Memoria de cálculo de la red subterránea de media tensión

Presentado por

José Alejandro Noy Estrada

Alison Daniela Nuñez Martínez

Director Rolando Andrés Rincón Saravia, MBA

Magíster en Dirección de Empresas

Codirector Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, PhD, MSc

Doctor en Tecnología - Magíster en Informática Industrial y Automática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E3T)

Bucaramanga

2026

Tabla de contenido

Introducción ..... **¡Error! Marcador no definido.**
1. Descripción del proyecto 5
1.1 Objetivo 5
1.2. Información general del proyecto 5
1.3. Topología y rutas 6
1.4. Normas y documentos técnicos 6
1.5. Punto de conexión y criterio de tensión 6
2. Análisis de riesgos de origen eléctrico 7
2.1. Matriz general de riesgos 7
3. Riesgo por descargas atmosféricas y sobretensiones 8
4. Cargas, transformadores, factor de potencia y armónicos 8
4.1. Datos de carga y transformación 8
4.2. Metodología de evaluación armónica 8
4.3. Resultados del análisis armónico 9
5. Coordinación de aislamiento eléctrico 9
5.1. Datos y criterio de evaluación 9
5.2 Metodología y ecuaciones principales 10
5.3 Resultados de coordinación 10
6. Cortocircuito, falla a tierra y arco eléctrico 10
6.1 Cortocircuito en media y baja tensión 10
6.3. Falla a tierra 11
6.4 Criterio de arco eléctrico 11
7. Análisis del nivel de tensión requerido 11
8. Estudio bonding 12
8.1. Criterio de bonding 12
8.2. Conductor de protección 12
9. Selección del conductor de media tensión 12
10. Cálculos mecánicos y canalizaciones 13
10.1. Criterios de instalación 13
10.2. Cámaras, empalmes y secciones de tiro 13
11. Regulación y pérdidas 14
12. Criterios de protección y maniobra 14
13. Planos eléctricos para construcción 14

Referencias 15

Lista de tablas

Tabla 1. Datos de diseño red subterránea....5
Tabla 2. Longitudes de la red subterránea.....6
Tabla 3. Normas 6
Tabla 3. Matriz de riesgo (Factor de riesgo por cortocircuito). 7
Tabla 4. Demanda máxima y capacidad nominal de los transformadores por punto de carga 8
Tabla 6. Niveles de aislamiento y coordinación de los equipos de media tensión 9
Tabla 7. Resultados de coordinación de aislamiento de los equipos de media tensión 10
Tabla 8. Corrientes de cortocircuito en puntos representativos de la red subterránea 11
Tabla 9. Comparación de los niveles de tensión evaluados 11
Tabla 10. Resultados del esquema de bonding por ruta.....12
Tabla 11. Criterios principales para la selección del conductor de media tensión.....13
Tabla 12. Resultados generales de instalación y canalización de la red subterránea.....13

Introducción

La presente memoria integra los criterios, estudios y cálculos desarrollados para la evaluación de la alternativa de red subterránea de media tensión proyectada para la vereda Matanegra, corregimiento de Tilodirán, municipio de Yopal, Casanare.
En el documento se presentan los principales estudios y análisis realizados para una red de distribución subterránea de 13,2 kV, considerando las características del área de estudio, las condiciones del proyecto y los criterios técnicos aplicables. Para el desarrollo de estos estudios se tiene en cuenta la reglamentación vigente y las normas de referencia establecidas por el operador de red, las cuales sirven como base para los cálculos y para la definición de las características de la alternativa planteada.

1. Descripción del proyecto

1.1 Objetivo

Documentar de manera integrada el diseño de la red subterránea de media tensión, presentando los criterios eléctricos, dieléctricos, térmicos, mecánicos, de riesgo y de construcción que fueron evaluados, así como los resultados que soportan la configuración seleccionada.

1.2. Información general del proyecto

La alternativa subterránea se plantea como una red radial que distribuye energía hacia cinco puntos de transformación, los parámetros generales consolidados que se mencionan en las memorias de nivel de tensión, cortocircuito, bonding y cálculos mecánicos se presentan a continuación.

Tabla 1. Datos de diseño red subterránea

Parámetro	Dato de diseño
Ubicación	Vereda Matanegra, corregimiento de Tilodirán, Yopal, Casanare
Operador de red	ENERCA S.A. E.S.P.
Tensión nominal	13,2 kV
Frecuencia	60 Hz
Topología	Radial; rutas T01 a T06
Longitud total de rutas	14,638 km
Transformación instalada	5 transformadores monofásicos de 15 kVA; 75 kVA instalados
Demanda máxima conjunta	52,18 kVA
Factor de potencia de desplazamiento	0,95
Conductor de fase	Cu 2 AWG, XLPE, clase 15 kV, aislamiento 100 %, monopolar apantallado
Canalización MT	Ducto PVC DB, 6 in nominal

1.3. Topología y rutas

La red se divide en seis rutas. T01 enlaza el punto de conexión con el Punto Y; desde este nodo se derivan T02 hacia Orión y T05 hacia El Oasis. La continuidad del ramal principal se desarrolla mediante T03 y T04 hasta El Zafiro, mientras T06 continúa desde El Oasis hasta Antares. Las longitudes corresponden al trazado georreferenciado utilizado en los cálculos.

Tabla 2. Longitudes de la red subterránea.

Ruta	Descripción	Longitud [km]
T01	Punto de conexión – Punto Y	2,086
T02	Punto Y – Orión	2,437
T03	Orión – La Ponderosa	2,792
T04	La Ponderosa – El Zafiro	1,397
T05	Punto Y – El Oasis	1,249
T06	El Oasis – Antares	4,678

1.4. Normas y documentos técnicos

Los estudios suministrados emplean el RETIE vigente como marco reglamentario y complementan los criterios nacionales con la NTC 2050, las normas de construcción de ENERCA y referencias técnicas específicas para cables, accesorios, cortocircuito, coordinación de aislamiento, bonding y seguridad frente al arco eléctrico.

Tabla 3. Normas

Documento / norma	Aplicación dentro de la memoria
RETIE, Resolución 40284 del 23 de junio de 2026	Seguridad, análisis de riesgos, diseño detallado, distancias, puesta a tierra y requisitos de red subterránea.
NTC 2050	Canalizaciones, profundidad, ocupación y radio de curvatura.
ENERCA NR-MMD-PEG-01, versión 01	Criterios de redes MT subterráneas, calibre mínimo, ductos, cámaras, ampacidad, regulación y pérdidas.
ENERCA MA-MDE-PSE-01, versión 02	Niveles de tensión, transformación, DPS y criterios del operador.
IEC 60909-0:2026 / IEC 60949	Cortocircuito y soportabilidad térmica del conductor.
IEC 60071-1:2019 / IEC 60071-2:2023	Coordinación de aislamiento.
IEEE 386-2025	Conectores separables y barrajes para sistemas apantallados.
IEEE 1584-2018	Delimitación del campo aplicable al análisis de arco eléctrico.
ESSA NTR-02 / EPM RS1-021	Criterios complementarios para halado y canalizaciones.

1.5. Punto de conexión y criterio de tensión

El registro documental del punto de conexión corresponde al circuito 21582 y muestra 13,8 kV en el campo de tensión nominal. Este dato se conserva como trazabilidad del registro, mientras que la tensión nominal de diseño de la alternativa se establece en 13,2 kV por corresponder al

Nivel 2 normalizado por ENERCA y a la tensión primaria prevista para los transformadores del proyecto. La transición inicial se realiza en el mismo apoyo del punto de conexión, sin incorporar un nuevo vano aéreo. El criterio de selección del nivel de tensión se desarrolla en la Sección 7. Análisis del nivel de tensión requerido, y la evaluación de riesgo de la transición se presenta en el Apéndice C. Evaluación de riesgos subterráneos.

2. Análisis de riesgos de origen eléctrico

2.1. Matriz general de riesgos

La evaluación general se desarrolla con la matriz de análisis de riesgos indicada en la Tabla 1.5.1.4.1.a del RETIE. En la documentación del proyecto se revisan, entre otros, los factores de contacto directo e indirecto, arco eléctrico, cortocircuito, sobrecarga, rayos y sobretensiones, tensión de paso, tensión de contacto, equipo defectuoso, electricidad estática e inducción y ausencia de electricidad.

Las medidas evaluadas incluyen control de acceso a cámaras y gabinetes, localización previa de la red antes de excavaciones, seccionamiento y bloqueo, verificación de ausencia de tensión, puesta a tierra temporal cuando aplique, coordinación de protecciones, mantenimiento de drenajes, equipotencialización de pantallas y masas, protección mecánica y procedimientos de contingencia. El análisis completo se encuentra en el **Anexo B. Matriz de riesgo de la red subterránea de media tensión**.

Tabla 3. Matriz de riesgo (Factor de riesgo por cortocircuito).

FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITO										
POSIBLES CAUSAS: Degradación del aislamiento; ingreso de agua o humedad en terminales o empalmes; daño mecánico del cable por excavación o tránsito; defectos de montaje, accesorios inadecuados, sobretensiones o conexiones defectuosas.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Coordinar protecciones de sobrecorriente; utilizar cables, terminales y empalmes certificados y aptos para lugares mojados; garantizar sellos herméticos, protección mecánica y profundidad de instalación; realizar pruebas de aislamiento antes de energizar.										
RIESGO A EVALUAR:	Arco, incendio y daño de equipos (EVENTO O EFECTO)	por	Cortocircuito (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	CABLES, EMPALMES, (FUENTE)					
RIESGO POTENCIAL ☒		RIESGO MATERIALIZADO ☐			PROBABILIDAD					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la Empresa	B Sucede varias veces al año en la Empresa	A Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:			MP:		FECHA:	13/08/2026				
Lugar de evaluación:	Matanegra, Tilodirán, Yopal, Casanare									

3. Riesgo por descargas atmosféricas y sobretensiones

La evaluación de descargas atmosféricas distingue entre los elementos enterrados y las partes expuestas. En cámaras de paso, empalmes y el nodo Punto Y, no se considera impacto directo sobre el cable enterrado. La condición de exposición se concentra en la transición aéreo–subterránea y en los transformadores instalados sobre poste.

Para la transición inicial, la evaluación específica determina la instalación de tres DPS de media tensión, uno por fase, próximos a las terminales del cable, así como un SPT local equipotencial y la coordinación del bonding. En los transformadores, los DPS se ubican en el primario próximos a los bujes. En cámaras de paso y cámaras con empalme no se prescribe un DPS local de manera automática; su necesidad se resuelve a partir de la coordinación de aislamiento del sistema. Estos criterios se desarrollan en el **Apéndice C. Evaluación de riesgo para red subterránea.**

4. Cargas, transformadores, factor de potencia y armónicos

4.1. Datos de carga y transformación

El estudio suministrado considera cinco transformadores monofásicos de 15 kVA, con relación 13,2 kV / 240-120 V. Las demandas máximas de las cinco fincas suman 52,18 kVA y se evalúan con factor de potencia de desplazamiento de 0,95.

Tabla 4. Demanda máxima y capacidad nominal de los transformadores por punto de carga

Punto	Demanda máxima [kVA]	Transformador [kVA]
Antares	9,50	15
El Oasis	10,57	15
Orión	11,36	15
La Ponderosa	11,77	15
El Zafiro	8,98	15

4.2. Metodología de evaluación armónica

Los cuadros de carga no suministran un espectro por orden armónico ni identifican equipos de potencia no lineal que permitan asignar componentes I_3, I_5, I_7 o superiores. Por este motivo, el estudio no introduce valores arbitrarios de espectro y utiliza FH = 0,05 p.u. como condición de verificación de capacidad, no como una medición de THD.

A partir de la demanda aparente S y del factor de potencia de desplazamiento se calculan las componentes activa y reactiva, la corriente fundamental y la corriente eficaz total bajo la condición FH. Las expresiones principales empleadas son:

$$P = S \cdot \cos \varphi$$
$$Q = S \cdot \sqrt{(1 - \cos^2 \varphi)}$$
$$I_1,BT = S \cdot 10^3 / V_2$$
$$F_H = \sqrt{(\Sigma I_h^2)} / I_1 = 0,05$$

$$I_rms = I_1 \cdot \sqrt{(1 + F_H^2)}$$
$$S_eq = S \cdot \sqrt{(1 + F_H^2)}$$

4.3. Resultados del análisis armónico

Tabla 5. Potencia equivalente, utilización e intensidad en media tensión por transformador

Punto	S_eq [kVA]	Utilización trafo [%]	I_H MT [A]
Antares	9,512	63,41	0,0360
El Oasis	10,583	70,55	0,0400
Orión	11,374	75,83	0,0430
La Ponderosa	11,785	78,56	0,0446
El Zafiro	8,991	59,94	0,0340

La condición más exigente se presenta en La Ponderosa, con 11,785 kVA equivalentes y 78,56 % de utilización del transformador. La menor reserva de capacidad es 3,215 kVA. La componente armónica eficaz conjunta reflejada a media tensión alcanza como máximo 0,0446 A. Bajo la condición evaluada, el estudio mantiene la selección de los cinco transformadores de 15 kVA y no exige modificar el conductor de media tensión por efecto armónico.

5. Coordinación de aislamiento eléctrico

5.1. Datos y criterio de evaluación

La coordinación de aislamiento relaciona las sobretensiones que pueden imponerse sobre la red con los niveles soportados por terminales, conectores, barrajes, empalmes y transformadores, y con el nivel de protección del DPS. Para la red de 13,2 kV, el estudio adopta 17,5 kV como tensión máxima de diseño de ENERCA y 95 kV fase–tierra / 110 kV entre polos como niveles de impulso de referencia.

Tabla 6. Niveles de aislamiento y coordinación de los equipos de media tensión

Elemento	BIL / dato de coordinación
Terminal exterior 15 kV	BIL 110 kV
Codo separable 15 kV, 200 A	BIL 95 kV
Barraje / unión loadbreak 15 kV, 200 A	BIL 95 kV
Empalme MT 15 kV	BIL 150 kV
Transformador 15 kVA, primario 13,2 kV	BIL primario 95 kV
DPS MT	12 kV; MCOV 10,2 kV; In = 10 kA; nivel de protección usado U_p = 43,9 kV

5.2 Metodología y ecuaciones principales

Para la coordinación frente a impulso se utiliza como U_p el mayor nivel de protección publicado para el DPS seleccionado dentro de los valores considerados por el estudio, igual a 43,9 kV. La relación de protección y el margen porcentual se calculan como:

$$R_p = BIL / U_p$$

$$M = (BIL / U_p - 1) \times 100$$

La condición crítica corresponde al menor BIL del conjunto, 95 kV. En consecuencia, U_p = 43,9 kV < BILmín = 95 kV, con R_p = 2,16 y margen de 116,4 %. Para equipos con BIL de 110 kV se obtiene R_p = 2,51 y margen de 150,6 %. El estudio también verifica la compatibilidad frente a sobretensión temporal con MCOV = 10,2 kV y la condición U_TOV/MCOV = 13,2/10,2 = 1,294 p.u. durante 0,15 s.

5.3 Resultados de coordinación

Tabla 7. Resultados de coordinación de aislamiento de los equipos de media tensión

Elemento	BIL [kV]	U_p [kV]	BIL/U_p	Margen	Resultado
Terminal exterior	110	43,9	2,51	150,6 %	Cumple
Codo separable	95	43,9	2,16	116,4 %	Cumple
Barraje loadbreak	95	43,9	2,16	116,4 %	Cumple
Empalme MT	150	43,9	3,42	241,7 %	Cumple
Primario transformador	95	43,9	2,16	116,4 %	Cumple

Para la alternativa subterránea se consideran DPS en la transición aéreo–subterránea y en los transformadores. En el nodo Punto Y, las cámaras de paso y las cámaras con empalme no requieren un DPS local adicional únicamente por su condición de cámara; este criterio se define a partir de la evaluación técnica y de los márgenes de coordinación obtenidos.

6. Cortocircuito, falla a tierra y arco eléctrico

6.1 Cortocircuito en media y baja tensión

El análisis de cortocircuito considera la red radial T01–T06 con cable Cu 2 AWG, XLPE, clase 15 kV. Como condiciones de entrada se utilizan 0,35 kA para cortocircuito trifásico y 0,28 kA para falla monofásica a tierra en el punto de conexión, valores suministrados por ENERCA. Para determinar las corrientes a lo largo de la red se emplea el equivalente de Thévenin de la fuente y la impedancia acumulada del cable, de acuerdo con el enfoque de IEC 60909.

$$|ZQ| = c \cdot Un / (\sqrt{3} \cdot Icc,3\varphi)$$

$$ZL = (R + jX) \cdot L$$

$$Icc,3\varphi = c \cdot Un / (\sqrt{3} \cdot |ZQ + \Sigma ZL|)$$

$$Icc,LL = c \cdot Un / (2 \cdot |ZQ + \Sigma ZL|)$$

El equivalente de fuente utilizado tiene |ZQ| = 23,952 Ω, con RQ = 2,383 Ω y XQ = 23,833 Ω. A medida que aumenta la longitud eléctrica desde el punto de conexión, la impedancia acumulada aumenta y las corrientes prospectivas disminuyen hacia los extremos de las rutas.

Tabla 8. Corrientes de cortocircuito en puntos representativos de la red subterránea

Punto	Icc 3φ [kA]	Icc LL [kA]
Punto de conexión	0,350	0,303
Punto Y	0,343	0,297
Orión	0,335	0,290
La Ponderosa	0,325	0,281
El Zafiro	0,320	0,277
El Oasis	0,339	0,294
Antares	0,322	0,279

La corriente trifásica máxima se presenta en el punto de conexión con 0,350 kA. Para la condición mínima de cálculo, el menor valor se obtiene en El Zafiro, con 0,287 kA para falla trifásica y 0,248 kA para falla entre fases. Estos valores se utilizan como referencia para la capacidad de interrupción y para las verificaciones térmicas de la alternativa.

6.3. Falla a tierra

Para la falla monofásica a tierra se utiliza 0,28 kA como envolvente máxima, información dada por ENERCA. No se generan valores nodales mediante impedancias de secuencia cero que no hayan sido suministradas por el operador.

6.4 Criterio de arco eléctrico

La evaluación de arco eléctrico se limita al campo de aplicación de IEEE 1584-2018. Los accesorios subterráneos tipo dead-front, los empalmes aislados y las configuraciones no cubiertas por la guía no se extrapolan mediante un cálculo de energía incidente. Para intervenciones con partes energizadas expuestas de 13,2 kV se consideran las distancias de aproximación establecidas por RETIE: 3,0 m como límite seguro frente a parte móvil expuesta, 1,5 m frente a parte fija expuesta y 0,7 m como límite de aproximación restringida.

7. Análisis del nivel de tensión requerido

La selección del nivel de tensión de la alternativa subterránea considera la demanda máxima conjunta de 52,18 kVA, una capacidad de transformación instalada de 75 kVA, una longitud total de 14,638 km y los niveles normalizados por ENERCA. Para comparar la escala de corriente asociada a cada nivel se utiliza la relación entre potencia aparente y tensión de línea.

$$Ieq = S / (\sqrt{3} \cdot VLL)$$

Tabla 9. Comparación de los niveles de tensión evaluados

Nivel de tensión	Ieq con 52,18 kVA	Ieq con 75 kVA	Aplicación en la alternativa
240 V	125,53 A	180,42 A	Distribución secundaria local
13,2 kV	2,28 A	3,28 A	Distribución primaria de la alternativa
34,5 kV	0,87 A	1,26 A	Nivel superior no requerido para la escala evaluada

La distribución directa en 240/120 V se reserva para los circuitos secundarios posteriores a cada transformador, ya que su utilización sobre el trazado completo incrementaría considerablemente la corriente de transporte y la caída de tensión. El nivel de 34,5 kV corresponde a una alternativa de mayor capacidad que no resulta necesaria para los 75 kVA instalados. Por estas condiciones, la alternativa subterránea se desarrolla a 13,2 kV, nivel compatible con los transformadores de 15 kVA, el cable clase 15 kV y los accesorios considerados.

8. Estudio bonding

8.1. Criterio de bonding

Para las rutas T01–T06 se evalúan los esquemas solid/multipoint bonding, single-point bonding y cross-bonding, considerando las corrientes del flujo de carga y la disposición en trébol de los cables. Los resultados muestran tensiones inducidas bajas y permiten mantener continuidad equipotencial de las pantallas mediante solid/multipoint bonding en las seis rutas.

Tabla 10. Resultados del esquema de bonding por ruta

Ruta	V SP máx. [V]	V sección máx. [V]
T01	1,350007	0,276630
T02	0,771765	0,134874
T03	0,525388	0,090151
T04	0,094461	0,031812
T05	0,318560	0,107749
T06	0,902432	0,093417

El máximo global se presenta en T01, con 1,350007 V para la evaluación single-point y 0,276630 V por sección. Las pantallas se consideran continuas y conectadas a las barras equipotenciales locales en terminaciones y empalmes, sin requerir limitadores de tensión de pantalla ni seccionamiento de pantalla para la configuración evaluada.

8.2. Conductor de protección

El conductor de protección considerado es cobre 2/0 AWG, con sección de 67,4 mm², instalado por la misma canalización de los conductores activos. Para la condición térmica adicional de diseño de 11 kA durante 1 s, el área requerida es 65,653 mm². Este valor de 11 kA se utiliza únicamente como criterio de soportabilidad térmica del conductor de protección y no corresponde a la corriente prospectiva oficial de cortocircuito de la red, que se mantiene en 0,35 kA.

El desarrollo detallado se presenta en el Apéndice O. Cálculo de bonding de la red subterránea de media tensión.

9. Selección del conductor de media tensión

Para la alternativa subterránea se selecciona un cable monopolar de cobre 2 AWG, XLPE, clase 15 kV, aislamiento 100 % y pantalla metálica. La selección se revisa frente a la capacidad de

corriente, la corriente máxima obtenida en el flujo de carga y la soportabilidad térmica ante cortocircuito.

Tabla 11. Criterios principales para la selección del conductor de media tensión

Parámetro	Valor
Material y calibre	Cobre 2 AWG
Sección nominal	33,6 mm²
Aislamiento	XLPE, clase 15 kV, 100 %, apantallado
Ampacidad base	155 A
Ampacidad corregida	143,502 A
Corriente máxima de fase	8,219 A
Capacidad térmica a 1 s	4,805 kA
Corriente de cortocircuito máxima	0,350 kA

La corriente máxima de fase representa una fracción reducida de la ampacidad corregida y la capacidad térmica del cable es superior a la máxima corriente prospectiva de cortocircuito. Con estos criterios, el conductor Cu 2 AWG se mantiene como conductor de fase para la alternativa subterránea evaluada. Cumpliendo lo indicado por el operador de red ENERCA.

10. Cálculos mecánicos y canalizaciones

10.1. Criterios de instalación

El análisis mecánico revisa la ocupación del ducto, la posibilidad de atoramiento, la tensión de halado, la presión lateral y el radio de curvatura durante la instalación del cable. La canalización considerada es PVC DB de 6 in nominal, con un circuito trifásico por ducto y ducto de reserva.

10.2. Cámaras, empalmes y secciones de tiro

La ubicación de cámaras se establece a partir de los puntos singulares de la red, los cambios de dirección y la necesidad de limitar la longitud de los tramos de tiro. La distribución evaluada contiene 269 cámaras físicas y 27 puntos de empalme trifásico; la máxima separación real entre cámaras es 79,861 m. La pendiente de diseño es 3 %, con cubiertas mínimas de 0,45 m en condición general y 0,60 m en zonas con tráfico vehicular.

Tabla 12. Resultados generales de instalación y canalización de la red subterránea

Indicador	Resultado
Longitud total de rutas	14,638 km
Cable monopolar total	45,231 km
Ductos totales	29,861 km
Llenado del ducto	6,015 %
Relación de atoramiento	7,062095 p.u.
Tensión máxima permisible	611,830 kgf
Utilización máxima de halado	30,495 %
Radio mínimo de diseño	0,25896 m
Presión lateral máxima	94,584 kgf/m
Máxima separación real entre cámaras	79,861 m
Cámaras físicas	269 und
Puntos de empalme trifásico	27 und

El desarrollo por ruta de las ecuaciones de ocupación, halado, presión lateral, radio de curvatura, secciones de tiro y distribución de cámaras se presenta en el Apéndice J. Cálculos mecánicos de la red subterránea de media tensión.

11. Regulación y pérdidas

La evaluación eléctrica de la alternativa subterránea obtiene una caída máxima acumulada de 0,171 %, inferior al criterio de regulación de 3 % utilizado para la red de 13,2 kV. Las pérdidas de potencia se mantienen por debajo del límite de 2,5 % considerado en el estudio.

El desarrollo por ruta de corrientes, regulación y pérdidas se presenta en el Apéndice F. Cálculos eléctricos de la red subterránea de media tensión.

12. Criterios de protección y maniobra

Para la alternativa subterránea se contempla protección contra sobretensiones en la transición aéreo–subterránea mediante DPS de media tensión y un elemento de corte protección coordinado. En los centros de transformación se consideran protección primaria contra sobrecorriente y DPS próximos a los bujes del transformador. En el nodo Punto Y se emplean barrajes y conectores separables tipo codo loadbreak de 200 A; las protecciones asociadas a las derivaciones se definen mediante coordinación con las condiciones eléctricas de la red.

Las cantidades de obra incluyen los elementos previstos para estas funciones, entre ellos portafusibles tipo cañuela, enlaces fusibles ANSI tipo K, DPS de 12 kV y 10 kA y los elementos de respaldo considerados para las salidas correspondientes.

13. Planos eléctricos para construcción

La información detallada se presenta en el **Apéndice K. Diseño de planos eléctricos de la red subterránea de media tensión.**

Referencias

Ministerio de Minas y Energía. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. Resolución 40284 del 23 de junio de 2026.

Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación – ICONTEC. NTC 2050, Código Eléctrico Colombiano, segunda actualización.

ENERCA S.A. E.S.P. Norma de Construcción de Redes de Media y Baja Tensión, código NR-MMD-PEG-01, versión 01; criterios para redes de media tensión subterráneas.

ENERCA S.A. E.S.P. Norma de Construcción de Redes de Media y Baja Tensión, MA-MDE-PSE-01, versión 02, julio de 2024.

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. – ESSA. NTR-02: Redes subterráneas de media tensión – aspectos eléctricos.

Empresas Públicas de Medellín – EPM. RS1-021: Canalización de redes de energía, 2020.

Nexans Colombia / Centelsa by Nexans. Cable Media Tensión Cobre 90 °C XLPE 15 kV, calibre 2 AWG. Referencia 201726, según la memoria mecánica del proyecto.

IEEE Standards Association. IEEE Std 386-2025, sistemas de conectores separables apantallados para clases de 15 kV a 35 kV.

IEC 60909-0:2026. Short-circuit currents in three-phase AC systems – Part 0: Calculation of currents.

IEC 60949:1988 + AMD1:2008. Calculation of thermally permissible short-circuit currents.

IEC 60071-1:2019. Insulation co-ordination – Part 1: Definitions, principles and rules
.
IEC 60071-2:2023. Insulation co-ordination – Part 2: Application guidelines.

IEEE Std 1584-2018. IEEE Guide for Performing Arc-Flash Hazard Calculations.

IEEE C62.22.1-2024. Guide for Connection of Surge Arresters to Protect Insulated Shielded Electric Power Cable Systems Up to 46 kV.