${img}

**DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES PARA EL PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA DE 25 MVA DE LA FÁBRICA DE**

**${NOMBRE\_PRO}**

MEMORIA DE CÁLCULO

SELECCIÓN DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN

${codigo\_int}

Revision ${rev}



AGOSTO DE ${year}

CONTROL DEL DOCUMENTO

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Código del Documento:** | | Interno: | ${codigo\_int} | | Externo: | ${codigo\_ext} | |
| **Tipo** | | | | | | | |
| Informe |  | Memoria de Cálculo | | X | Especificación Técnica | |  |

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **RESPONSABLES** | | |
| **Nombres y Apellidos** | | **Matrícula Profesional #** |
| **Elaboró y Revisó** | ${nombre\_elab} | ${mat\_elab} |
| **Verificó y Validó** | ${nombre\_ver} | ${matricula\_ver} |
| **Aprobó** | ${nombre\_apr} | ${matricula\_apr} |

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **REVISIONES** | | | |
| **Rev.** | **Sección Modificada** | **Fecha (dd/mm/aaaa)** | **Descripción** |
| ${rev1} | - | ${date1} | ${descripción1} |
| ${rev2} | - | ${date2} | ${descripción2} |
| ${rev3} | - | ${date3} | ${descripción3} |
| ${rev4} | - | ${date4} | ${descripción4} |
| ${rev5} | - | ${date5} | ${descripción5} |

|  |  |
| --- | --- |
| **DISTRIBUCIÓN** | |
| **Dependencia** | **Copias** |
| **${NOMBRE\_EMP}** | 1 |
| **GERS**, Centro de Documentación | 1 |

CONTENIDO

*Pág.*

[INTRODUCCIÓN 5](#_Toc491352255)

[1. OBJETIVO 5](#_Toc491352256)

[2. ALCANCE 5](#_Toc491352257)

[3. CÓDIGOS Y NORMAS APLICABLES 6](#_Toc491352258)

[4. CÁLCULO ELÉCTRICO DEL CONDUCTOR 6](#_Toc491352259)

[4.1 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR POR CAPACIDAD DE CORRIENTE 7](#_Toc491352260)

[4.2 VERIFICACIÓN POR CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO 9](#_Toc491352261)

[4.3 VERIFICACIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN EN SERVICIO (REGULACIÓN) 11](#_Toc491352262)

[5. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CONDUCTOR 15](#_Toc491352263)

[5.1 PÉRDIDAS EN EL CONDUCTOR 15](#_Toc491352264)

[5.2 SELECCIÓN ECONÓMICA DEL CONDUCTOR 16](#_Toc491352265)

[5.2.1 Costo económico de conductores – Tramo 1 17](#_Toc491352266)

[5.2.2 Costo económico de conductores – Tramo 2 18](#_Toc491352267)

[5.2.3 Costo económico de conductores – Tramo 3 20](#_Toc491352268)

[5.2.4 Costo económico de conductores – Tramo 4 21](#_Toc491352269)

[6. CONCLUSIONES 23](#_Toc491352270)

**LISTA DE TABLAS**

*Pág.*

[Tabla 1. Normatividad de referencia. 6](#_Toc491352271)

[Tabla 2. Selección del conductor por capacidad de corriente. 8](#_Toc491352272)

[Tabla 3. Máxima capacidad de corriente de cortocircuito para cada calibre de conductor. 9](#_Toc491352273)

[Tabla 4. Verificación por corriente de cortocircuito. 10](#_Toc491352274)

[Tabla 5. Longitudes de los trayectos en cable aislado. 11](#_Toc491352275)

[Tabla 6. Cálculo de la inductancia. 12](#_Toc491352276)

[Tabla 7. Verificación por regulación. 14](#_Toc491352277)

[Tabla 8. Cálculo de pérdida de potencia en el conductor. 16](#_Toc491352278)

[Tabla 9. Parámetros de entrada para cálculo económico del conductor en Tramo 1. 17](#_Toc491352279)

[Tabla 10. Análisis económico del conductor – Tramo 1. 18](#_Toc491352280)

[Tabla 11. Parámetros de entrada para cálculo económico del conductor en Tramo 2. 18](#_Toc491352281)

[Tabla 12. Análisis económico del conductor – Tramo 2. 19](#_Toc491352282)

[Tabla 13. Parámetros de entrada para cálculo económico del conductor en Tramo 3. 20](#_Toc491352283)

[Tabla 14. Análisis económico del conductor – Tramo 3. 20](#_Toc491352284)

[Tabla 15. Parámetros de entrada para cálculo económico del conductor en Tramo 4. 21](#_Toc491352285)

[Tabla 16. Estimación costos ducto de barras - 3000 A. 22](#_Toc491352286)

[Tabla 17. Análisis económico del conductor – Tramo 4. 22](#_Toc491352287)

# INTRODUCCIÓN

${introduccion}

# OBJETIVO

Presentar la metodología empleada en el dimensionamiento y selección de los conductores aislados en media tensión a instalarse en las dos nuevas subestaciones a construir en **${NOMBRE\_EMP}** específicamente en los niveles de tensión de 34.5 kV, 13.2 kV y 4.16 kV, considerando los siguientes aspectos:

* Cálculo eléctrico

Considera la capacidad de conducción de corriente del conductor, el método de instalación, la verificación de por soporte de corriente de cortocircuito y la caída de tensión en servicio (regulación).

* Análisis económico del conductor

Considera el costo del conductor, las pérdidas en el conductor y el costo de la energía.

# ALCANCE

El alcance de este documento comprende el cálculo y selección de los conductores aislados en media tensión a instalar en los niveles de 34.5 kV, 13.2 kV y 4.16 kV, asociados a los siguientes tramos de interconexión:

* **Tramo 1:** Tramo en cable aislado en el nivel de tensión de 34.5 kV, comprendido entre la derivación desde la red aérea y los bornes de alta tensión del Transformador de Exportación de 20/25 MVA – 34.5/13.2 kV (pasando previamente).
* **Tramo 2:** Tramo en cable aislado en el nivel de tensión de 13.2 kV comprendido entre los bornes de baja tensión del Transformador de Exportación de 20/25 MVA – 34.5/13.2 kV y las celdas de media tensión en 13.2 kV localizadas en el cuarto de celdas de la planta eléctrica (pasando previamente por la celda de interruptor en 13.2kV ubicada en el cuarto de celdas de la Subestación de Exportación).
* **Tramo 3:** Tramo en cable aislado en el nivel de tensión de 13.2 kV comprendido entre las celdas de media tensión en 13.2 kV y los bornes de alta tensión del Transformador de Enlace de 15 MVA – 13.2/4.16 kV localizado en el primer nivel de la planta eléctrica.
* **Tramo 4:** Tramo en cable aislado en el nivel de tensión de 4.16 kV comprendido entre los bornes de baja tensión del Transformador de Enlace de 15 MVA – 13.2/4.16 kV localizado en el primer nivel de la planta eléctrica y las celdas de media tensión en 4.16 kV localizadas en el cuarto de celdas de la planta eléctrica.

# CÓDIGOS Y NORMAS APLICABLES

A continuación se indican las normas utilizadas como referencia para la elaboración del presente documento:

Tabla 1. Normatividad de referencia.

| **Ítem** | **Norma** | **Descripción** |
| --- | --- | --- |
| 1 | RETIE | Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (2013) |
| 2 | NTC 2050 | Código Eléctrico Colombiano (1998) |
| 3 | NFPA 70 - NEC | National Electric Code (2017) |
| 4 | IEEE STD 141 | IEEE Recommended Practice For Electric Power Distribution For Industrial Plants (1993) |
| 5 | IEEE STD 399 | IEEE Recommended Practice For Industrial And Commercial Power Systems Analysis (1997) |

# CÁLCULO ELÉCTRICO DEL CONDUCTOR

En esta sección se presenta la metodología empleada en el cálculo eléctrico de los conductores de media tensión, dentro de lo que se incluye el cálculo por capacidad de corriente y las verificaciones por corriente de cortocircuito y regulación de tensión.

## SELECCIÓN DEL CONDUCTOR POR CAPACIDAD DE CORRIENTE

La selección del conductor por capacidad de corriente se realiza considerando inicialmente la corriente nominal máxima que el conductor deberá transportar en condiciones normales de operación, para efectos de diseño, está corriente se determina considerando la potencia máxima a transmitir. Para cargas trifásicas, esta corriente está dada por las siguientes ecuaciones:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (1) |
|  |  |
|  | (2) |

Donde,

VA: Potencia Aparente max. [kVA]

W: Potencia Activa max. [kW]

VLL: Tensión Línea-Línea [kV]

fp: Factor de Potencia.

**Factor de carga**

De acuerdo a la NTC 2050 sección 220-10.b) la capacidad de corriente de los conductores no debe ser menor al 125% de la carga total continua más el 100% de la no continua.

En este sentido la capacidad del conductor a seleccionar deberá ser igual o mayor a la corriente asignada al mismo, correspondiente a la resultante de aplicar un factor de carga (fc) de 1.25 sobre la corriente nominal máxima.

**Calibre mínimo**

En conformidad con la Tabla 310-5 de la NTC 2050 y considerando los niveles de tensión en los que operarán los conductores, estos no podrán ser de un calibre menor a los que se indican a continuación:

Conductor en 4.16 kV 8 AWG

Conductor en 13.2 kV 2 AWG

Conductor en 34.5 kV 1/0 AWG

**Capacidad de conducción**

La capacidad de conducción de corriente tomada como referencia para los conductores en niveles de tensión superiores a los 2000 V son las indicadas en las tablas 310.67 a 310.86 de la NTC 2050.

Dado que el método de instalación en todos los tramos será mediante bandeja portacable con tapa o en su defecto en cárcamo (para lo cual se asumirán de manera conservativa las capacidades de los conductores asociadas a la instalación de los mismos en bandeja portacable con tapa), de acuerdo con la sección 318-13.b)1) de la NTC 2050, la capacidad de corriente de los conductores se limita al 70% de la capacidad indicada en la Tabla 310-69 de la misma norma.

En la Tabla 2 se presentan las posibles formaciones de conductores para cada uno de los tramos evaluados, considerando los aspectos mencionados anteriormente.

Tabla 2. Selección del conductor por capacidad de corriente.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Tramo** | **Potencia máxima**  **[kVA]** | **Nivel de Tensión**  **[kV]** | **Corriente nominal máxima**  **[A]** | **Corriente asignada**  (In x fc)  **[A]** | **Posibles formaciones de conductores** |
| Tramo 1 | 25000 | 34.5 | 418.37 | 522.96 | 3C x 3F #1/0 AWG XLPE 35 kV – Aislamiento 100% |
| 3C x 3F #2/0 AWG XLPE 35 kV – Aislamiento 100% |
| 2C x 3F #4/0 AWG XLPE 35 kV – Aislamiento 100% |
| Tramo 2 | 25000 | 13.2 | 1093.47 | 1366.84 | 5C x 3F #250 kcmil XLPE 15 kV – Aislamiento 100% |
| 4C x 3F #350 kcmil XLPE 15 kV – Aislamiento 100% |
| 3C x 3F #500 kcmil XLPE 15 kV – Aislamiento 100% |
| Tramo 3 | 15000 | 13.2 | 656.08 | 820.10 | 3C x 3F #4/0 AWG XLPE 15 kV – Aislamiento 100% |
| 3C x 3F #250 kcmil XLPE 15 kV – Aislamiento 100% |
| 2C x 3F #500 kcmil XLPE 15 kV – Aislamiento 100% |
| Tramo 4 | 15000 | 4.16 | 1366.83 | 1571.85 | 7C x 3F #350 kcmil XLPE 5 kV – Aislamiento 100% |
| 6C x 3F #500 kcmil XLPE 5 kV – Aislamiento 100% |
| Ductos de barras, 3000 A (\*) |

\* Dada la capacidad de corriente asignada, la cantidad de conductores de fase requeridos para cumplir con esta capacidad de corriente, y considerando los aspectos de tendido e instalación de estos conductores, se plantea evaluar la opción de ductos de barras con capacidad estándar de 3000 A.

## VERIFICACIÓN POR CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Este criterio verifica la capacidad térmica del conductor ante un cortocircuito trifásico. Con el fin de obtener la máxima corriente de cortocircuito que pude soportar térmicamente el conductor, se utiliza la siguiente ecuación tomada de la IEEE Std 141, parágrafo 5.6.2:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (3) |

De esta ecuación se despeja la Isc, la cual representa la máxima corriente de cortocircuito que puede soportar térmicamente un conductor:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (4) |

Donde,

Isc: Máxima capacidad de corriente de corto circuito [A]

A: Área de la sección del conductor [mm2].

k: Para cobre equivale a 341 y para aluminio equivale a 224.

λ: Es la temperatura de resistencia cero. 234°C para cobre y 228°C para aluminio.

t: Tiempo de duración de la falla.

T1: Temperatura de operación del conductor (De forma conservativa tomada igual al límite térmico del aislamiento).

T2: Temperatura máxima permisible en estado de falla (normalmente 250 °C).

En caso en que el conductor seleccionado no cumpla con el requerimiento de soporte de corriente de cortocircuito debe seleccionarse un conductor de mayor calibre y verificar nuevamente.

A continuación se presenta el cálculo de la máxima capacidad de corriente de cortocircuito para los diferentes calibres de los conductores presentes en las opciones de formaciones planteadas en la Tabla 2. En todos los casos se consideran conductores de cobre y un tiempo conservativo de despeje de falla de 0.5 s.

Tabla 3. Máxima capacidad de corriente de cortocircuito para cada calibre de conductor.

| **Calibre** | **Área de la sección**  **[mm2]** | **Máxima Isc**  **[kA]** |
| --- | --- | --- |
| 1/0 AWG | 53.50 | 10.77 |
| 2/0 AWG | 67.44 | 13.58 |
| 4/0 AWG | 107.21 | 23.04 |
| 250 kcmil | 126.67 | 27.76 |
| 350 kcmil | 177.34 | 35.70 |
| 500 kcmil | 253.35 | 51.01 |
| Ducto de barras  (dimensiones estándar para 3000 A = 0.5” x 8”) | 2580.64 | 519.57 |

De acuerdo a los resultados presentados en el estudio de cortocircuito (Documento: R7-33\_FC\_CC\_ING\_CASTILLA – “Estudios de Flujo de Carga y Cortocircuito para el Sistema Eléctrico del Ingenio Riopaila Castilla – Planta Castilla, Considerando el Proyecto de Cogeneración”), los máximos valores de corriente de cortocircuito que se presentan en los tramos bajo alcance, considerando los diferentes escenarios evaluados para la alternativa seleccionada (Alternativa 1), corresponden a: **2.6 kA** para el Tramo 1 (en 34.5 kV), **12.2 kA** para el Tramo 2 y Tramo 3 (en 13.2 kV) y **31.2 kA** para el Tramo 4 (en 4.16 kV). En la Tabla 4 se presenta la verificación por corriente de cortocircuito para cada una de las posibles formaciones de conductores planteadas en cada uno de los tramos bajo alcance.

Tabla 4. Verificación por corriente de cortocircuito.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Tramo** | **Nivel de Tensión**  **[kV]** | **Posibles formaciones de conductores** | **Máxima Isc proyectada**  **[kA]** | **Máxima Isc**  (calculada para 1 Cond)  **[kA]** | **Criterio** |
| Tramo 1 | 34.5 | 3C x 3F #1/0 AWG XLPE 35 kV | 2.6 | 10.77 | Cumple |
| 3C x 3F #2/0 AWG XLPE 35 kV | 13.58 | Cumple |
| 2C x 3F #4/0 AWG XLPE 35 kV | 23.04 | Cumple |
| Tramo 2 | 13.2 | 5C x 3F #250 kcmil XLPE 15 kV | 12.2 | 27.76 | Cumple |
| 4C x 3F #350 kcmil XLPE 15 kV | 35.7 | Cumple |
| 3C x 3F #500 kcmil XLPE 15 kV | 51.01 | Cumple |
| Tramo 3 | 13.2 | 3C x 3F #4/0 AWG XLPE 15 kV | 12.2 | 23.04 | Cumple |
| 3C x 3F #250 kcmil XLPE 15 kV | 27.76 | Cumple |
| 2C x 3F #500 kcmil XLPE 15 kV | 51.01 | Cumple |
| Tramo 4 | 4.16 | 7C x 3F #350 kcmil XLPE 5 kV | 31.2 | 35.7 | Cumple |
| 6C x 3F #500 kcmil XLPE 5 kV | 51.01 | Cumple |
| Ductos de barras, 3000 A (dimensiones estándar barras de 3000 A = 0.5” x 8”) | 519.57 | Cumple |

## VERIFICACIÓN POR CAÍDA DE TENSIÓN EN SERVICIO (REGULACIÓN)

El calibre de los conductores de los alimentadores es seleccionado de tal forma que la caída de tensión no supere el 3%, en conformidad con el RETIE y de acuerdo a lo indicado en la sección 215-2.b) de la NTC 2050. Para evaluar la caída de tensión en un sistema trifásico se emplean las siguientes ecuaciones:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (5) |
|  | (6) |

Donde,

3Ph Vdrop : Caída de tensión trifásica.

%3Ph Vdrop : Porcentaje de caída de tensión trifásica (Regulación).

Inom : Corriente nominal en amperios.

l : Longitud del cable en km.

R : Resistencia del cable en Ω/km.

X : Reactancia del cable Ω/km.

VLL\_NOM : Tensión línea-línea en voltios.

: Factor de potencia (se asume un valor conservativo de fp=0.8)

La longitud aproximada de cada uno de los trayectos de los conductores aislados de media tensión en cada tramo, es la que se indica en la Tabla 5, en conformidad con la disposición física de los equipos y la ruta de cableado presentada en los planos:

* PG-R7-38-0201-00-GM - DISPOSICIÓN FÍSICA DE TABLEROS CUARTO DE CONTROL PLANTA ELÉCTRICA
* PG-R7-38-0200-01-GM - DISPOSICIÓN FÍSICA DE EQUIPOS S/E ENLACE
* PG-R7-38-0200-02-GM - DISPOSICIÓN FÍSICA DE EQUIPOS S/E EXPORTACIÓN
* PG-R7-38-1510-00-DC - PLANO DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN MEDIA TENSIÓN

Tabla 5. Longitudes de los trayectos en cable aislado.

|  |  |
| --- | --- |
| **Tramo** | **Longitud aproximada**  **[m]** |
| Tramo 1 | 50 |
| Tramo 2 | 205 |
| Tramo 3 | 30 |
| Tramo 4 | 25 |

Los valores de resistencia del conductor son tomados de datos de catálogos de fabricantes.

Cuando la temperatura de operación de los conductores difiera a la temperatura a la cual está referida la resistencia del conductor es necesario realizar una corrección por temperatura de acuerdo a la nota 2 de la Tabla 8 del Capítulo 9 de la NTC 2050, utilizando la siguiente ecuación:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (7) |

Donde,

T1: Temperatura de Referencia (Según el fabricante)

R1: Resistencia del conductor a la temperatura T1

T2: Temperatura de operación

α: 0,00323 para cobre y 0,00330 para aluminio.

El valor de reactancia es calculada con la siguiente fórmula:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (8) |

Donde f es la frecuencia del sistema a la cual van a operar los conductores y L es la inductancia, la cual se calcula de acuerdo a la disposición que tenga el tendido de los conductores, tal como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 6. Cálculo de la inductancia.

| **Formación** | **Representación** | **Ecuación** |
| --- | --- | --- |
| Triangular Equidistante |  |  |
| Plana |  |  |

En la tabla anterior, S es la distancia entre las fases (A, B y C) y RMG es el radio medio geométrico el cual está afectado directamente por su fabricación y depende del radio del conductor y una constante k que es función del número de hilos como se indica a continuación:

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| r: radio del conductor desnudo  k: constante en función del número de hilos | |  |  | | --- | --- | | **No. Hilos** | **k** | | 7 | 0,726 | | 19 | 0,757 | | 37 | 0,768 | | 61 | 0,772 | | 91 | 0,774 | | 127 | 0,775 | |

En caso en que el conductor seleccionado no cumpla con el requerimiento de regulación (menor al 3%) debe seleccionarse un conductor de mayor calibre y verificar nuevamente.

En la Tabla 7 se presentan los resultados de la verificación por regulación de tensión para cada una de las formaciones de conductores planteadas en los diferentes tramos bajo alcance. En todos los casos las formaciones planteadas cumplen el requerimiento de regulación (<3%).

De acuerdo a la evaluación eléctrica presentada en esta sección, se verifica que todas las formaciones de conductores propuestas en cada uno de los tramos cumplen los requerimientos técnicos de capacidad de conducción de corriente, capacidad de soporte de corrientes de falla y regulación de tensión en servicio. En la próxima sección se este documento se procede a hacer la evaluación económica de las formaciones propuestas y la selección final del conductor a implementar en cada tramos.

Tabla 7. Verificación por regulación.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Tramo** | **Nivel de Tensión** | **Corriente Nominal** | **Longitud del tramo** | **Posibles formaciones de conductores** | **Reactancia XL** | **Resistencia ac (@90°C)** | **Cos Ø = fp**  **(factor de potencia)** | **Sen Ø** | **%Reg**  **Regulación** | **Criterio** |
| **[kV]** | **[A]** | **[km]** | **[Ω/km]** | **[Ω/km]** | **(<=3% Cumple)** |
| Tramo 1 | 34.5 | 418.37 | 0.050 | 3C x 3F #1/0 AWG XLPE 35 kV | 0.178 | 0.4195 | 0.8 | 0.6 | 0.015% | Cumple |
| 3C x 3F #2/0 AWG XLPE 35 kV | 0.171 | 0.3331 | 0.8 | 0.6 | 0.013% | Cumple |
| 2C x 3F #4/0 AWG XLPE 35 kV | 0.159 | 0.2103 | 0.8 | 0.6 | 0.014% | Cumple |
| Tramo 2 | 13.2 | 1093.47 | 0.205 | 5C x 3F #250 kcmil XLPE 15 kV | 0.133 | 0.1651 | 0.8 | 0.6 | 0.125% | Cumple |
| 4C x 3F #350 kcmil XLPE 15 kV | 0.128 | 0.1191 | 0.8 | 0.6 | 0.127% | Cumple |
| 3C x 3F #500 kcmil XLPE 15 kV | 0.121 | 0.0853 | 0.8 | 0.6 | 0.138% | Cumple |
| Tramo 3 | 13.2 | 656.08 | 0.030 | 3C x 3F #4/0 AWG XLPE 15 kV | 0.159 | 0.2103 | 0.8 | 0.6 | 0.022% | Cumple |
| 3C x 3F #250 kcmil XLPE 15 kV | 0.133 | 0.1651 | 0.8 | 0.6 | 0.018% | Cumple |
| 2C x 3F #500 kcmil XLPE 15 kV | 0.121 | 0.0853 | 0.8 | 0.6 | 0.018% | Cumple |
| Tramo 4 | 4.16 | 2081.79 | 0.025 | 7C x 3F #350 kcmil XLPE 5 kV | 0.128 | 0.1191 | 0.8 | 0.6 | 0.053% | Cumple |
| 6C x 3F #500 kcmil XLPE 5 kV | 0.121 | 0.0853 | 0.8 | 0.6 | 0.051% | Cumple |
| Ductos de barras, 3000 A (dimensiones estándar para barras de cobre de 3000 A = 0.5” x 8”) | 0.0095 | 0.0008 | 0.8 | 0.6 | 0.014% | Cumple |

# ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CONDUCTOR

El análisis económico del conductor se realiza considerando los aspectos asociados al costo del conductor, las pérdidas en el conductor y el costo económico de las mismas, proyectado en un periodo de tiempo definido.

La evaluación se realiza considerando precios de proveedores de conductores aislados en media tensión y ductos de barras, así como el costo actual de la energía para los diferentes niveles de tensión que aplique y un periodo de evaluación de costos por pérdidas de energía de 10 años.

## PÉRDIDAS EN EL CONDUCTOR

La pérdida de potencia en un conductor está asociado al efecto joule causado por la resistencia del conductor. La pérdida de potencia en un circuito trifásico se puede calcular mediante la siguiente expresión:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (9) |

Con:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (10) |

|  |  |
| --- | --- |
|  | (11) |

Donde,

Pp : Pérdida de potencia (kW)

R : Resistencia del conductor por kilómetro (Ω/km)

L : Longitud del trayecto del circuito (km)

I : Intensidad de corriente por el circuito (A)

P : Potencia activa trifásica transportada por el circuito (kW)

S : Potencia aparente trifásica transportada por el circuito (kVA)

U : Nivel de tensión fase-fase

: Factor de potencia de la carga

Cuando el circuito cuenta con más de un (1) conductor por fase, el cálculo de la pérdida de potencia total considera la cantidad de conductores por fase, la corriente que circulará por cada conductor y las pérdidas de potencia en cada uno de ellos.

Para efectos del análisis económico se considerará en todos los casos las pérdidas de potencia asociadas a la máxima carga del sistema (100% corriente nominal). En la siguiente tabla se presentan los resultados del cálculo de pérdida de potencia para las diferentes formaciones de conductores propuestos en cada uno de los tramos bajo alcance.

Tabla 8. Cálculo de pérdida de potencia en el conductor.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Tramo** | **Nivel de Tensión** | **Corriente Nominal** | **Longitud del tramo** | **Posibles formaciones de conductores** | **Resistencia del conductor** | **Pérdida de Potencia** |
| **[kV]** | **[A]** | **[km]** | **[Ω/km]** | **[kW]** |
| Tramo 1 | 34.5 | 418.37 | 0.050 | 3C x 3F #1/0 AWG XLPE 35 kV | 0.4195 | 3.671 |
| 3C x 3F #2/0 AWG XLPE 35 kV | 0.3331 | 2.915 |
| 2C x 3F #4/0 AWG XLPE 35 kV | 0.2103 | 2.761 |
| Tramo 2 | 13.2 | 1093.47 | 0.205 | 5C x 3F #250 kcmil XLPE 15 kV | 0.1651 | 24.281 |
| 4C x 3F #350 kcmil XLPE 15 kV | 0.1191 | 21.895 |
| 3C x 3F #500 kcmil XLPE 15 kV | 0.0853 | 20.908 |
| Tramo 3 | 13.2 | 656.08 | 0.030 | 3C x 3F #4/0 AWG XLPE 15 kV | 0.2103 | 2.716 |
| 3C x 3F #250 kcmil XLPE 15 kV | 0.1651 | 2.132 |
| 2C x 3F #500 kcmil XLPE 15 kV | 0.0853 | 1.652 |
| Tramo 4 | 4.16 | 2081.79 | 0.025 | 7C x 3F #350 kcmil XLPE 5 kV | 0.1191 | 5.530 |
| 6C x 3F #500 kcmil XLPE 5 kV | 0.0853 | 4.621 |
| Ductos de barras, 3000 A (dimensiones estándar para barras de cobre de 3000 A = 0.5” x 8”) | 0.0008 | 0.260 |

## SELECCIÓN ECONÓMICA DEL CONDUCTOR

Para la selección económica del conductor se considerarán las variables asociadas al costo del conductor (según información de proveedores), la longitud total requerida, las pérdidas totales de potencia en kW en cada una de las formaciones propuestas en los diferentes tramos (calculadas en la sección anterior), las pérdidas de energía en kWh/año, el costo de la energía según niveles de tensión CREG y precio actual (según tarifas EPSA), un porcentaje de aumento anual en el costo de la energía, costo estimado de instalación del conductor entre otros.

El costo total de los conductores se estima mediante la siguiente formulación:

|  |  |
| --- | --- |
|  | (12) |

Donde,

.

CI : Costo de instalación del conductor (Incluye costo de conductor en su longitud total requerida y el costo de la instalación del mismo)

CJ : Costo operativo equivales (considera los costos asociados a las pérdidas de energía en el periodo de tiempo evaluado).

A continuación se presenta el cálculo del costo económico asociado a cada una de las formaciones propuestas en los 4 tramos bajo alcance.

### Costo económico de conductores – Tramo 1

En la Tabla 9 se presentan los parámetros de entrada considerados en el análisis económico de los conductores para el Tramo 1.

Tabla 9. Parámetros de entrada para cálculo económico del conductor en Tramo 1.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Parámetro** | **Unidad** | **Valor** |
| Potencia | MVA | 25 |
| Tensión | kV | 34.5 |
| Corriente | A | 418.4 |
| Longitud del Trayecto | km | 0.05 |
| Costo de la energía  (Precio del mes de Julio/2017 - Nivel 3 - EPSA) | Pesos/kWh | 350 |
| Número de horas de operación diaria | horas | 24 |
| Número de días de operación al año | días | 365 |
| Aumento anual en el costo de la energía | % | 3 |
| Tasa de descuento | % | 7 |
| Periodo de evaluación de los costos por pérdidas en el conductor | años | 10 |

En la siguiente tabla desarrolla el análisis económico para cada una de las formaciones de conductores propuestos para este tramo. La potencia de pérdidas en el conductor corresponde a la calculada en la sección anterior.

Tabla 10. Análisis económico del conductor – Tramo 1.

| **Número de conductores por fase** | **3** | **3** | **2** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Calibre** | **#1/0 AWG XLPE 35 kV - 100%** | **#2/0 AWG XLPE 35 kV - 100%** | **#4/0 AWG XLPE 35 kV - 100%** |
|
| Pérdida de potencia en el circuito (kW) | 3,671 | 2,915 | 2,761 |
| Pérdida de energía en kWh/año | 32157,96 | 25535,4 | 24186,36 |
| Costo de las pérdidas en el primer año (Pesos) | $ 11.255.286 | $ 8.937.390 | $ 8.465.226 |
| **CJ:** Valor presente del costo económico de las pérdidas durante el periodo de evaluación (Pesos) | $ 89.147.791 | $ 70.788.834 | $ 67.049.047 |
| Longitud total de conductor requerida (m) | 450 | 450 | 300 |
| Costo del conductor (Pesos/m) – Sin IVA- | $ 39.450 | $ 54.510 | $ 61.590 |
| Costo total suministro conductor (Pesos) | $ 17.752.500 | $ 24.529.500 | $ 18.477.000 |
| Costo de instalación del conductor (Pesos/m) | $ 9.863 | $ 13.628 | $ 15.398 |
| Costo total instalación Conductor (Pesos) | $ 4.438.125 | $ 6.132.375 | $ 4.619.250 |
| **CI:** Costo total del conductor (Pesos) | $ 22.190.625 | $ 30.661.875 | $ 23.096.250 |
| **COSTO DE SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL CONDUCTOR + COSTO DE PÉRDIDAS EN VP** | **$ 111.338.416** | **$ 101.450.709** | **$ 90.145.297** |

De acuerdo a los resultados presentados en la tabla anterior, se selecciona como conductor de fase el conductor #4/0 AWG XLPE – 35 kV – 100%, en configuración de dos (2) conductores por fase, el cual cumple con los requerimientos técnicos exigidos y adicionalmente es el conductor que representa el menor costo total considerando los costos de suministro e instalación y el costo de las pérdidas de energía asociadas a cada conductor.

### Costo económico de conductores – Tramo 2

En la Tabla 11 se presentan los parámetros de entrada considerados en el análisis económico de los conductores para el Tramo 2.

Tabla 11. Parámetros de entrada para cálculo económico del conductor en Tramo 2.

| **Parámetro** | **Unidad** | **Valor** |
| --- | --- | --- |
| Potencia | MVA | 25 |
| Tensión | kV | 13.2 |
| Corriente | A | 1093.5 |
| Longitud del Trayecto | km | 0.205 |
| Costo de la energía  (Precio del mes de Julio/2017 - Nivel 3 - EPSA) | Pesos/kWh | 390 |
| Número de horas de operación diaria | horas | 24 |
| Número de días de operación al año | días | 365 |
| Aumento anual en el costo de la energía | % | 3 |
| Tasa de descuento | % | 7 |
| Periodo de evaluación de los costos por pérdidas en el conductor | años | 10 |

En la siguiente tabla desarrolla el análisis económico para cada una de las formaciones de conductores propuestos para este tramo. La potencia de pérdidas en el conductor corresponde a la calculada en la sección anterior.

Tabla 12. Análisis económico del conductor – Tramo 2.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Número de conductores por fase** | **5** | **4** | **3** |
| **Calibre** | **#250 kcmil XLPE 15 kV - 100%** | **#350 kcmil XLPE 15 kV - 100%** | **#500 kcmil XLPE 15 kV - 100%** |
|
| Pérdida de potencia en el circuito (kW) | 24,281 | 21,895 | 20,908 |
| Pérdida de energía en kWh/año | 212701,56 | 191800,2 | 183154,08 |
| Costo de las pérdidas en el primer año (Pesos) | $ 82.953.608 | $ 74.802.078 | $ 71.430.091 |
| **CJ:** Valor presente del costo económico de las pérdidas durante el periodo de evaluación (Pesos) | $ 657.036.253 | $ 592.471.841 | $ 565.763.930 |
| Longitud total de conductor requerida (m) | 3.075 | 2.460 | 1.845 |
| Costo del conductor (Pesos/m) – Sin IVA- | $ 57.630 | $ 72.690 | $ 93.450 |
| Costo total suministro conductor (Pesos) | $ 177.212.250 | $ 178.817.400 | $ 172.415.250 |
| Costo de instalación del conductor (Pesos/m) | $ 14.408 | $ 18.173 | $ 23.363 |
| Costo total instalación Conductor (Pesos) | $ 44.303.063 | $ 44.704.350 | $ 43.103.813 |
| **CI:** Costo total del conductor (Pesos) | $ 221.515.313 | $ 223.521.750 | $ 215.519.063 |
| **COSTO DE SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL CONDUCTOR + COSTO DE PÉRDIDAS EN VP** | **$ 878.551.566** | **$ 815.993.591** | **$ 781.282.993** |

De acuerdo a los resultados presentados en la tabla anterior, se selecciona como conductor de fase el conductor #500 kcmil XLPE – 15 kV – 100%, en configuración de tres (3) conductores por fase, el cual cumple con los requerimientos técnicos exigidos y adicionalmente es el conductor que representa el menor costo total considerando los costos de suministro e instalación y el costo de las pérdidas de energía asociadas a cada conductor.

### Costo económico de conductores – Tramo 3

En la Tabla 13 se presentan los parámetros de entrada considerados en el análisis económico de los conductores para el Tramo 3.

Tabla 13. Parámetros de entrada para cálculo económico del conductor en Tramo 3.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Parámetro** | **Unidad** | **Valor** |
| Potencia | MVA | 15 |
| Tensión | kV | 13.2 |
| Corriente | A | 656.1 |
| Longitud del Trayecto | km | 0.03 |
| Costo de la energía  (Precio del mes de Julio/2017 - Nivel 2 - EPSA) | Pesos/kWh | 390 |
| Número de horas de operación diaria | horas | 24 |
| Número de días de operación al año | días | 365 |
| Aumento anual en el costo de la energía | % | 3 |
| Tasa de descuento | % | 7 |
| Periodo de evaluación de los costos por pérdidas en el conductor | años | 10 |

En la siguiente tabla desarrolla el análisis económico para cada una de las formaciones de conductores propuestos para este tramo. La potencia de pérdidas en el conductor corresponde a la calculada en la sección anterior.

Tabla 14. Análisis económico del conductor – Tramo 3.

| **Número de conductores por fase** | **3** | **3** | **2** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Calibre** | **#4/0 AWG XLPE 15 kV - 100%** | **#250 kcmil XLPE 15 kV - 100%** | **#500 kcmil XLPE 15 kV - 100%** |
|
| Pérdida de potencia en el circuito (kW) | 2,716 | 2,132 | 1,652 |
| Pérdida de energía en kWh/año | 23792,16 | 18676,32 | 14471,52 |
| Costo de las pérdidas en el primer año (Pesos) | $ 9.278.942 | $ 7.283.765 | $ 5.643.893 |
| **CJ:** Valor presente del costo económico de las pérdidas durante el periodo de evaluación (Pesos) | $ 73.494.109 | $ 57.691.252 | $ 44.702.602 |
| Longitud total de conductor requerida (m) | 270 | 270 | 180 |
| Costo del conductor (Pesos/m) – Sin IVA- | $ 53.130 | $ 57.630 | $ 93.450 |
| Costo total suministro conductor (Pesos) | $ 14.345.100 | $ 15.560.100 | $ 16.821.000 |
| Costo de instalación del conductor (Pesos/m) | $ 13.283 | $ 14.408 | $ 23.363 |
| Costo total instalación Conductor (Pesos) | $ 3.586.275 | $ 3.890.025 | $ 4.205.250 |
| **CI:** Costo total del conductor (Pesos) | $ 17.931.375 | $ 19.450.125 | $ 21.026.250 |
| **COSTO DE SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL CONDUCTOR + COSTO DE PÉRDIDAS EN VP** | **$ 91.425.484** | **$ 77.141.377** | **$ 65.728.852** |

De acuerdo a los resultados presentados en la tabla anterior, se selecciona como conductor de fase el conductor #500 kcmil XLPE – 15 kV – 100%, en configuración de dos (2) conductores por fase, el cual cumple con los requerimientos técnicos exigidos y adicionalmente es el conductor que representa el menor costo total considerando los costos de suministro e instalación y el costo de las pérdidas de energía asociadas a cada conductor.

### Costo económico de conductores – Tramo 4

En la Tabla 15 se presentan los parámetros de entrada considerados en el análisis económico de los conductores para el Tramo 4.

Tabla 15. Parámetros de entrada para cálculo económico del conductor en Tramo 4.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Parámetro** | **Unidad** | **Valor** |
| Potencia | MVA | 15 |
| Tensión | kV | 13.2 |
| Corriente | A | 2081.8 |
| Longitud del Trayecto | km | 0.025 |
| Costo de la energía  (Precio del mes de Julio/2017 - Nivel 3 - EPSA) | Pesos/kWh | 390 |
| Número de horas de operación diaria | horas | 24 |
| Número de días de operación al año | días | 365 |
| Aumento anual en el costo de la energía | % | 3 |
| Tasa de descuento | % | 7 |
| Periodo de evaluación de los costos por pérdidas en el conductor | años | 10 |

Para efectos de una estimación preliminar del costo de suministro del ducto de barras, se considerarán las cantidades y los costos que se indican en la Tabla 16, en conformidad con la ruta planteada para los conductores y precios suministrados por proveedores.

Tabla 16. Estimación costos ducto de barras - 3000 A.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Descripción** | **Unidad** | **Cantidad** | **Valor unitario USD** | **Valor total USD** | **Valor Total COP** |
| Ducto de Barras Tipo interior de 3000A en aluminio fase no segregada, Encerramiento en Aluminio, 3 Fases, 3Hilos, 50kA, 5kV. | ml | 15 | USD 4.858,3 | USD 72.875,1 | $ 218.625.300 |
| Termostato | und | 1 | USD 920,8 | USD 920,8 | $ 2.762.430 |
| Calentador de espacio | und | 2 | USD 63,8 | USD 127,7 | $ 382.980 |
| Curva horizontal/vertical de 3000A 5kV. | und | 4 | USD 2.005,6 | USD 8.022,5 | $ 24.067.440 |
| Flange para Switchgear 3000A 5kV. | und | 1 | USD 3.984,8 | USD 3.984,8 | $ 11.954.340 |
| Garganta para transformador 3000A 5kV, Incluye trenzas flexibles | und | 1 | USD 4.228,8 | USD 4.228,8 | $ 12.686.490 |
| Barra de vapor | und | 1 | USD 2.094,1 | USD 2.094,1 | $ 6.282.390 |
| **TOTAL** | | | | **USD 92.253,8** | **$ 276.761.370** |

En la siguiente tabla desarrolla el análisis económico para cada una de las formaciones de conductores propuestos para este tramo. La potencia de pérdidas en el conductor corresponde a la calculada en la sección anterior.

Tabla 17. Análisis económico del conductor – Tramo 4.

| **Número de conductores por fase** | **7** | **6** | **1** |
| --- | --- | --- | --- |
| **Calibre** | **#350 kcmil XLPE 15 kV - 100%** | **#500 kcmil XLPE 15 kV - 100%** | **Ducto de Barras - 3000 A** |
|
| Pérdida de potencia en el circuito (kW) | 5,530 | 2,132 | 1,652 |
| Pérdida de energía en kWh/año | 48442,8 | 18676,32 | 14471,52 |
| Costo de las pérdidas en el primer año (Pesos) | $ 18.892.692 | $ 7.283.765 | $ 5.643.893 |
| **CJ:** Valor presente del costo económico de las pérdidas durante el periodo de evaluación (Pesos) | $ 149.640.068 | $ 57.691.252 | $ 44.702.602 |
| Longitud total de conductor requerida (m) | 525 | 450 | - |
| Costo del conductor (Pesos/m) - Sin IVA- | $ 64.560 | $ 84.540 | $ - |
| Costo total suministro conductor (Pesos) | $ 33.894.000 | $ 38.043.000 | $ - |
| Costo de instalación del conductor (Pesos/m) | $ 16.140 | $ 21.135 | $ - |
| Costo total instalación Conductor (Pesos) | $ 8.473.500 | $ 9.510.750 | $ - |
| Costo de suministro del ducto de barras (Pesos) - Sin IVA- | $ - | $ - | $ 276.761.370 |
| Costo instalación ducto de barras (Pesos) | $ - | $ - | $ 27.676.137 |
| **CI:** Costo total del conductor (Pesos) | $ 42.367.500 | $ 47.553.750 | $ 304.437.507 |
| **COSTO DE SUMINISTRO E INSTALACIÓN DEL CONDUCTOR + COSTO DE PÉRDIDAS EN VP** | **$ 192.007.568** | **$ 105.245.002** | **$ 349.140.109** |

De acuerdo a los resultados presentados en la tabla anterior, se establece que el conductor que representa menor costo económico es el #500 kcmil XLPE - 5 kV- 100% en configuración de 6 conductores por fase, sin embargo, considerando la cantidad de conductores (un total de 18 conductores en paralelo), las facilidades de instalación, mantenimiento y conexión a la celda de 4.16 kV y al transformador de 15 MVA, se recomienda utilizar el sistema de ductos de barras.

# CONCLUSIONES

* El cálculo eléctrico de conductores presentado en este documento consideró las verificaciones por capacidad de corriente, caída de tensión (se cumple con el requisito de regulación menor al 3%) y por corriente de cortocircuito. Todos los conductores propuestos cumplieron con estos requerimientos técnicos.
* De acuerdo con la evaluación técnica y económica de conductores desarrollada en este documento, el calibre, configuración y características de los conductores a instalar en los tramos alcance de este proyecto son los que se indican a continuación:

Tramo 1 : 2C x 3F #4/0 AWG XLPE-35 kV-100%

Tramo 2 : 3C x 3F #500 kcmil XLPE-15 kV-100%

Tramo 3 : 2C x 3F #500 kcmil XLPE-15 kV-100%

Tramo 4 : 6C x 3F #500 kcmil XLPE-5 kV-100%

Si bien la evaluación presentada en este documento establece que la formación de conductores de 6C x 3F #500 kcmil XLPE-5 kV-100% para el Tramo 4 es la que cumple con los requerimientos técnicos y a su vez representa menor costo de inversión, si el presupuesto para la ejecución del proyecto lo permite y considerando los criterios operativos de Riopaila Castilla S.A., la alternativa de utilizar ductos de barras a cambio de los conductores aislados es una opción que cumple de igual manera los requisitos técnicos exigidos y a su vez representa mayores facilidades de instalación, mantenimiento y conexión a la celda de 4.16 kV y al transformador de 15 MVA.