor de potencia es un dispositivo eléctrico utilizado para interrumpir o cerrar circuitos eléctricos en sistemas de alta y media tensión. Los interruptores de potencia pueden ser mecánicos o automáticos y están diseñados para manejar corrientes y tensiones elevadas. Su función básica es conectar o desconectar de un sistema o circuito energizado, líneas de transmisión, transformadores o barrajes [1]. Se suelen utilizar en subestaciones y otros sistemas de energía eléctrica para proteger contra sobrecargas, cortocircuitos y otros fallos eléctricos. Existen diferentes tipos de interruptores de potencia, incluidos los que utilizan gas SF6 como medio aislante [1].

#### *2. Seccionadores*

Son elementos que permiten el seccionamiento de los circuitos por la necesidad de realizar una operación o dar aislamiento a las componentes del sistema para su mantenimiento. Los seccionadores se pueden clasificar de acuerdo con sus funciones, como seccionadores de maniobra, ideales para maniobrar equipos y aislar cuando no hay variación de tensión entre sus terminales. Seccionadores de tierra o de operación bajo carga para abrir circuitos en carga [1].

### *F. Transformadores de instrumentación*

Los transformadores de instrumentación son dispositivos utilizados en sistemas de corriente alterna para medir cantidades eléctricas como voltaje, corriente, potencia, energía y factor de potencia [3]. Su función principal es reducir el nivel de voltaje y corriente del sistema de energía, ya que los instrumentos de medición están diseñados para trabajar con valores más bajos, generalmente 5 A y 110 V [3]. Estos transformadores proporcionan aislamiento eléctrico entre el circuito de potencia de alto voltaje y los instrumentos de medición, lo que garantiza la seguridad y reduce el riesgo de daños en los instrumentos y circuitos de protección [3].

### *1. transformadores de potencial*

Utilizados para reducir el voltaje tiene funciones como el aislamiento de los circuitos de baja tensión o la fiel reproducción de los efectos en el circuito de alta tensión [1]. Los transformadores de tensión, conectados en paralelo con el circuito de potencia, pueden ser inductivos o capacitivos dependiendo de su uso, y sus especificaciones eventualmente no requieren características especiales. las normas internacionales más aplicables a estos son la IEC 60044-2, IEC 60044-5, donde se garantizan valores normalizados y especificaciones generales para diferentes niveles de tensión. Otras características de estos equipos es su clase de precisión y burden, refiriéndose respectivamente al límite de tensión admisible y la carga o impedancia que el transformador puede soportar en su devanado secundario sin afectar su precisión [4].

### *2. Transformadores de corriente*

Se utiliza para reducir la corriente del sistema a una de pequeña potencia, se normalizan valores de 1A o 5A. Conectados en serie con el circuito, la intensidad en el secundario es, en las condiciones normales de uso, directamente proporcional a la intensidad en el primario y desfasada con relación a la misma un ángulo próximo a cero, para un sentido apropiado de la polaridad de las conexiones [4]. Entre las normas más utilizadas para su especificación son la IEC 60044-2, IEC 60044-1, IEC 60044-6 e IEEE std C57.13.

Los transformadores de corriente se pueden clasificar según su construcción eléctrica con uno o varios núcleos o la relación múltiple que puede presentar en su secundario dependiendo de la relación de transformación asignada [1], además según su utilización se clasifican como transformadores para medida o protección [1], utilizados para alimentar instrumentos de media o medidores y relés de protección respectivamente.

### *G. Relés de protección*

Los relés de protección son dispositivos electrónicos que garantizan la seguridad de los sistemas eléctricos al detectar y aislar fallas en el suministro eléctrico [5]. Estos relés monitorean constantemente las variables eléctricas y físicas, como corriente, voltaje, frecuencia y temperatura, y toman acciones adecuadas en caso de que se excedan los límites establecidos. Algunas de las funciones de protección más comunes en los relés son, protección contra sobrecorriente (ANSI 51) detecta corrientes anormalmente altas y activa la desconexión del circuito para evitar daños en los

equipos y prevenir riesgos de seguridad [6], protección diferencial (ANSI 87) compara las corrientes de entrada y salida de un equipo, como un transformador, para detectar cualquier desequilibrio que pueda indicar una falla interna [6]. Protección de voltaje que supervisa los niveles de voltaje y activas acciones de protección si se producen fluctuaciones o caídas significativas. Estas son solo algunas de las funciones de protección más comunes en los relés de protección. La selección y configuración de los relés de protección depende de las necesidades específicas del sistema eléctrico y los equipos a proteger.

## H. Criterios de diseño

### 1. Conductores de media tensión

Para calcular la corriente de los circuitos se hace uso a la fórmula (1)

$$I = \frac{P}{V * \sqrt{3} * Fp} \quad (1)$$

Donde:

I= Corriente nominal

P= Capacidad

V= Tensión

Fp = Factor de potencia

Para los conductores se debe calcular la corriente de cortocircuito, esto con base a la expresión (2)

$$I_{cc} = A * k * \sqrt{\frac{\text{Log} \left( \frac{T_2 + \lambda}{T_1 + \lambda} \right)}{t}} \quad (2)$$

Donde:

- I<sub>cc</sub>= Máxima capacidad de corto circuito [A].
- A= Área del conductor [mm<sup>2</sup>].
- k= Para cobre equivale a 341 y para aluminio 224.
- λ=Temperatura de resistencia cero para cobre 234°C y para aluminio 228°C.
- T<sub>1</sub>=Temperatura de operación del conductor 90° o 105°C.

- $T_2$ = Temperatura máxima permisible en estado de falla 250°C.
- $t$ = Tiempo de duración de la falla 1s.

## 2. Coordinación de aislamiento

### a. Sobretensiones temporales

Las sobretensiones temporales pueden ser causadas por fallas a tierra o por deslastre de carga, para determinar estos valores se considera un factor  $k$ , el cual cubre los valores más probables que puedan ocurrir en el sistema. Los valores de  $k$  seleccionados, según [7] son:

El factor por falla a tierra: 1,4.

El factor por deslastre de carga: 1,5.

Estas sobretensiones se calculan con las siguientes expresiones:

Sobretensiones por falla a tierra fase-tierra  $U_{rp}=1,4*U_m/\sqrt{3}$  (3)

Sobretensiones por deslastre de carga fase tierra  $U_{rp}=1,4*U_m/\sqrt{3}$  (4)

Sobretensiones por deslastre de carga fase- fase  $U_{rp}=1,4*U_m$  (5)

### b. Sobretensiones representativas de frente lento

Las sobretensiones de frente lento pueden ser originadas por energización de líneas, deslastre de carga, maniobras o descargas directas de rayos sobre los conductores de las líneas aéreas.

Para hallar las sobretensiones de frente lento fase-tierra y fase-fase es necesario hallar un factor denominado  $U_{e2}$  y un factor denominado  $U_{p2}$ . El valor de  $U_{e2}$  se obtiene al realizar una clasificación del sistema de acuerdo con la figura 1, tomada de la IEC 60071-2 [9].

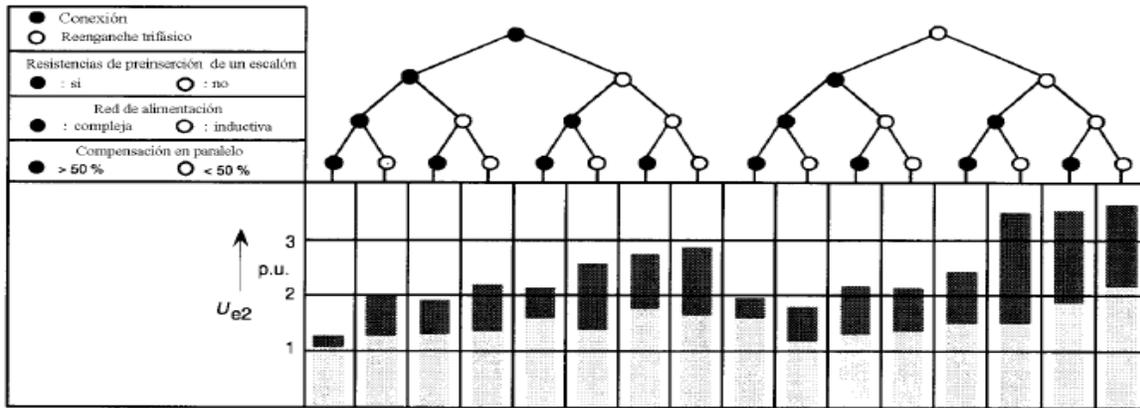


Figura 1. Rango de sobretensiones de frente lento 2% en el extremo de recepción debida a la conexión o reenganche de línea

Nota: Fuente IEC 60071-2 [9].

Según indicación de la IEC 60071-2, la curva de la figura 2 se utiliza en caso de que hayan definido los valores de  $U_{e2}$  con un reenganche trifásico, y la curva inferior, en caso de que se haya definido  $U_{e2}$  con energización (sin reenganche trifásico).

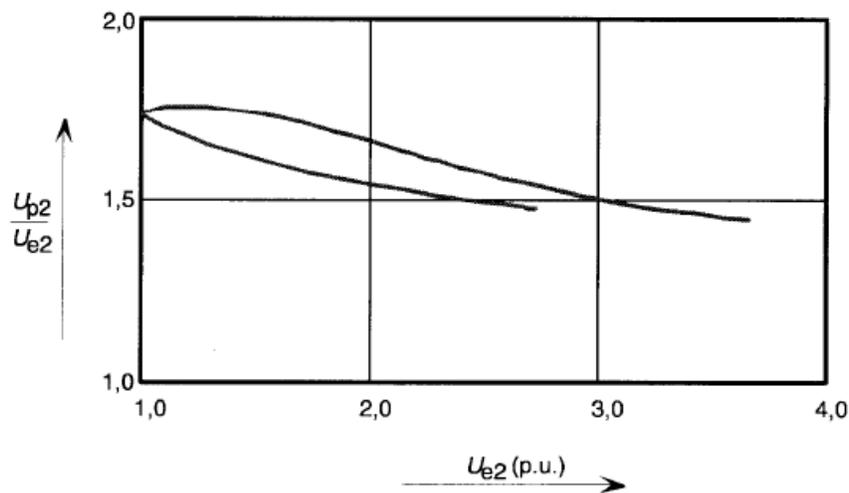


Figura 2. Relación entre los valores 2% de las sobretensiones de frente lento entre fases y fase tierra

Nota: Fuente IEC 60071-2 [9].

Para el cálculo de estas sobretensiones, existe el método del valor pico por fase, el cual corresponde a las siguientes ecuaciones según la IEC 60071-2:

$$U_{et} = (1,25U_{e2} - 0,25) * U_{base} \quad (6)$$

$$U_{pt} = (1,25U_{p2} - 0,43) * U_{base} \quad (7)$$

Donde;

$U_{et}$ : Valor de truncamiento de la distribución acumulativa de las sobretensiones fase-tierra.

$U_{pt}$ : Valor de truncamiento de la distribución acumulativa de las sobretensiones fase-fase.

*c. Tensiones de coordinación soportadas (UCW)*

- Sobretensiones de coordinación temporales

Para las sobretensiones temporales se toma un factor de coordinación  $K_c=1$  (Factor de coordinación sugerido en la cláusula 3.3.1 de la norma IEC 60071-2), lo que significa que las tensiones de coordinación soportadas temporales son iguales a las tensiones representativas temporales.

- Sobretensiones de coordinación de frente lento

La tensión soportada de coordinación se obtiene multiplicando el valor máximo previsto de la sobretensión representativa correspondiente por el factor de coordinación determinista  $K_{cd}$ . El valor de  $K_{cd}$  se selecciona de la figura 3 tomada de la IEC 60071-2.

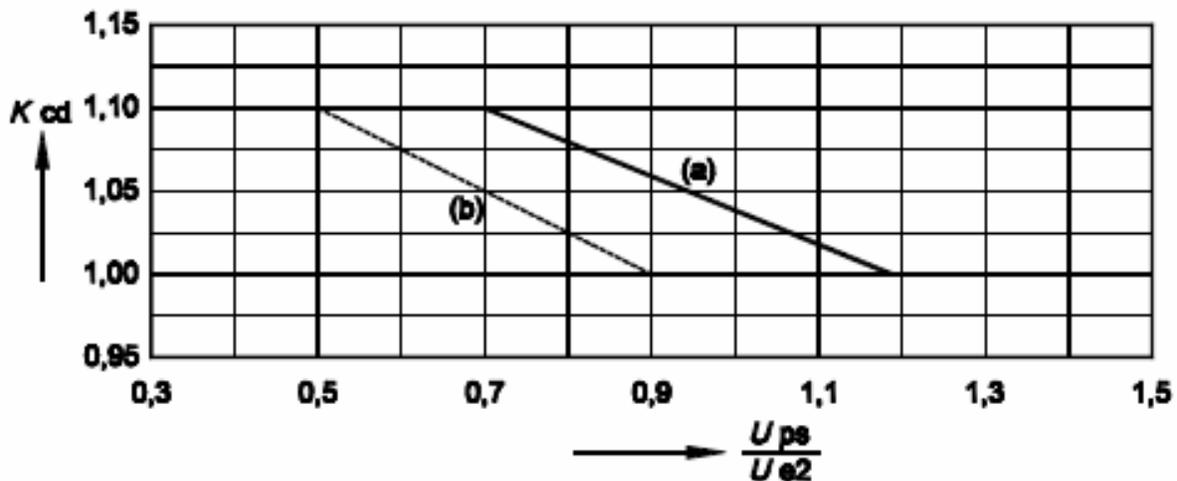


Figura 3. Gráfica para determinación del factor de coordinación determinístico  $K_{cd}$

Nota: Fuente IEC 60071-2 [9].

Donde la curva "a" corresponde al valor de  $K_{cd}$  para la tensión soportada de coordinación fase-tierra y la curva "b" para la tensión soportada de coordinación fase-fase.

Para el cálculo de las sobretensiones de coordinación de frente lento se utiliza (8)

$$U_{CW} = K_{cd} * U_{rp} \quad (8)$$

- Sobretensiones de coordinación de frente rápido

Para hallar las sobretensiones de frente rápido se utiliza ecuación (9)

$$U_{cw} = U_{pl} + \frac{A}{n} * \frac{L}{L_{sp} + L_a} \quad (9)$$

Donde:

- $U_{pl}$ : Tensión residual para corrientes de descarga de impulso tipo rayo [kV],
- $A$ : Factor de línea, tomado la IEC 60071-2 [kV],
- $n$ : Número de líneas que entran a la subestación = 1,
- $L_{sp}$ : Vano típico de la línea [m],
- $L$ : Distancia del DPS al último equipo a proteger (Aislamiento interno y externo),
- $L_a$ : Porción de líneas aéreas cuya tasa de defectos es igual a la tasa de fallos establecida aceptable [m],

Se emplean valores conservadores para la longitud ( $L$ ) en el análisis del Sistema de Protección Diferencial (DPS) ubicado en celdas de media tensión, mediante la expresión (10).

$$L_a = \frac{R_a}{R_{km}} \quad (10)$$

Donde:

- $R_a$ : Tasa de fallas aceptable, tomado de los criterios de diseño = 1/400 años
- $R_{km}$ : Índice de falla = 1/100km\*año

#### d. Tensiones de soportabilidad requeridas (URW)

Las tensiones de soportabilidad requeridas se obtienen aplicando a las tensiones soportadas de coordinación los siguientes factores:

- Un factor de corrección por altura.
- Un factor de seguridad que tenga en cuenta las diferencias entre las condiciones reales de servicio de aislamiento y la de los ensayos normalizados de tensión soportada.

El factor de corrección por altura ( $K_a$ ), se basa en la variación de la presión atmosférica en función de la altitud. La ecuación utilizada para hallar  $K_a$  es la siguiente, tomada de la IEC 60071-2:

$$K_a = e^{m\left(\frac{H}{8150}\right)} \quad (11)$$

Donde:

- H= Altura sobre el nivel del mar [m.s.n.m].
- m: 1,0 para las tensiones soportadas de coordinación al impulso tipo rayo.
- m: Para las tensiones soportadas a frecuencia industrial de corta duración:
  - o 1,0 para aisladores limpios y distancias en el aire
  - o 0,5 para aisladores normales con contaminación
- m: Para tensiones soportadas de coordinación al impulso tipo maniobra se utiliza la figura 4.

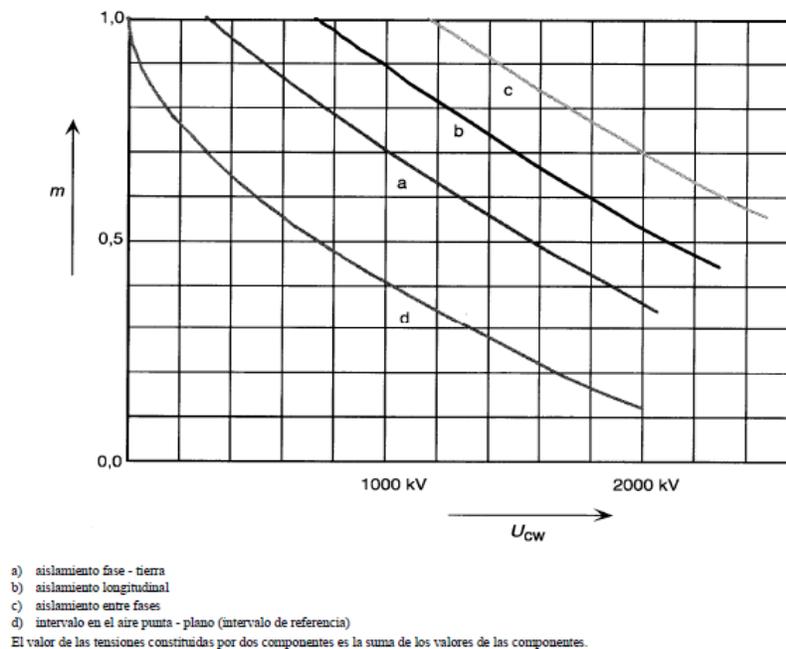


Figura 4. Relación entre el exponente  $m$  y la tensión soportada de coordinación al impulso tipo maniobra  
Nota: Fuente IEC 60071-2 [9].

Una vez determinados los factores de corrección por altura y seguridad ( $K_S$ ), se calculan las tensiones de soportabilidad requeridas utilizando las ecuaciones (12) y (13), tomadas de la IEC 60071-2:

Para aislamiento externo:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_S * K_a \quad (12)$$

Para aislamiento interno:

$$U_{rw} = U_{cw} * K_S \quad (13)$$

### 3. Sistema de puesta a tierra

El cálculo del sistema de puesta a tierra, inicia con la recopilación de datos, como resistividad del suelo y características geométricas del sitio. Luego, se determinan las corrientes de falla y se modelan las estructuras a tierra. Utilizando métodos numéricos, se calculan las tensiones de toque y paso en función de la corriente de falla máxima. El análisis incluye consideraciones de seguridad para evitar daños a personas y equipos. Posteriormente, se evalúa la resistencia de puesta a tierra para asegurar que cumpla con los límites especificados por la norma. En este proceso, se ajustan parámetros como la separación entre electrodos para optimizar el rendimiento del sistema. Finalmente, se verifica el cumplimiento de los criterios de seguridad establecidos en la norma IEEE 80, garantizando así una adecuada protección contra descargas eléctricas en instalaciones y sistemas.

Para la medición de la resistividad del terreno, se empleó el método de Wenner que consiste en enterrar cuatro electrodos a una profundidad  $b$ , espaciados uniformemente una distancia  $a$ , por los que se hace circular una corriente dada una diferencia de potencial.

Para calcular el calibre del conductor de la malla de puesta a tierra se emplea la metodología descrita en el capítulo 11 de la norma IEEE Std. 80 [10], con la cual se puede calcular el área (en  $\text{mm}^2$ ) mínima del conductor que soportará las corrientes de cortocircuito a partir de la ecuación (14):

$$A_{\text{mm}^2} = \frac{I_f}{\sqrt{\left(\frac{TCAP * 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r}\right) * \ln\left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a}\right)}} \quad (14)$$

#### IV. METODOLOGÍA

El proyecto se enfoca en el diseño integral de una subestación tipo interior aislada en SF6 a 34,5 kV, planteando las siguientes etapas donde se desarrolla de manera cuantitativa y cualitativa

- Investigación y Planificación:

En esta etapa inicial, se llevará a cabo una exhaustiva investigación para comprender los requisitos específicos del proyecto y las normativas aplicables. Se recopilarán datos relacionados con la carga eléctrica, características del entorno y otros factores que influyen en el diseño. Basados en esta información, se establecerán los parámetros clave y se planificarán las etapas subsiguientes.

- Diseño Preliminar:

Utilizando la herramienta AutoCAD, se desarrollará el diseño de la subestación, incorporando los elementos esenciales como transformadores, interruptores, tableros y sistemas de protección. Esta fase permitirá visualizar la distribución general y realizar ajustes iniciales.

- Análisis de Puesta a Tierra:

Para garantizar la seguridad operativa, se empleará el software CYMGRD para realizar un análisis detallado del sistema de puesta a tierra. Se evaluarán los niveles de resistencia y se optimizará la configuración para cumplir con los estándares de seguridad establecidos. Los resultados influirán en la disposición final de los elementos en la subestación.

- Estudio de Iluminación:

Mediante la herramienta DIALux, se realizará un estudio exhaustivo de iluminación en el cuarto de control de la subestación. Se evaluará la intensidad lumínica, la uniformidad y la calidad visual en diferentes áreas. Con estos datos, se diseñará un sistema de iluminación eficiente que garantice condiciones de trabajo óptimas.

- Cálculos y Dimensionamiento:

Utilizando Microsoft Excel, se llevarán a cabo los cálculos necesarios para determinar la capacidad de los componentes y el dimensionamiento de los conductores. Se considerarán factores como la corriente, la caída de voltaje y la selectividad de los dispositivos, asegurando un funcionamiento seguro y confiable de la subestación.

- Diseño Detallado y Documentación:

Con base en los resultados de las etapas anteriores, se procederá al diseño detallado de la subestación. Se elaborarán planos, diagramas unifilares y especificaciones técnicas necesarios. La documentación generada será fundamental para la fase de ejecución y operación del proyecto.

## V. RESULTADOS

### A. Conductores de media tensión

La subestación cuenta con capacidad de 15MW y un factor de potencia de 0,9. La corriente de los circuitos se calculó considerando un nivel de tensión de 34,5kV. Con el uso de la formula (1) se determinó que la corriente nominal para el circuito se encuentra alrededor de los 278,91 amperios.

Para la selección de los conductores se considera que estos estarán instalados en ductos enterrados de acuerdo con lo mostrado en la figura 310-1 detalle 3 de la NTC 2050 [8]. De la tabla 310-77 y 310-78 de la NTC 2050 [8] se seleccionan según las características nominales.

Teniendo en cuenta las tablas y figuras de la norma NTC 2050 y desarrollando la expresión (2), se obtuvieron los resultados mostrados en la tabla I para los conductores de media tensión.

TABLA I.  
CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN

Tipo de Material	Área del conductor [mm <sup>2</sup> ]	Sección del conductor AWG-kcmil	Intensidad máxima 90° [a]	Icc [a]
Cu	253,40	500	290	36075,3
Al	380	750	280	35811,2

### B. Coordinación de aislamiento

#### 1. Sobretensiones temporales

Considerando las ecuaciones (3), (4) y (5) se obtienen las siguientes sobretensiones, seleccionando la de mayor valor para la tensión de fase-tierra

TABLA II  
SOBRETENSIONES TEMPORALES

Característica	Unidad	Valor
Sobretensiones por falla a tierra fase-tierra	kV	29,10

Característica	Unidad	Valor
Sobretensiones por deslastre de carga fase tierra	kV	31,18
Sobretensiones por deslastre de carga fase- fase	kV	54,00
Resultados		
Sobretensiones fase-tierra (Upr)	kV	31,18
Sobretensiones fase fase (Upr)	kV	54,00

## 2. Sobretensiones representativas de frente lento

Para definir los valores de  $U_{e2}$  se considera el estado conexión (considerando el numeral 8.3.3 de la norma IEC 60071-2 2018 [9], donde se indica que el reenganche puede despreciarse en líneas de distribución donde los transformadores de distribución siguen conectados durante la maniobra), sin resistencia de preinserción, con una red de alimentación compleja y sin una compensación en paralelo menor al 50% (caso más crítico). Teniendo en cuenta lo anterior y la Figura 1, los valores de  $U_{e2}$  máximo y mínimo son:

$$U_{e2\text{máx}}=2,6 \text{ y } U_{e2\text{mín}}=1,4.$$

Para definir los valores de máximo y mínimo de  $U_{p2}$  se utiliza la gráfica mostrada en la figura 2, donde se utilizó la curva superior y los valores de  $U_{e2\text{máx}}$  y  $U_{e2\text{mín}}$ .

$$U_{p2\text{máx}} = 3,848 \text{ p.u}$$

Para definir el valor mínimo de  $U_{p2}$ ,  $U_{p2\text{mín}}$ , se tiene que el valor seleccionado de  $U_{e2\text{mín}}$  es de 1,4 p.u, lo que corresponde a una relación  $U_{p2\text{mín}}/U_{e2\text{mín}}$  aproximada de 1,65. Así entonces, se tiene que:

$$U_{p2\text{mín}} = 2,31 \text{ p.u}$$

A continuación, se determinaron los valores promedio de  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$ :

$$U_{e2\text{prom}} = 2,0 \text{ p.u}$$

$$U_{p2\text{prom}} = 3,08 \text{ p.u}$$

Haciendo uso de las ecuaciones (6) y (7) se calcularon los valores de truncamiento de la siguiente manera:

- para la entrada de línea se toman los valores máximos de  $U_{e2}$  y  $U_{p2}$ .
- para otros equipos se implementa la fórmula teniendo en cuenta los valores promedio.

De esta forma, se tienen los siguientes resultados:

TABLA III  
VALORES DE TRUNCAMIENTO

Valores de truncamiento (entrada de la línea)	Valor
Fase-tierra (Uet)	88,18
Fase-fase (Upt)	128,75
Valor de truncamiento (cualquier equipo)	Valor
Fase-tierra (Uet)	66,14
Fase-fase (Upt)	100,49

Para realizar el cálculo de las sobretensiones, si se considera como equipo de entrada a la subestación un descargador de sobretensiones, el nivel de protección al impulso tipo maniobra determinaría los niveles de protección a la entrada. Se considera para el cálculo un descargador de sobretensión con las características mostradas en la TABLA IV.

TABLA IV  
INFORMACIÓN DEL DPS

Característica	Valor	Unidad
Tensión nominal (Ur)	30,00	kV
Tensión de operación permanente (Uc)	24,00	kV
Valor máx. de tensión residual para corrientes de descarga de impulso tipo rayo 8/20us, 10kA [Upl]	91,5	kVp
b	73,5	kVp

Con base en los cálculos anteriores, se tienen los resultados mostrados en la Tabla V para las sobretensiones representativas de frente lento:

TABLA V  
SOBRETENSIONES REPRESENTATIVAS DE FRENTE LENTO

Resultados	Valor
Máximo Uet	88,18
Máxima Upt	128,75
Sobretensiones representativas (entrada de la línea)	
Fase - tierra (Urp) -> (Ups)	73,50
Fase - fase (Urp) -> (2*Ups)	128,75
Sobretensiones representativas (cualquier equipo)	
Fase tierra (Urp) -> (Ups)	73,50
Fase - fase (Urp) -> (Upt para cualquier equipo)	100,49

### 3. Tensiones de coordinación soportadas (UCW)

#### a. Sobretensiones de coordinación de frente lento

Teniendo en cuenta la Figura 3 se determinó el valor del factor de coordinación determinista  $K_{cd}$  para los equipos de entrada y otros equipos

TABLA VI  
FACTOR DE COORDINACIÓN DETERMINÍSTICO KCD

Para equipos de entrada		Relación	Kcd
Fase-tierra	Ups/Ue2	0,962	1,045
Fase-fase	2*Ups/Up2	1,300	1,000
Para cualquier equipo		Relación	Kcd
Fase-tierra	Ups/Ue2	1,25	1,000
Fase-fase	2*Ups/Up2	1,62	1,000

Posteriormente se hizo uso de la expresión (8) para calcular las sobretensiones de coordinación de frente lento, los resultados obtenidos se muestran en la TABLA VII.

TABLA VII  
SOBRETENSIONES DE COORDINACIÓN DE FRENTE LENTO

Tensiones de coordinación (entrada de la línea)	
Fase tierra (Ucw)	76,84
Fase-fase (Ucw)	128,75
Tensiones de coordinación (cualquier equipo)	
Fase tierra (Ucw)	73,50
Fase-fase (Ucw)	100,49

#### b. Sobretensiones de coordinación de frente rápido

Para hallar las sobretensiones de frente rápido se utilizó la ecuación (10), teniendo en cuenta que el factor A se determina conforme a normativas, tomando  $L=1,5$  m para el aislamiento interno y externo; además:

- una línea de distribución de 900 kV con crucetas y puesta a tierra
- un vano de línea de 80m

Aplicando los valores de  $R_a$  y  $R_{km}$  en (10) se tiene que:

$$L_a = 20 \text{ m}$$

En la tabla VIII, se muestran los resultados para las tensiones de coordinación de frente rápido

TABLA VIII  
TENSIONES DE COORDINACIÓN DE FRENTE RÁPIDO

Descripción	Valor
Aislamiento interno (Ucw)	105,00
Aislamiento externo (Ucw)	105,00

#### 4. Tensiones de soportabilidad requeridas (URW)

Con base los criterios de la ecuación (11) y la figura 4, se obtuvieron los factores de corrección por altura

TABLA IX  
FACTORES DE CORRECCIÓN POR ALTURA

Factor m	Valor	
Tensión soportada a frecuencia industrial	0,5	
Tensión soportada al impulso tipo maniobra	Fase-tierra	1,0
	Fase-fase	1,0
Tensión soportada al impulso tipo rayo	1,0	
Corrección por altura (ka)		
Tensión soportada a frecuencia industrial	1,17	
Tensión soportada al impulso tipo maniobra	Fase-tierra	1,38
	Fase- fase	1,38
Tensión soportada al impulso tipo rayo	1,38	

Los factores de seguridad son mostrados en la Tabla X, fueron tomados de la norma IEC 60071-2 [9].

TABLA X  
FACTORES DE SEGURIDAD

Factor de seguridad (Ks)	Valor
Aislamiento externo	1,05
Aislamiento interno	1,15

Usando las fórmulas (12) y (13) se obtuvo la Tabla XI con las tensiones de soportabilidad requerida.

TABLA XI  
TENSIONES DE SOPORTABILIDAD REQUERIDAS

Característica	Unidad	Valor
Sobretensiones temporales		
Para aislamiento interno fase-tierra	kV	35,85
Para aislamiento interno fase-fase	kV	62,10
Para aislamiento externo fase-tierra	kV	38,40
Para aislamiento externo fase-fase	kV	66,51

Característica	Unidad	Valor
Sobretensiones de frente lento		
Entrada de la línea		
Para aislamiento externo fase-tierra	kV	111,00
Para aislamiento externo fase-fase	kV	185,98
Para aislamiento interno fase-tierra	kV	88,37
Para aislamiento interno fase-fase	kV	148,06
Otros equipos		
Para aislamiento interno fase-tierra	kV	84,53
Para aislamiento interno fase-fase	kV	115,56
Para aislamiento externo fase-tierra	kV	106,18
Para aislamiento externo fase-fase	kV	145,16
Sobretensiones de frente rápido		
Para aislamiento interno fase-tierra	kV	120,75
Para aislamiento interno fase-fase	kV	120,75
Para aislamiento externo fase-tierra	kV	151,68
Para aislamiento externo fase-fase	kV	151,68

### 5. Tensiones de soportabilidad normalizadas

Para el cálculo de las tensiones de prueba se calculó primero los factores de conversión de pruebas. Estos factores fueron aplicados a las tensiones soportadas requeridas tipo maniobra (de frente lento) para convertirlas en tensiones soportadas requeridas a frecuencia industrial y al impulso tipo rayo. Para el cálculo del aislamiento interno, se utilizó un factor de conversión de 0,7 para las tensiones soportadas de corta duración a frecuencia industrial y un factor de 1,25 para las tensiones soportadas a impulso tipo rayo.

En la TABLA XII se presenta un resumen de las tensiones de soportabilidad requeridas, en la cual se encuentran resaltadas las tensiones que se tomaron como criterio para la selección de los niveles de aislamiento normalizados y consideraciones adicionales.

TABLA XII  
RESUMEN DE LAS TENSIONES DE SOPORTABILIDAD ESPECÍFICAS

		Aislamiento externo				Aislamiento interno	
		Entrada de la línea		Otros equipos			
		Urw(s)[kv]	Urw(c)[kv]	Urw(s)[kv]	Urw(c)[kv]	Urw(s)[kv]	Urw(c)[kv]
Frecuencia industrial	Fase-tierra	<b>38,40</b>	68,05	<b>38,40</b>	65,03	<b>35,85</b>	59,17
	Fase-Fase	<b>66,51</b>	114,31	<b>66,51</b>	88,76	<b>62,10</b>	80,89
Impulso tipo maniobra	Fase-tierra	111,00		106,18		84,53	
	Fase-Fase	185,98		145,16		115,56	
Impulso	Fase-tierra	<b>151,68</b>	118,61	<b>151,68</b>	113,36	<b>120,75</b>	105,66
Tipo rayo	Fase-Fase	151,68	<b>199,12</b>	151,68	<b>154,76</b>	120,75	<b>144,45</b>

se identificó que la sobretensión a frecuencia industrial máxima entre fases para los equipos de la subestación es de 66,51 kV, lo que corresponde a una tensión normalizada de 70 kV y una tensión básica de aislamiento BIL de 170 kV. Este último valor se considera pertinente en función de los resultados obtenidos para estos equipos en particular.

TABLA XIII  
TENSIONES NORMALIZADAS A FRECUENCIA INDUSTRIAL E IMPULSO TIPO RAYO

Resultado	Interno	Externo
Tensión de soportabilidad normalizada a frecuencia industrial [kV]	70	
Tensión de soportabilidad normalizada al impulso tipo rayo [kV]	170	

### C. Distancias eléctricas

#### 1. Espacio mínimo de trabajo y resguardo

Acorde a lo indicado en la NTC 2050 [8] en la sección “110-34 espacio de trabajo y resguardo”, se estableció una distancia de trabajo de 0,9 metros para las partes del equipo con tensiones nominales a tierra entre 601-2500V y de 1,5 m para partes del equipo con tensiones nominales a tierra de entre 9001-25000V.

Lo anterior considerando la condición 1 que establece: “Partes energizadas expuestas en un lado y partes sin energizar o puestas a tierra en el otro lado del espacio de trabajo, o partes energizadas expuestas a ambos lados protegidas eficazmente por madera u otros materiales aislantes adecuados. No se consideraron partes energizadas los cables o barras aislados que funcionen a menos de 300 V.”

### *2. Límites de aproximación técnica, restringida y segura*

Para determinar la distancia límite de aproximación se tomó lo establecido en el RETIE [10] artículo 13.4, donde se establece las distancias según el nivel de tensión, se muestran la distancia límite de aproximación técnica y el límite de aproximación restringida y límite de aproximación segura.

Según lo indicado para una tensión fase-fase entre 15,1kV-36kV, se tomó 0,8 m para el límite de aproximación restringida y 0,3m para el límite de aproximación técnica y 1,8 m para el límite de aproximación segura

### *3. Distancias de referencia para celdas de media tensión*

Las celdas de media tensión cuentan con especificación técnica de protección contra arco interno IAC A-FL, para las cuales se tuvo como guía cotas predefinidas según el catálogo técnico de referencia, las distancias mínimas entre las celdas y las paredes fueron de 60 mm en la parte posterior y 20 mm en los laterales. Como recomendación, se propone una distancia de holgura en caso de que la celda de media tensión seleccionadas requieran un espacio mayor.

### *D. Diagrama unifilar general*

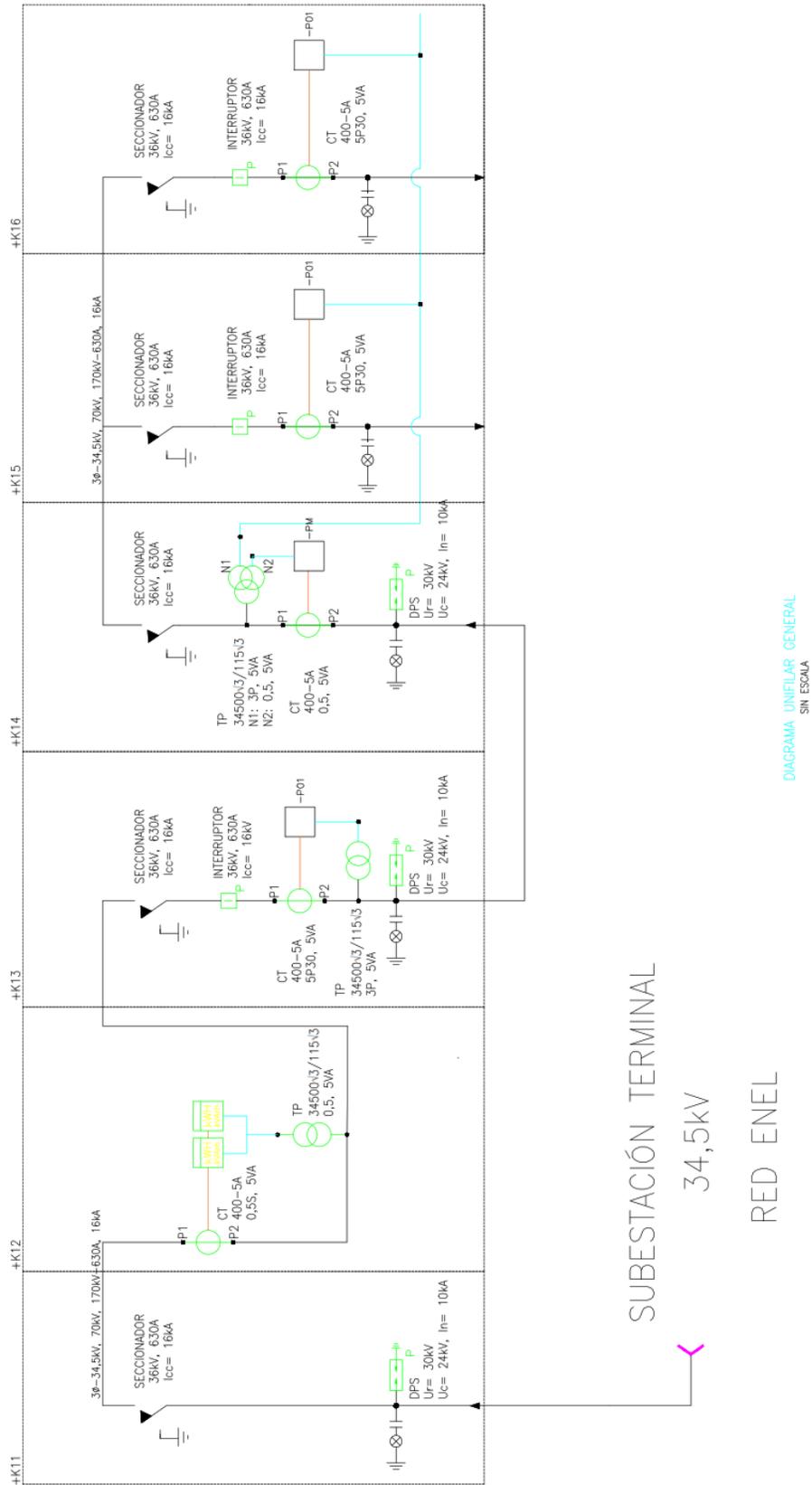


Figura 5. Diagrama unifilar general

### E. Sistema de puesta a tierra

En la tabla XIV se muestran los resultados de la resistividad del suelo obtenida por el método Wenner.

TABLA XIV  
MEDIDAS DE RESISTIVIDAD

Distancia entre electrodos	$\rho$ ruta 1 [ $\Omega$ .m]	$\rho$ ruta 2 [ $\Omega$ .m]	$\rho$ ruta 3 [ $\Omega$ .m]	$\rho$ ruta 4 [ $\Omega$ .m]
1m	61,7	110,1	96,4	112,5
2m	29,5	64,9	83,1	54,2
3m	22,6	32,5	37,3	
4m	19,04			
5m	17,86			
Promedio	59,4	69,7	72,27	83,35

Dado que la diferencia entre los valores mayor y menor de los promedios de resistividad del terreno por distancia es mayor al 30%, se utilizó un modelo del suelo de dos capas y para calcular las condiciones eléctricas, se empleó el software CYMGrd.

TABLA XV  
CONSIDERACIONES DE DISEÑO

Descripción	Consideración
Modelo del suelo	Estratificado en 2 capas
Norma	IEEE Std. 80
Peso corporal	70 kg
Espesor de la capa acabado de patio	0,1 m
Resistividad de la capa acabado de patio	5000 $\Omega$ .m
Tiempo de despeje de la falla	0,4 s
Corriente de cortocircuito para equipos y conductores	16 kA
Máxima corriente de cortocircuito prevista	7,3 kA
Corriente de cortocircuito a utilizar en el diseño	4,32 kA
Máxima tensión de servicio fase-fase ( $V_{max}$ F-F)	36 kV

La simulación en el software permitió estimar las tensiones de paso y de contacto a las que estarán sometidas el personal que esté dentro de los cuartos de celdas de la subestación. A continuación, en la tabla XVI, se muestran los resultados obtenidos de dicha simulación:

TABLA XVI  
SIMULACIÓN DEL SUELO

Descripción	Consideración
Espesor de la capa superior	1 m
Resistividad de la capa superior	121,41 $\Omega$ .m

Resistividad de la capa inferior	46,14 $\Omega$ .m
Tensión máxima de contacto	1546,26 V
Tensión máxima de paso	5440,33V

Evaluando la función (14) con los datos de la IEEE 80 [10] el conductor debe tener una sección transversal de mínimo 44,23 mm<sup>2</sup>, que soportaría la corriente de falla a disipar por la malla. El conductor seleccionado para la malla de puesta a tierra y para aterrizar equipos es el de calibre 2/0 AWG que tiene una sección transversal de 67,45 mm<sup>2</sup>, cumpliendo con el mínimo establecido en la normativa de ENEL-CODENSA [11].

Según la ubicación en el plano de los cuartos donde se instalarán las celdas de media tensión y las cotas, se estimó que la malla de puesta a tierra será rectangular con retículas espaciadas a 3 m, tratando de conservar la uniformidad de la cuadrícula.

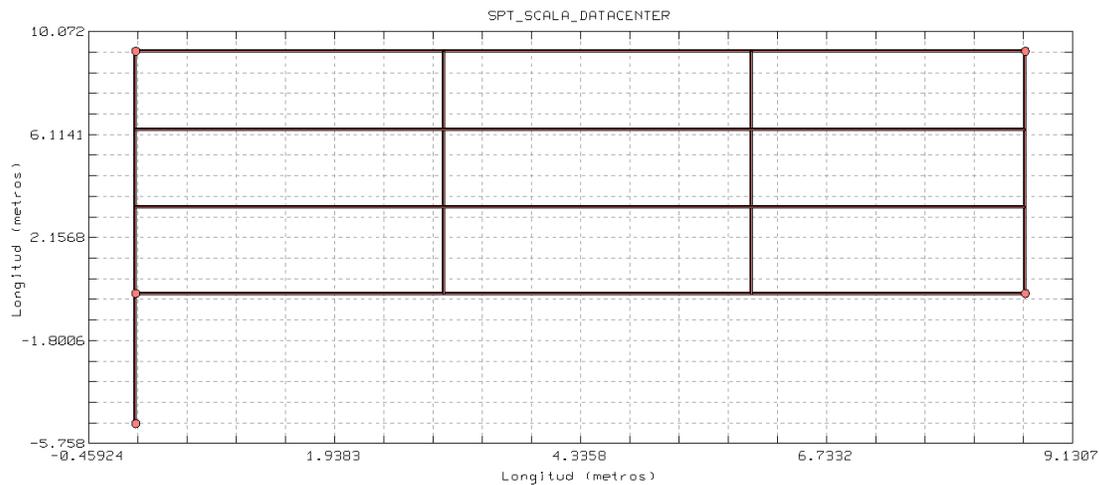


Figura 6. Configuración de la malla de puesta a tierra

Las varillas por utilizar son tipo acero recubiertas de cobre, de 5/8'' de diámetro y 2,4 m de longitud.

De acuerdo con la configuración indicada, se muestran los valores admisibles y la resistencia de puesta a tierra en la TABLA XVII

TABLA XVII  
TENSIONES ADMISIBLES Y RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Descripción	Valor
Elevación del potencial de tierra (GPR)	1893,13 V
Tensión máxima de paso admisible	5440,33 V
Tensión máxima de contacto admisible	1546,26V

Descripción	Valor
Resistencia de puesta a tierra calculada	2,4867 $\Omega$

los valores obtenidos en la tabla XVIII por medio de la simulación del software son más bajos que las tensiones obtenidas en la tabla XVII

TABLA XVIII.  
TENSIONES CALCULADAS

Descripción	Valor
Elevación del potencial de tierra (GPR)	1366,19 V
Tensión máxima de paso	184,51 V
Tensión máxima de contacto	932,775 V

Además, se calculó por medio del software las tensiones para un peso corporal de 70kg, corroborando que cumplan los límites admisibles, como se muestra en la figura 7.

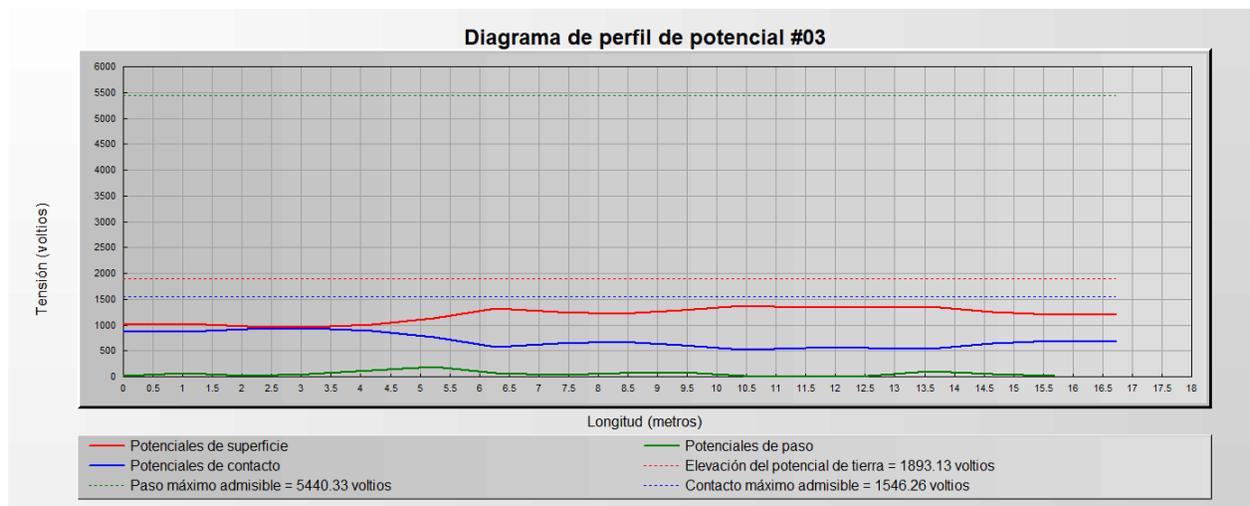


Figura 7. Diagrama de potencial admisibles y calculados del Spt para un peso de 70kG

## F. Instalaciones eléctricas

### 1. Iluminación interior

El rendimiento visual de los operadores en la subestación es importante. De acuerdo a la tabla 410.1 del RETILAP [12] los niveles de iluminancia recomendados difieren debido a las características de la tarea visual que se está iluminando. Dada las tareas del cuarto eléctrico, como monitorización constante de tableros, los niveles de iluminancia requeridos para el cuarto eléctrico de la subestación, debe ser mínimo de 130lx según la norma del operador de red ENEL para

subestaciones tipo interior. Siguiendo las recomendaciones de las normativas se establecieron los valores requeridos

TABLA XIX  
NIVELES DE ILUMINACIÓN, DESLUMBRAMIENTO Y UNIFORMIDAD REQUERIDOS.

Área	Nivel de iluminación requeridos [lx]	UGR	Uniformidad	Observaciones
			$\geq$ %	
Cuarto celdas de media tensión	$\geq 300$	25	40	A 0.8m del piso

Para realizar la simulación de iluminación interior de los cuartos eléctricos de la subestación se usaron dos tipos de luminarias.

- Para el cuarto de control se usó la luminaria ““LED HERMETICA 50W HIGH FLUX””: Potencia nominal de 50W, tensión de operación 100-277V, factor de potencia mayor a 0.90, temperatura de color 6000K, flujo luminoso de 7000lm, protección IP65/IK05.
- Para la iluminación de emergencia de la sala de control se usó la luminaria “LED EMERG R3 2X1W””: Potencia nominal de 1W, tensión de operación 120-277V, factor de potencia de 0.9, temperatura de color 6500K, flujo luminoso de 2x70lm, protección IP20.

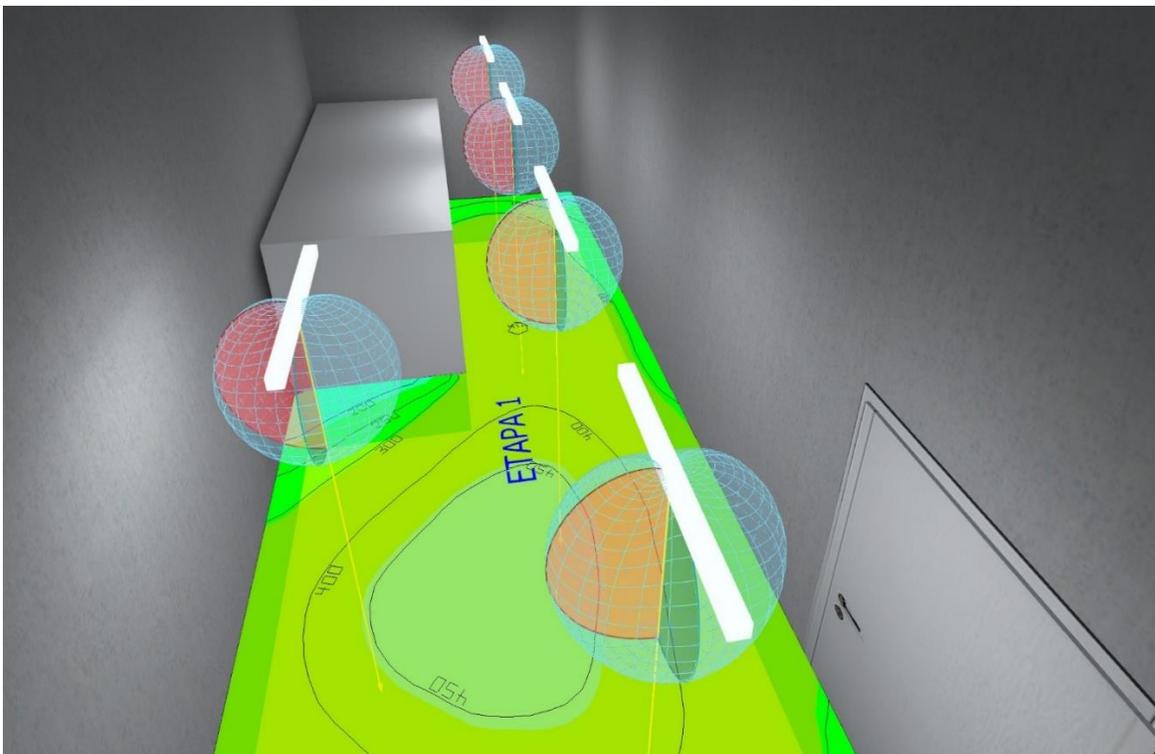


Figura 8. Vista 3D de simulación de iluminación

Según la cantidad (5 leds), ubicación y altura (3,5 metros) de los diferentes tipos de luminarias, se tienen los resultados de la simulación en la TABLA XX

TABLA XX  
NIVELES DE ILUMINACIÓN, DESLUMBRAMIENTO Y UNIFORMIDAD ALUMBRADO INTERIOR

Área	Niveles de iluminación obtenidos [Lx]			Uniformidad >0.4	UGR <25
	Medio	Mínimo	Máximo		
Cuarto celdas de media tensión	346	156	487	0,45	23

## 2. Selección de conductores

Para la selección de los conductores se tuvo en cuenta las condiciones ambientales y técnicas a las cuales están expuestos. Se identificaron las necesidades de corrientes por parte de cada una de las cargas. Se determinó el tipo de instalación de los conductores para establecer los factores que afectarían su capacidad de corriente como la temperatura y el factor de agrupamiento.

Además, se contempló la regulación de tensión y se estableciendo como criterio un máximo 3% hasta la carga más lejana, después de todas estas consideraciones y verificación de cumplimiento, se seleccionó el conductor que cumple con los requerimientos del proyecto.

De acuerdo con la sección 220-3 de la NTC 2050 “El calibre mínimo de los conductores del circuito ramal, sin aplicar ningún factor de ajuste o corrección, debe tener una capacidad de corriente igual o mayor que la de la carga no continua más el 125 % de la carga continua.”. Además, la sección 220-10 de la NTC 2050 estipula que “El calibre mínimo de los conductores del alimentador, sin aplicar ningún factor de ajuste o corrección, debe permitir una corriente máxima igual o mayor que la de la carga no continua más el 125 % de la carga continua”.

El conductor de puesta a tierra se seleccionó de acuerdo con lo establecido en la tabla 250-95 de la NTC2050. Los cálculos de regulación se realizaron considerando la carga más lejana.

TABLA XXI  
CONDUCTOR CIRCUITOS RAMALES

Conductores de Fase						
Circuito	Tensión	Tipo de Conductor	Material	Temp	Calibre	
					kV	°C AWG ó kcmil
Salidas Tablero de Distribución AC (+TG1)						
-T1	Totalizador tablero 208v	0,208	THHN/THWN-2	Cu	90	8
Cargas Esenciales						
Q01	Sistema de iluminación	0,12	THHN/THWN-2	Cu	90	12
Q02	Sistema de iluminación de emergencia	0,12	THHN/THWN-2	Cu	90	12
Q03	Circuito de tomacorrientes	0,12	THHN/THWN-2	Cu	90	12
Q04	Reserva equipada	0,12		Cu	90	12
Q05	Reserva equipada	0,12		Cu	90	12
Q06	Reserva equipada	0,12		Cu	90	12

### 3. Ductos

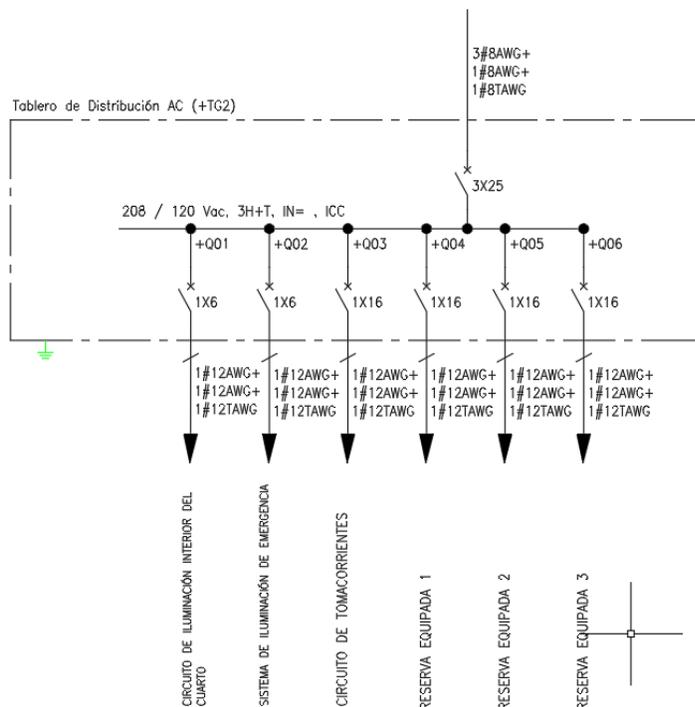
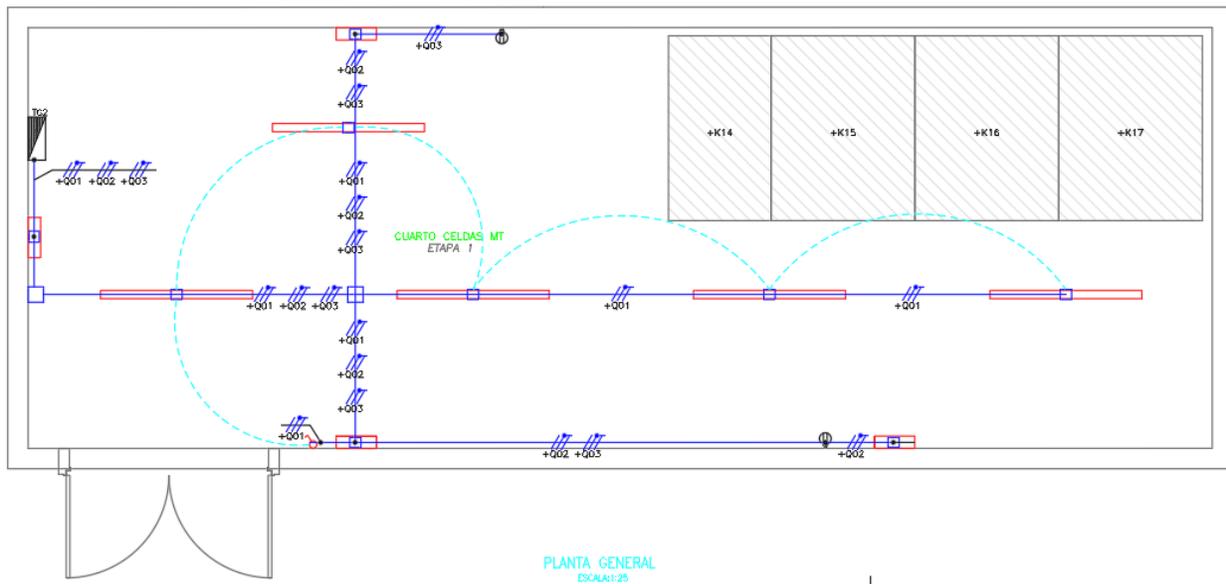
Se realizó el cálculo para los ductos de los circuitos ramales desde el tablero de instalaciones eléctricas interiores de los cuartos de control hasta cada una de las cargas.

En la tabla 1 del capítulo 9 de la NTC2050 se establece que el máximo porcentaje de llenado para tubos Conduit y tuberías es del 40% cuando van más de 2 conductores. Las derivaciones se realizaron teniendo en cuenta la trayectoria de cada circuito

TABLA XXII  
DUCTOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

Conductor fases AWG	Cantidad de fases	Cantidad de Neutros	Cantidad de tierras	Diámetro [mm]	Área total [mm <sup>2</sup> ]	Tubo [Pulg]	Área del tubo[mm <sup>2</sup> ]	Cantidad Tubos	Área total Ducto [mm <sup>2</sup> ]	% de área ocupada
(1x12AWG) + (1x12AWG) +(1x12AWG)	3	3	3	3,3	76,98	3/4"	285,02	1	285,02	27%

4. Dibujo de instalaciones



CONVENCIONES	
	INTERRUPTOR DE PARED SENCILLO
	INTERRUPTOR DE PARED CONMUTABLE
	TOMACORRIENTE MONOFÁSICO CON POLO A TIERRA 120V-15A
	TOMACORRIENTE BIFÁSICO CON POLO A TIERRA 208V-15A
	LED HERMÉTICA 50 W DL
	LED EMERGENCIA R3 2X1W
	CANALIZACIÓN SOBREPUESTA O POR TECHO EMT 3/4
	TABLERO DE DISTRIBUCIÓN
	DUCTO QUE SUBE
	DUCTO QUE BAJA
	DUCTO SUBE Y BAJA
	CAJA DE PASO, 102 X 115 mm
	CAJA DE PASO, 150 X 150 mm
	ACCIONAMIENTO SISTEMA DE ILUMINACIÓN

Figura 9. Dibujos de plano de instalaciones eléctricas

G. Especificaciones de equipos

A continuación, se describen los resultados cualitativos de los requerimientos mínimos constructivos, de suministro y de parametrización que deben cumplir los equipos cuando la etapa de ejecución del proyecto sea desarrollada.

### *1. Celdas de media tensión*

Las Celdas de Media Tensión, para interior, deben tener grado de protección IP4X o IP54, según corresponda. En uso interior, deben montarse en sala de celdas, permitiendo acceso a compartimientos para mantenimiento. Para aberturas de herramientas, se deben obstruir sin estas, manteniendo el grado de protección. Entrada y salida de cables de media tensión será desde la parte inferior. Los Cables de control pueden ubicarse arriba o abajo según la empresa.

Las celdas, del tipo Metal-Enclosed, deben cumplir con el estándar IEC 62271-200 [13].

Se prevé un barraje de cobre de 6 x 25 mm<sup>2</sup> a lo largo de las celdas para conexiones a tierra desde elementos, cables de control y equipos. Se conectará un cable trenzado de cobre (2/0 AWG) en cada extremo para conexión a la malla de puesta a tierra de la subestación. Se conectará a tierra todas las divisiones metálicas entre compartimientos.

Se garantiza la posibilidad de instalar celdas futuras con ampliaciones necesarias del barraje. La cuchilla de puesta a tierra cuenta con bloqueo de seguridad con candado.

El Contratista debe prever canales para soporte y anclaje, suministrando pernos necesarios. Se fijarán terminales y prensaestopas para cables de media tensión en la parte inferior.

Las láminas se tratarán químicamente y la celda se pintará y protegerá para garantizar equipo tropicalizado, con esmalte gris RAL 7032.

Las celdas serán ensambladas, alambradas y probadas en fábrica para minimizar trabajo en sitio. Barreras metálicas se instalarán entre sección primaria de cada circuito, compartimiento de barras, transformadores de instrumentación y llegada de cables, y compartimiento de equipos de baja tensión.

Celdas con interruptores tendrán elementos para prevenir contacto accidental con partes vivas al extraer el interruptor. Se incluirán bloqueos para seguridad y operación bajo varias condiciones, como prevenir movimiento del interruptor cuando esté cerrado y prevenir cierre del interruptor sin desconexión primaria. Se dispondrá de un ducto para cableado de control y protección a lo largo de la celda, interconectando compartimientos de baja tensión.

Las celdas estarán provistas de sistema de detección de tensión capacitiva para verificar la ausencia de tensión, según la Norma IEC 61243-5.

En las celdas de 34,5 kV, el barraje principal y las conexiones a los interruptores deben estar dispuestos. Empalmes y derivaciones se realizarán mediante soldadura a presión o pernados.

Los conductores del barraje se montarán en soportes aislantes de resina epóxica o porcelana con propiedades dieléctricas adecuadas. Cada conductor, así como los empalmes y derivaciones, estarán cubiertos con un material aislante anti-llama, resistente al calor y con altas propiedades dieléctricas. Los puntos de empalme y derivación serán electro plateados y fácilmente removibles para permitir la inspección.

Los bujes pasatapas para conectar barrajes o derivaciones a otros gabinetes serán de resina epóxica o porcelana, cumpliendo con los estándares de la Publicación IEC 60137.

Ante la posibilidad de que se produzca un cortocircuito trifásico que conduzca a la destrucción de la celda, se adoptarán las condiciones constructivas necesarias para garantizar la seguridad del personal que puedan encontrarse en su proximidad.

Las celdas deberán estar certificadas, a lo menos, para prueba de arco interno clase IAC-AFL, según la norma IEC 62271-200.

Los equipos estarán equipados con una "placa de identificación de la secuencia de funcionamiento" en la que figurarán la secuencia de operaciones a ejecutar para la puesta en servicio. También contendrá el esquema eléctrico de la celda. Esta placa deberá estar colocada en la envoltura protectora de cada mando de forma que sea claramente visible.

## *2. Equipos de protección y medida*

A continuación, se describen las funcionalidades mínimas que deben cumplir los equipos de protección.

### **SOBREINTENSIDAD CON FUNCIONES DE CONTROL**

Protección multifunción, con pantalla de indicación de tipo interface gráfico, con funciones de protección, control, mando, monitoreo y automatización, con las siguientes funciones como mínimo:

Funciones de protección:

- Sobrecorriente instantánea (50).
- Sobrecorriente temporal (sobrecorriente de tiempo inverso) (51).
- Sobrecorriente a Tierra (Puesta a tierra) (50N).
- Sobrecorriente Temporizada a Tierra (51N).

- Mínima tensión compuesta (27).
- Máxima tensión compuesta (59).
- Falla de interruptor (50BF).
- Sobrecorriente direccional (47).

Funciones de monitoreo:

- Alarma (74).

Funciones de control

- Comandos de control (abrir – cerrar) para interruptor de potencia y seccionadores de una misma celda.
- Enclavamientos lógicos.
- Selector de control modo de operación Local – Remoto.
- Interfaces de comunicaciones
- Interface frontal, para conexión de un computador portátil, para comunicación con la protección.
- Interface para la conexión al sistema de control de la subestación, por medio de los siguientes protocolos: o IEC 61850 Configurable Ed.1 o Ed.2
- Interface para operación de esquemas de tele protección.
- Funciones adicionales
- Función de medida: V e I

### *3. Medidores de energía*

Para este caso como las cargas son mayores o iguales a 300 kW el tipo de medida debe ser indirectamente con medidores electrónicos que registran activa, reactiva y perfil de carga.

Los medidores se conectan a los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial.

Las características mínimas que deben poseer estos medidores son

- a) Energía Activa
- b) Energía Reactiva
- c) Perfil de carga

- d) Perfil de instrumentación
- e) Demanda máxima
- f) Medición bidireccional
- g) Doble tarifa
- h) Multirango en tensión hasta 480 V

También debe poseer puerto de comunicaciones RS232, RS485 y/o Ethernet.

Los medidores deben ser electrónicos de estado sólido nuevos de acuerdo con las especificaciones requeridas en las normas de Enel [14], con su respectivo software de programación y configuración.

Los medidores deben cumplir con los requerimientos exigidos por la resolución CREG 025 del 13 de Julio de 1995 y las resoluciones posteriores que la modifiquen.

#### *4. Medidores de calidad de la energía*

El Medidor de Energía Multifuncional debe ser de una marca ampliamente reconocida y contar con la capacidad de instalarse en sistemas de media tensión. Deberá disponer de entradas para voltaje y corriente que permitan su conexión a transformadores de potencial y corriente, siendo compatible con sistemas trifásicos de conexión de 4 hilos en configuración estrella. El medidor debe tener la capacidad de registrar al menos 100 valores mínimos.

El Medidor debe venir de fábrica con 3 entradas digitales Forma A y 4 salidas digitales Forma C integradas en su diseño como mínimo. Además, debe ser capaz de ampliar su capacidad mediante un módulo externo que permita la adición de entradas y salidas digitales. Esta expansión podrá realizarse en el futuro en el mismo lugar de instalación.

El medidor debe ser capaz de realizar la compensación de pérdida en los transformadores de medida de tensión y corriente. Además, deberá contar con la capacidad de programar al menos 8 factores de corrección de relación y fase como mínimo.

#### *5. Descargadores de sobretensión*

Para los Centros de Transformación con circuitos de entrada y salida o con circuitos de suplencia en 34,5 kV en donde se requiera para cada circuito un juego de tres descargadores de

sobretensión tipo distribución, la puesta a tierra para cada juego de descargadores de sobretensión será independiente.

Las características de los descargadores de sobretensión en el lado de 34,5 kV son las siguientes [15]:

Tipo de DPS: De distribución.

Frecuencia nominal de 60 Hz.

Corriente nominal de descarga, onda 8/20 ms (kA).

### *6. Interruptor automático*

Los interruptores, ya sean fijos o extraíbles, serán tripolares de energía acumulada por resorte accionado por motor, con mecanismos de cierre y apertura eléctricamente operados. El resorte se cargará automáticamente después de cada operación de cierre o apertura.

Los controles y accesorios de cada interruptor estarán ubicados en un gabinete metálico de control.

Cada interruptor vendrá con una bobina de cierre y dos de apertura, accionables de manera independiente por comandos local o remoto. Los circuitos de cierre y apertura incorporarán enclavamientos de posición del interruptor según la secuencia de operación IEC-62271-100 [16].

Todos los contactos auxiliares del interruptor serán de tipo seco, libres de potencial y eléctricamente independientes. Los interruptores podrán operarse en posiciones de servicio y prueba.

Se incluirán contactos auxiliares para dar alarma y bloqueo en caso de que la presión del gas (SF6) disminuya por debajo de los valores normales. Se proveerá un sistema de medición o supervisión de la densidad de SF6, verificable incluso con el interruptor energizado.

El motor del interruptor estará protegido por un guardamotor (motor circuit-breaker) con contactos para señalización remota cuando esté en posición abierta o disparado. El motor será para una tensión de 125 Vcc, con relés auxiliares para falta de tensión de fuerza o control en el sistema de control de la subestación.

El mecanismo de accionamiento para la inserción y extracción de interruptores extraíbles evitará esfuerzos excesivos y dará una señal positiva de fin de carrera para prevenir daños. Para insertar, retirar y transportar los interruptores, se proporcionarán elementos, ya sea un mecanismo propio o externo, como dos carros hidráulicos con un sistema de enganche a las celdas.

El mecanismo de operación contará con un indicador mecánico de posición del interruptor visible desde el exterior del gabinete, indicando si está abierto o cerrado. También, tendrá un contador de operaciones que mostrará la cantidad total de operaciones del interruptor.

El mecanismo de operación será del tipo de acumulación de energía por resorte, con carga del resorte mediante un motor en un tiempo no mayor a 20 segundos después de cada ciclo de operación. Se incluirán previsiones para cargar el resorte de cierre manualmente en condiciones de emergencia durante la maniobra de cierre.

### *7. Seccionador de puesta a tierra*

Los seccionadores de puesta a tierra contarán con poder de cierre conforme al nivel de cortocircuito establecido. Serán trifásicos con accionamiento manual desde el frente de la celda.

Los seccionadores poseerán al menos cuatro (4) contactos NA y cuatro (4) contactos NC; que actuarán en las posiciones extremas.

Deberá existir un enclavamiento mecánico que impida cerrar el seccionador de puesta a tierra, si el interruptor correspondiente está en la posición de servicio.

Los seccionadores de puesta a tierra deberán estar conectados sólidamente a tierra mediante barras de cobre rectangulares o trencillas de una sección no inferior a 70 mm<sup>2</sup>.

### *8. Transformadores de tensión*

Los transformadores de tensión serán de tipo fijo e interior, con aislamiento de tipo seco moldeado alrededor del núcleo y los devanados.

Los terminales primarios llevarán una identificación clara y bien visible en su polaridad H1 y H2 grabados en el transformador.

También los terminales secundarios estarán individualizados con letras, X1 y X2 (o k y l) que deberán estar marcados en el transformador de manera clara, bien visible e indeleble.

Los detalles constructivos responderán a las normas IEC186 como lo indica Enel en las especificaciones técnicas ET923 [17]. En la configuración de barra sencilla se deberá medir el voltaje de la barra principal.

### *9. Transformadores de corriente*

Los transformadores de intensidad (tendrán las características eléctricas del circuito primario en que van ubicados; deberán tener la misma capacidad nominal de cortocircuito que el circuito primario.

Serán construidos con materiales de alta calidad, en resina epóxica mezclada y auto extingüibles.

Los bornes primarios y secundarios deben ser construidos en latón o cobre plateados. La tornillería debe ser de bronce o acero galvanizado con 25  $\mu\text{m}$  como mínimo.

Los terminales primarios llevarán una identificación clara y bien visible en su polaridad P1 y P2 (o K y L) grabados en el transformador. Además, se marcará con un punto bien visible el terminal P1 (o K) [18]. También los terminales secundarios estarán individualizados con letras, S1 y S2 que deberán estar marcados en el transformador de manera clara, bien visible e indeleble. El borne P1 se conectará siempre del lado de alimentación. El borne S1 se conectará a tierra. Correspondiendo a los detalles constructivos en las normas IEC44.1

Las especificaciones de protocolos de ensayo tipo y la documentación técnica a suministrar por los proveedores se especifican en la norma técnica ET922 de ENEL.

### *H. Servicios auxiliares*

#### *1. Calculos*

Sistema de corriente alterna 208/120Vca

(3 fases – cuatro hilos, sólidamente puesto a tierra) para alimentación de los circuitos de las cargas en AC de las celdas de media tensión.

- Margen de tensión, (%)                      85-110

Sistema de corriente continua 125 Vcc

(2hilos -positivo, negativo) para la alimentación de los relés y demás componentes que requieran cargas en DC.

- Tensión nominal                                      125
- Margen de tensión, (%)                      85-110

Los valores con los que se hacen los cálculos se toman de los planos y manuales de equipos definidos, en otros casos se toman datos típicos para este tipo de usos.

TABLA XXIII  
CARGAS MOMENTANEAS Y CONTINUAS SSAA DC

Descripción de la Carga	Tensión		Tipo de Carga	Cantidad de Equipos		Potencia Instalada W		
	V	No de fases		Proyecto	Reserva	Unidad	Total	
Salidas	Tablero de Distribución DC							
-Q01	Alimentación Relé de Protección	125	2	M	1,00	1,00	20,00	40,00
				C	1,00	1,00	20,00	40,00
	Control De los interruptores	125	2	M	1,00	1,00	200,00	400,00
				C	-	-	-	-
	sistema de detector de tensión	125	2	M	-	-	-	-
				C	3,00	1,00	12,00	48,00
Manodensostatos	125	2	M	-	-	-	-	
			C	1,00	1,00	30,00	60,00	
-Q02	Alimentación Motores de los accionamientos De los interruptores	125	2	M	1,00	1,00	200,00	400,00
				C	-	-	-	-
	Alimentación Motores de los accionamientos Del sistema de seccionamiento.	125	2	M	2,00	1,00	200,00	600,00
				C	-	-	-	-
-Q03	Reserva 1	125	2	M	-	-	-	-
				C	1,00	-	200,00	200,00
-Q04	Reserva 2	125	2	M	-	-	-	-
				C	1,00	-	200,00	200,00

La selección de los interruptores para cada circuito se realiza teniendo en cuenta las corrientes continuas y momentáneas correspondientes a sus cargas. Para evitar sobredimensionarlos a causa de la alta corriente momentánea, se toma la previsión que el interruptor pueda tolerar por 2 segundos la corriente total sin disparar.

Se selecciona una curva de disparo tipo “C” para los interruptores de las cargas de corriente continua, donde en el eje vertical (tiempo de disparo “Td”) se selecciona un tiempo de dos segundos y se busca la intersección con el eje horizontal (múltiplos de la corriente nominal del interruptor “k”) en un punto cercano a la zona de disparo, pero sin entrar a ella.

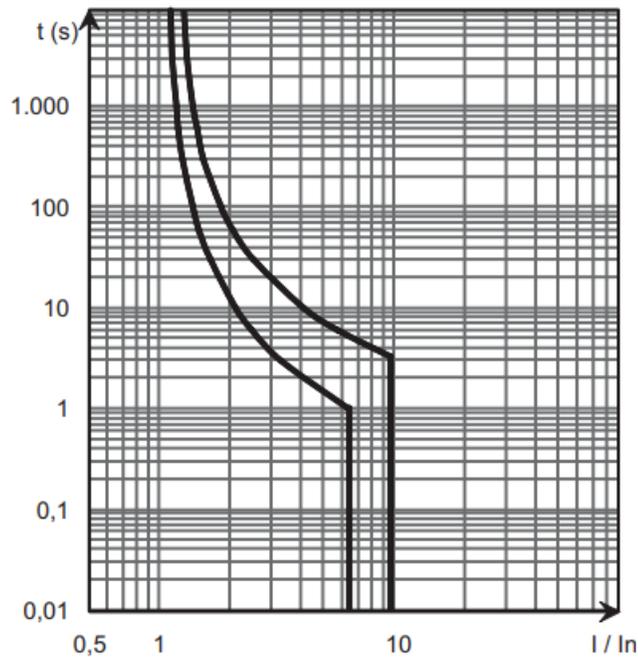


Figura 10. Curva tipo C interruptores de corriente continua

Nota: fuente Curvas de disparo Recomendaciones técnicas Curvas de disparo y tablas de coordinación Schneider

Los valores con los que se hacen los cálculos se toman de los planos, catálogos y manuales de los equipos.

En la se muestran los datos de los diferentes circuitos considerados esenciales en los servicios auxiliares de corriente alterna. Los servicios esenciales garantizan el funcionamiento de la subestación ante fallas del circuito asociado al transformador de servicios auxiliares para este caso las cargas que se deriven de las celdas se consideran críticas por lo que debe pertenecer a este grupo de cargas.

TABLA XXIV  
CUADRO DE CARGAS EN AC SSAA

Circuito	Tensión	No de fases	F.P.	Potencia Instalada	F.U	Potencia Demandada	
	kV			kVA		kVA	
Salidas		Tablero de Distribución AC					
-T1	TOTALIZADOR TABLERO 208V	0,208	3	0,95	11,74	1	11,74
Cargas Esenciales							
Q01	Calefacción, iluminación y tomas celdas de media tensión frontera comercial	0,12	1	0,9	0,74	1,00	0,74
Q02	Aire acondicionado	0,208	3	0,9	3,00	1,00	3,00
Q03	Tablero distribución interior	0,208	3	0,9	7,00	1,00	7,00
Q04	Reserva equipada	0,208	3	0,9	1,00	1,00	1,00
	Total Carga Esenciales				11,74	1,00	11,74

2. Diagrama unifilar SSAA

TABLERO DE DISTRIBUCIÓN AC (+NG01)

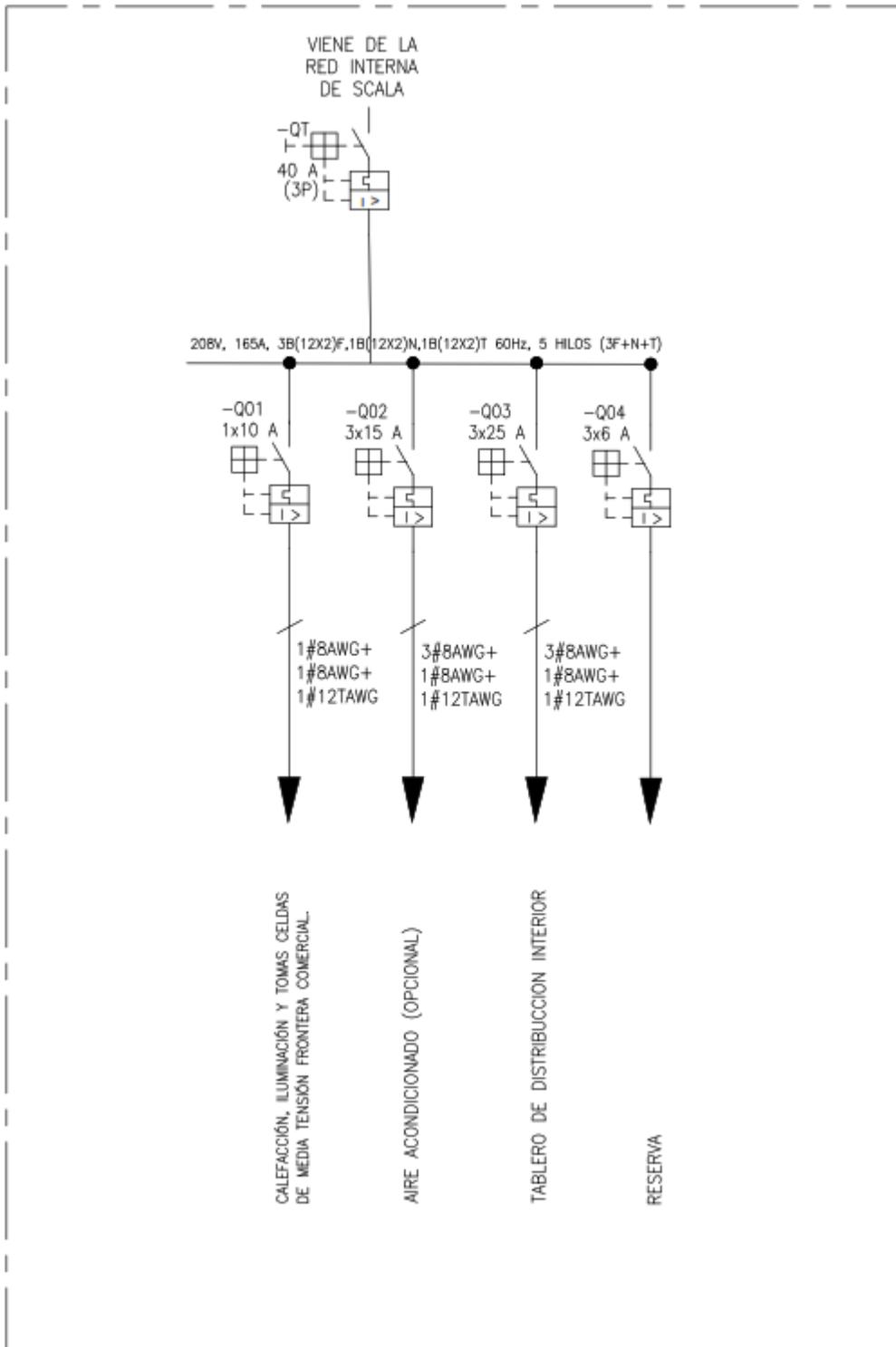


Figura 11. Diagrama unifilar SSAA

I, Diagrama esquemático de conexiones

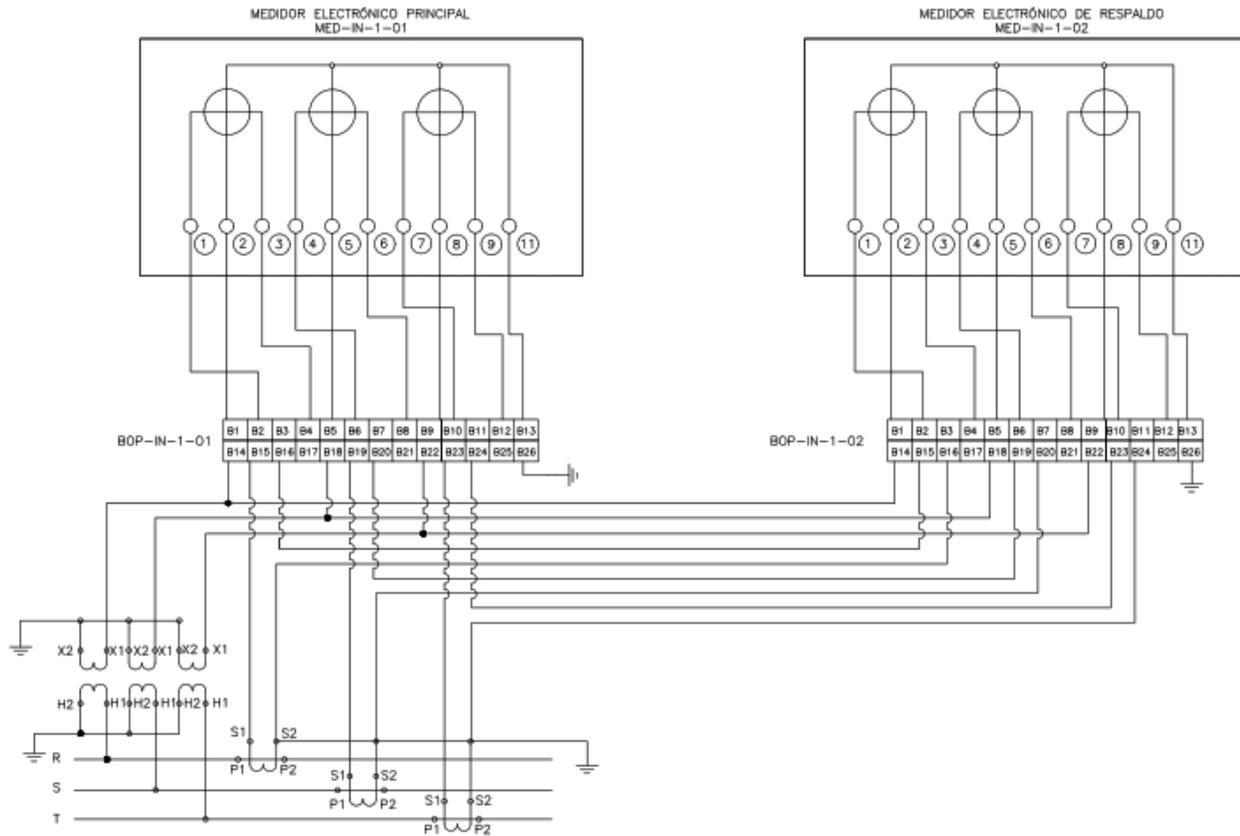


Figura 12. Esquemática conexión de medidores de energía

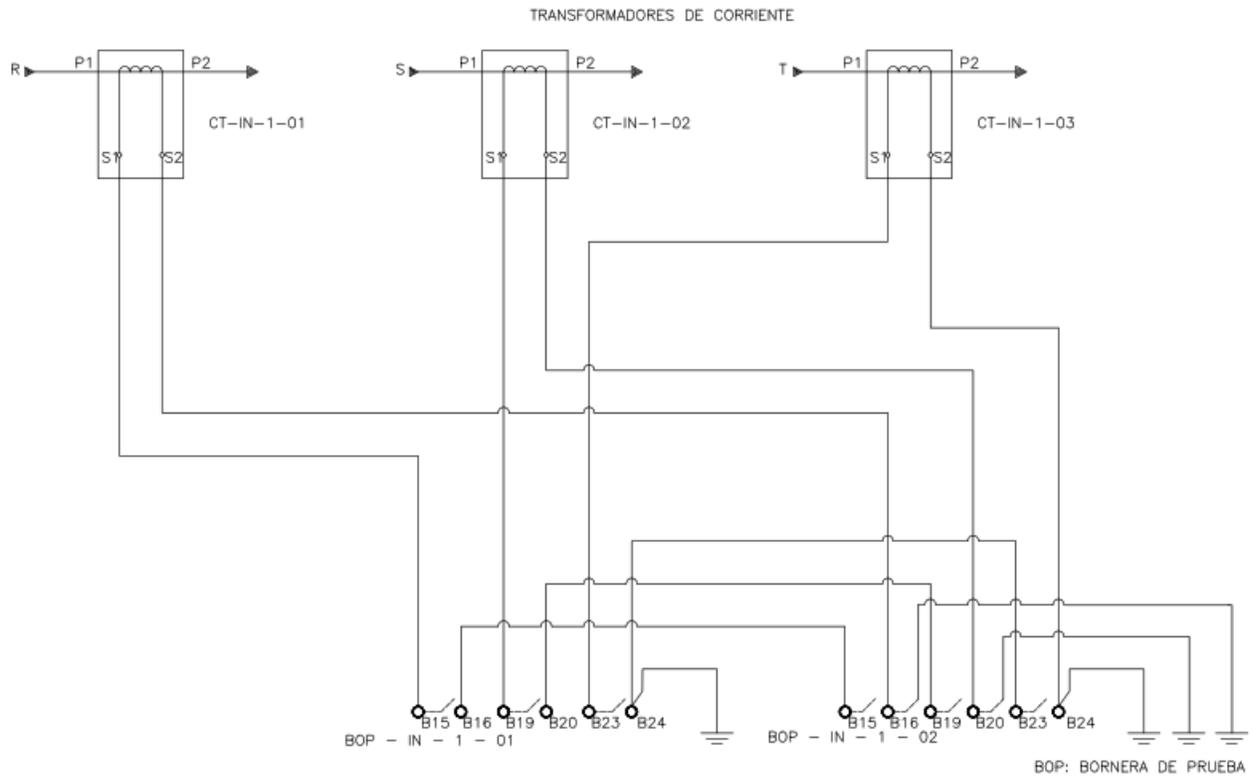


Figura 13. Esquemática conexión de CT'S

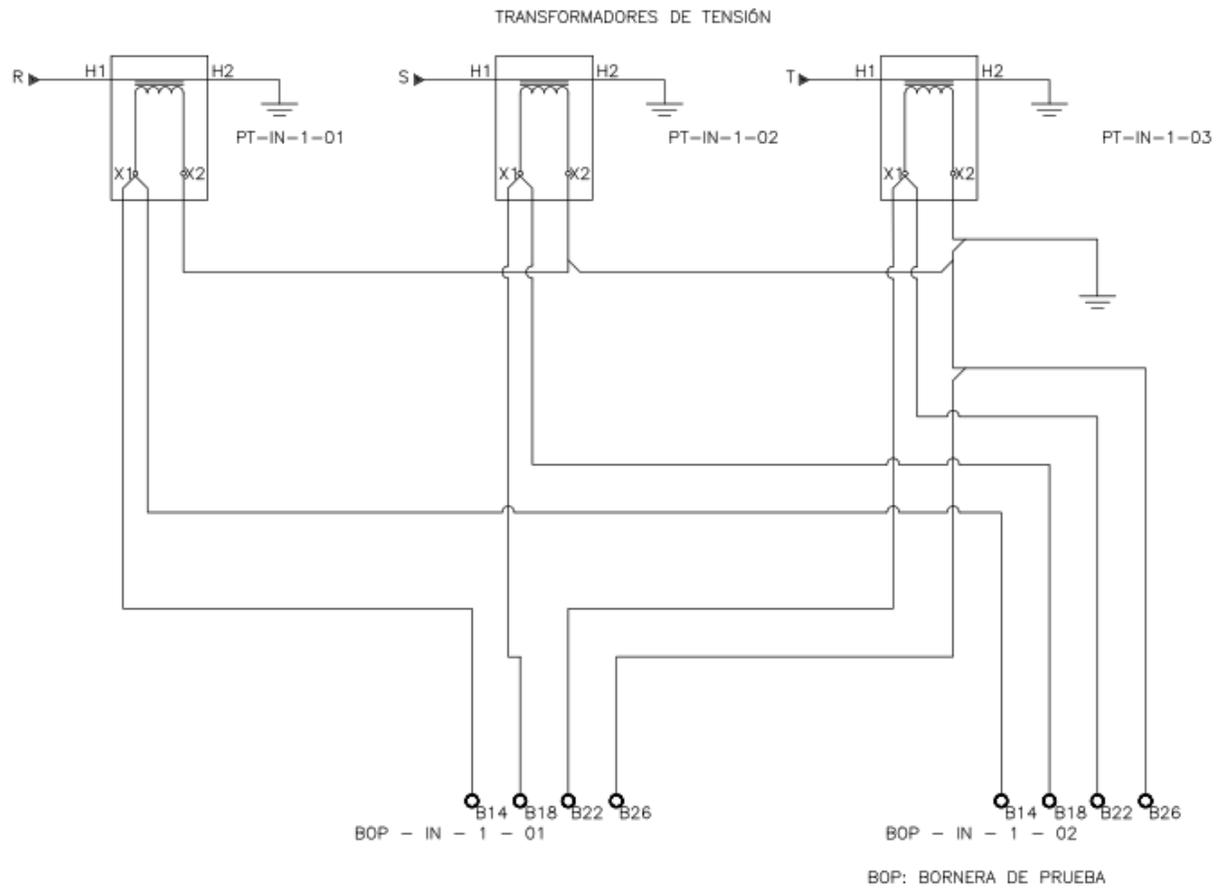


Figura 14. Esquemática conexión de PT'S

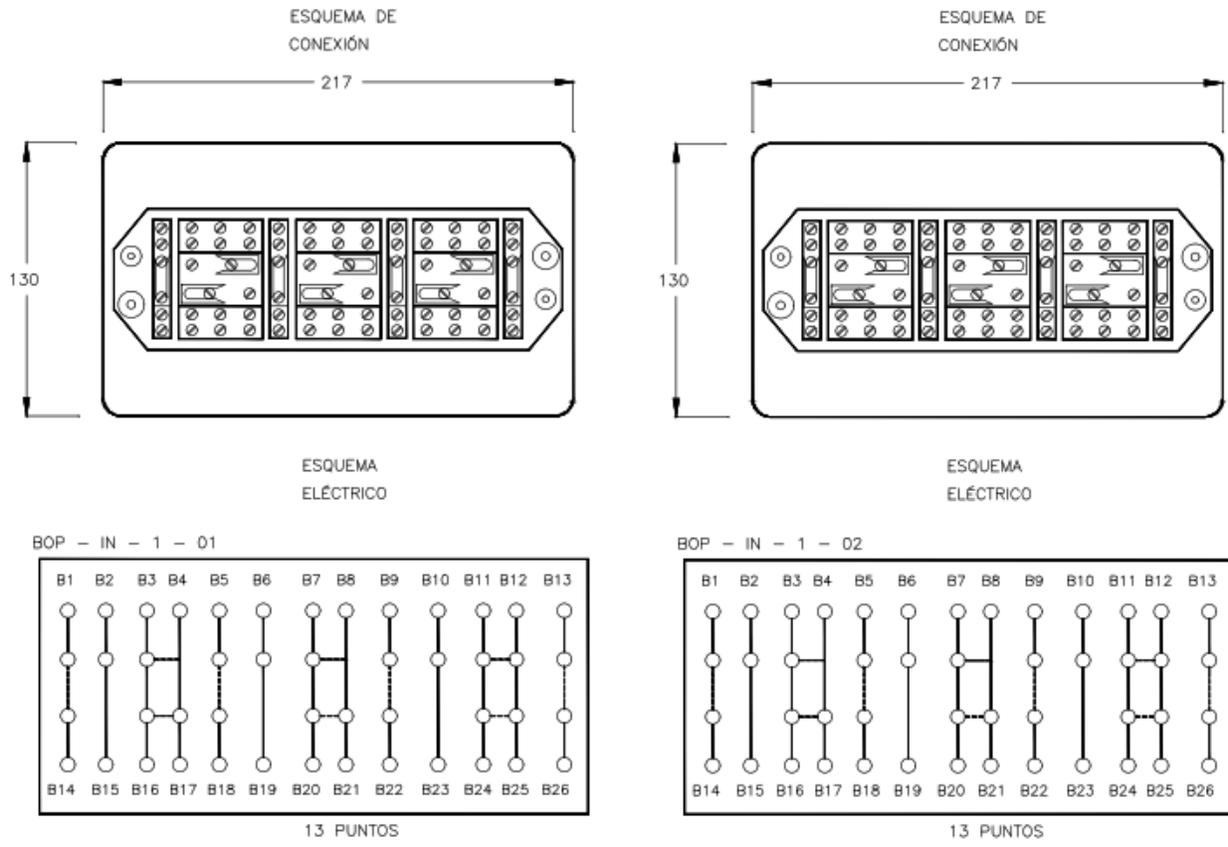


Figura 15. Esquemática conexión borneras de prueba

## VI. ANÁLISIS

El diseño de la subestación de media tensión tipo interior con equipos encapsulados en Sf6, se desarrolla aplicando las herramientas ofimáticas y softwares que permiten obtener resultados garantizados.

El cálculo y dimensionamiento de conductores, protecciones, así como de tensiones de soportabilidad y requeridas para una buena coordinación de aislamiento que asegure la protección de los equipos de media tensión están soportadas por la descripción de su cálculo según las normativas, garantizando que estos valores puedan ser corroborados en el desarrollo de la ingeniería, la evidencia de formulación como de las referencias normativas garantiza que la parametrización se haga con pertinencia.

El uso de herramientas de dibujo como AutoCAD permite la visualización de cálculos anteriores, además de establecer y dar claridad del orden de las instalaciones y el reconocimiento necesario para quien haga la instalación de los circuitos y/o equipos en la ejecución del proyecto cuente con los.

La seguridad de la vida humana dentro de la subestación es primordial, por ello el uso de software especializado como CYMGrd se hace vital para obtener datos y diagramas del comportamiento de las tensiones de toque y paso que se generan en el espacio de la subestación y que estas se encuentren por debajo de los límites admisibles.

Los estudios de iluminación permiten que las tareas de visualización y/o mantenimiento se puedan hacer de forma correcta dentro del espacio de la subestación, contribuyendo a la seguridad de los operarios además de cumplir con las normativas para el monitoreo de los equipos de medida de frontera comercial.

El resumen de las especificaciones de los equipos permite establecer las cualidades mínimas que se deben garantizar para los dispositivos que pertenecen a la subestación; Los grados de protección, los acabados en las paramentas, la señalización de elementos y espacios, etc. Permiten que quien haga uso del diseño para su ejecución exija para los equipos la calidad de los mismo tanto en para el suministro, como para la instalación y puesta en servicio.

## VII, CONCLUSIONES

El documento proporciona una visión técnica del diseño de una subestación de media tensión a 34,5kV aislada en SF6. Se abordan aspectos normativos, de cálculo y de simulación, lo que demuestra un enfoque integral en el desarrollo del proyecto.

Se destaca la importancia de normas técnicas de ENEL, nacionales y globales para el diseño cuantitativo y cualitativo de los equipos y elementos de la subestación. El uso de software de simulación para estimar tensiones de paso y de contacto, así como la selección de conductores y ductos de acuerdo a las necesidades de corriente.

Se realizan cálculos detallados de corrientes de circuitos, selección de conductores y coordinación de aislamiento para sobretensiones temporales, de frente lento y de frente rápido, lo que evidencia un análisis de las condiciones eléctricas y de seguridad.

La descripción de las especificaciones técnicas y normativas que deben cumplir los equipos de la subestación, así como el análisis de los resultados en el desarrollo de la propuesta de prácticas, demuestran un enfoque técnico en el diseño.

El trabajo presenta un diseño conceptual de una subestación de media tensión, abordando aspectos técnicos, normativos y de simulación.

## VIII, RECOMENDACIONES

Para el desarrollo total del diseño de una subestación se recomienda la estructuración de la una ingeniería primaria completa, que abarque el desarrollo electromecánico de la misma para garantizar los requerimientos de quien necesite dicha ingeniería. Por ello como complemento de lo desarrollado en este documento se debe indagar en los conceptos tanto civiles como mecánicos de los espacios de instalación, el uso y regulación de la carga que va a ser instalada, además del cumplimiento de la cargabilidad que se recomienda para los equipos, como también la presentación del proyecto de conexión que se debe presentar al operador de red.

## REFERENCIAS

- [1] H MV. (s. f.). Subestaciones de alta y extra alta tensión (2.a ed.).
- [2] Leonhardt, G., Marchi, M., & Rivetti, G. (2000). ¿SF6 o vacío? ABB, 4.
- [3] «Fácil, E. (2020, April 7). Transformadores de instrumentos: ¿Qué es? (y sus ventajas),» [En línea]. Available: <https://acortar.link/VWpwko>.
- [4] Jaramillo, H., T. (1987). Transformadores de medida y protección.
- [5] Relés de Protección por Aplicación | Schneider Electric Argentina. (n.d.).
- [6] Contreras, L. C. (n.d.). ¿Cuáles son las Funciones de Protección más.
- [7] IEC 62271- 200 High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: A.C. metal- enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV..
- [8] IEEE Std 80-2013 Guide for safety in AC substation grounding.
- [9] IEC 62271- 200 High-voltage switchgear and controlgear - Part 200: A.C. metal- enclosed switchgear and controlgear for rated voltages above 1 kV and up to and including 52 kV.
- [10] «Código Eléctrico Colombiano -NTC 2050. Segunda actualización».
- [11] Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.
- [12] CTS556 Centro de transformación de 34,5 kV. Malla de puesta a tierra.
- [13] Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público - RETILAP.
- [14] Generalidades 7.4.3 Medidores utilizados por Enel Colombia.
- [15] CTS550 Centros de transformación industriales de 34,5 kV.
- [16] IEC 62271-100:2021 High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit-breakers.
- [17] ET923 Transformadores de tensión para medida 11.4, 13.2 y 34.5 Kv.
- [18] ET922 Transformadores de corriente para medida en 11.4, 13.2 y 34.5 kV (uso Interior).