



Unidad de Planeación
Minero Energética



REPÚBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
(MME)

UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA
(UPME)

CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL
UPME STR 02 DE 2024
(UPME STR 02 – 2024)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA NUEVA SUBESTACIÓN MAGANGUÉ 110 kV Y
LÍNEAS ASOCIADAS.

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

ANEXO NO. 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

Bogotá D. C., septiembre de 2025

Página 1 de 70



Unidad de Planeación Minero Energética

TABLA DE CONTENIDO

ANEXO NO. 1	1
1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
1.1. Requisitos Técnicos Esenciales	4
1.2. Definiciones	5
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
2.1. Objeto del Proyecto	5
2.2. Descripción de obras en las subestaciones	9
2.2.1. Nueva Subestación Magangué 110 kV	9
2.2.2. Subestación existente Mompox 110 kV	9
2.2.3. Subestación existente El Banco 110 kV	10
2.3. Puntos de Conexión del Proyecto	11
2.3.1. En la Nueva Subestación Magangué 110 kV	11
2.3.2. En la subestación Mompox 110 kV	13
2.3.3. En la subestación El Banco 110 kV	13
2.3.4. En la Línea Magangué – Sincé 110 kV	14
3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	14
3.1. Parámetros del Sistema	15
3.2. Nivel de Corto Circuito	16
3.3. Materiales	16
3.4. Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	16
3.5. Licencias, Permisos, Compromisos y Contrato de Conexión	17
3.6. Pruebas en Fábrica	17
4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 110 kV	18
4.1. General	18
4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión	21
4.3. Longitud de las Líneas	22
4.4. Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV	23
4.4.1. Aislamiento	23
4.4.2. Conductores de Fase	24
4.4.3. Cable(s) de Guarda	25
4.4.4. Puesta a Tierra de las Líneas	26
4.4.5. Transposiciones de Línea	26
4.4.6. Estructuras	27
4.4.7. Localización de Estructuras de tramos aéreos	28
4.4.8. Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores	28
4.4.9. Cimentaciones	28
4.4.10. Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de Líneas subterráneas o subfluviales	29
4.4.11. Señalización Aérea	30
4.4.12. Desviadores de vuelo para aves	30
4.4.13. Obras Complementarias	30
4.5. Informe Técnico	31
5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	31
5.1. General	31
5.1.1. Predios de las subestaciones	32
5.1.2. Espacios de Reserva	35
5.1.3. Conexiones con Equipos Existentes	35
5.1.4. Servicios Auxiliares	35



Unidad de Planeación Minero Energética

1	5.1.5.	Infraestructura y Módulo Común	35
2	5.2.	<i>Normas para Fabricación de los Equipos</i>	37
3	5.3.	<i>Condiciones Sísmicas de los equipos.....</i>	37
4	5.4.	<i>Procedimiento General del Diseño.....</i>	38
5	5.4.1.	Los documentos de Ingeniería Básica	39
6	5.4.1.1.	Memorias de cálculo electromecánicas	40
7	5.4.1.2.	Especificaciones equipos	40
8	5.4.1.3.	Características técnicas de los equipos	41
9	5.4.1.4.	Planos electromecánicos	41
10	5.4.1.5.	Planos de obras civiles	41
11	5.4.1.6.	Estudios y trabajos de campo	42
12	5.4.2.	Los documentos de la Ingeniería de Detalle	42
13	5.4.2.1.	Cálculos detallados de obras civiles.....	43
14	5.4.2.2.	Planos de obras civiles	43
15	5.4.2.3.	Diseño detallado electromecánico	44
16	5.4.3.	Estudios del Sistema.....	46
17	5.4.4.	Distancias de Seguridad	47
18	5.5.	Equipos de Potencia.....	47
19	5.5.1.	Interruptores.....	47
20	5.5.2.	Descargadores de Sobretensiones.....	49
21	5.5.3.	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	50
22	5.5.4.	Transformadores de Tensión	51
23	5.5.5.	Transformadores de Corriente.....	52
24	5.5.6.	Equipo GIS o Híbrido	53
25	5.5.7.	Sistema de Puesta A Tierra	54
26	5.5.8.	Apantallamiento de las subestaciones.....	55
27	5.6.	<i>Equipos de Control y Protección.....</i>	55
28	5.6.1.	Sistemas de Protección	56
29	5.6.2.	Sistema de Automatización y Control de las Subestaciones	58
30	5.6.2.1.	Características Generales	60
31	5.6.3.	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales.....	61
32	5.6.4.	Controladores de Bahía.....	63
33	5.6.5.	Controlador de los Servicios Auxiliares	63
34	5.6.6.	Switches	64
35	5.6.7.	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	64
36	5.6.8.	Equipos y Sistemas de Nivel 2	65
37	5.6.8.1.	Controlador de la Subestación.....	65
38	5.6.8.2.	Registradores de Fallas	65
39	5.6.8.3.	Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación	66
40	5.6.9.	Requisitos de Telecomunicaciones	66
41	5.7.	<i>Obras Civiles</i>	66
42	5.8.	<i>Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento</i>	67
43	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	68
44	6.1.	<i>Pruebas y Puesta en Servicio</i>	68
45	6.2.	<i>Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....</i>	68
46	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	69
47	8.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	69
48	9.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	69
49	10.	FIGURAS	70
50			



Unidad de Planeación Minero Energética

ANEXO NO. 1 – ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista – DSI STR de la Convocatoria Pública UPME STR 02-2024.

Toda mención efectuada en este documento a “Condiciones Generales”, “Anexo”, “Formulario”, “Formato”, “Literal”, y “Numeral”, se deberá entender efectuada a las Condiciones Generales, Anexos, Formularios, Formatos, Literales, y Numerales de este documento, respectivamente, salvo indicación expresa en sentido contrario.

Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento o en los DSI STR, corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los DSI STR, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000), los acuerdos CNO cuando apliquen y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la última versión (Resolución MME 40117 del 2 de abril de 2024). En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor Regional deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los DSI STR, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía - MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

1.1. Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria de STR, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para



Unidad de Planeación Minero Energética

desarrollar esta actividad como se establece en el Libro 3, Título 2 del RETIE de la fecha anotada.

Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con los acuerdos del CNO, con normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y del Ministerio de Minas y Energía - MME, se establece que, de producirse una revisión o una actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños según Cronograma presentado por el Transmisor Regional y aprobado por la UPME, la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

1.2. Definiciones

Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido en el Numeral 1.1 de las Condiciones Generales de los DSI STR.

Igualmente, para efectos de esta convocatoria y este documento que lo integra, se utilizarán, además, las siguientes abreviaciones:

- CNO: Centro Nacional de Operaciones.
- SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (Control de Supervisión y Adquisición de Datos).
- SIN: Sistema Interconectado Nacional.
- STN: Sistema de Transmisión Nacional
- STR: Sistema de Transmisión Regional

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. Objeto del Proyecto.

La presente Convocatoria Pública de STR, que se rige por estos DSI STR, tiene por objeto seleccionar un Inversionista que se encargue de realizar el Proyecto que comprende, entre otras posibles, las siguientes actividades:

- La definición de las especificaciones técnicas de la Nueva Subestación Magangué 110 kV y obras asociadas;
- La preconstrucción de las obras que requiera el Proyecto, (incluyendo firma del Contrato con la Fiducia para contratar la Interventoría, diseños, servidumbres, estudios, Contratos de Conexión, licencias ambientales y demás permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para iniciar la construcción, costos y viabilidad ambiental del proyecto);



Unidad de Planeación Minero Energética

(iii) La construcción de las obras necesarias (incluyendo las resultantes de los Contratos de Conexión y cualquier obra que se requiera para la viabilidad ambiental del Proyecto, garantizando desde el punto de vista jurídico, la disponibilidad de los predios requeridos para la construcción de tales obras); y

(iv) La administración, operación y mantenimiento del Proyecto durante veinticinco (25) años contados desde la Fecha Oficial de Puesta en Operación.

En términos generales, el Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto Nueva Subestación Magangué 110 kV y Líneas Asociadas, identificado como proyecto urgente, según Resolución UPME 000756 del 05 de septiembre de 2025 *"Por la cual se identifica y prioriza el proyecto Nueva subestación S/E Magangué 500/110 kV - STR, como proyecto urgente, en los términos de las Resoluciones MME 90604 de 2014 y CREG 093 de 2014"*. El Proyecto debe entrar en operación a más tardar el 28 de febrero de 2029, siendo esta fecha parte integral del Proyecto, el cual comprende:

- (i) Construcción de la Nueva Subestación Magangué 110 kV en configuración doble barra más seccionador de bypass, con tres (3) bahías de línea y dos (2) bahías de transformación y una (1) bahía de acople de barras a 110 kV, a ubicarse en inmediaciones del Municipio de Magangué en el departamento de Bolívar.
- (ii) Construcción de línea doble circuito de 110 kV, con una longitud aproximada de dos (2) km, mediante la intercepción de la actual línea Magangué – Sincé 110 kV, reconfigurándola en Nueva Subestación Magangué – Sincé 110 kV y Nueva Subestación Magangué – Magangué 110 kV, ésta última con capacidad de transporte de 691 A. La actual línea se interceptará dentro de una distancia aproximada de 3.7 km, medida desde la subestación existente Magangué 110 kV.
- (iii) Construcción de una línea doble circuito entre la Nueva Subestación Magangué 110 kV y Mompox 110 kV. En todo el recorrido se deberá instalar un solo circuito, el segundo circuito se tenderá posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria del STR.
- (iv) Construcción de una línea doble circuito entre las subestaciones Mompox 110 kV y El Banco 110 kV con capacidad de transporte de 691 A. En todo el recorrido se deberán instalar los dos circuitos.



Unidad de Planeación Minero Energética

- (v)** Suministro e instalación de dos (2) bancos de autotransformadores a 500/110 kV de 150 MVA cada uno, cada dos bancos contará con una unidad monofásica de respaldo de 50 MVA. La frontera entre el Inversionista de la presente Convocatoria y el Inversionista del STN en la Subestación Magangué 500 kV, será en los bornes de alta tensión de cada uno de los bancos de transformación.
- (vi)** Construcción de tres (3) bahías de línea a 110 kV en la subestación Mompox 110 kV, manteniendo la configuración existente de la Subestación.
- (vii)** Construcción de dos (2) bahías de línea a 110 kV en la subestación El Banco 110 kV, manteniendo la configuración existente de la Subestación.
- (viii)** Extensión de los barrajes a 110 kV (en caso de ser necesario) y/o conexiones a los mismos, que se requieran para la instalación de las mencionadas bahías, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición, y demás necesarios, para su correcto funcionamiento y el cumplimiento de las normas aplicables.
- (ix)** Se deben incluir todos los elementos, equipos y/o adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, físicas necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria Pública del STR durante la construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de control, protecciones, medida, comunicaciones e infraestructura asociada, entre otras, sin limitarse a estos.
- (x)** Los espacios de reserva establecidos en el numeral 5.1.2 del presente documento.

Adicionalmente, las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente Convocatoria:

1. El Diagrama Esquemático del proyecto hace parte integral del Anexo No. 1.
2. Los diagramas unifilares de las subestaciones existentes serán proporcionados a través de la información técnica que será publicada en la página web de la Presente Convocatoria Pública del STR. El Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de la bahía en el diagrama unifilar, previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o propietarios de activos en la subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.



Unidad de Planeación Minero Energética

3. Corresponde a los involucrados en las subestaciones, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de equipos en las subestaciones. En cualquier caso, se debe garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.
4. Todos los equipos o elementos por instalar, con motivo de la presente Convocatoria Pública del STR, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
5. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
6. En la Página Electrónica de la presente Convocatoria Pública del STR, se encuentra disponible la información técnica remitida por CARIBEMAR DE LA COSTA S.A.S. E.S.P. – AFINIA, en adelante AFINIA, con radicados UPME 20241110180972 del 06 de agosto de 2024 y 20241110257962 del 23 de septiembre de 2024. La información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5. Independencia del Proponente, y 5.6. Responsabilidad, de los DSI - Consideraciones Generales de la presente Convocatoria Pública del STR.
7. La ubicación de la Nueva Subestación Magangué 110 kV deberá cumplir con lo señalado en el numeral 5.1.1. del presente Anexo.
8. El Inversionista seleccionado deberá garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en la subestación intervenida, no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, Línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STR. El Interventor deberá certificar el cumplimiento de la exigencia antes indicada. Lo anterior no implica que los espacios ocupados por la bahía construida en la presente Convocatoria Pública del STR se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la Subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.
9. El Inversionista seleccionado para la presente Convocatoria, deberá analizar y tomar las precauciones, realizar todos los estudios que apliquen y tomar cualquier medida preventiva o correctiva en todas las etapas del proyecto, incluida la operación y mantenimiento, con el fin que no existan afectaciones en el Sistema Transmisión Regional STR por cualquier circunstancia que involucre o se derive de sus activos.



2.2. Descripción de obras en las subestaciones

2.2.1. Nueva Subestación Magangué 110 kV.

El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote o área, el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2 incluyendo los espacios de reserva.

La Nueva Subestación Magangué 110 kV deberá ser construida en configuración doble barra más seccionador de bypass y los equipos a instalar podrán ser del tipo convencional AIS - Air Insulated Substations (Subestación aislada en aire), tipo GIS - Gas Insulated Substation (Subestación aislada en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos lo demás requisitos establecidos en los DSI STR.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea y de transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente.

Los equipos o elementos por instalar en la Nueva Subestación Magangué 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos de las Líneas de transmisión. El Inversionista seleccionado deberá verificar que, con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de teleprotección de las líneas de transmisión, ante mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.

2.2.2. Subestación existente Mompox 110 kV.

El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo del lote (en caso de ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2 incluyendo los espacios de reserva.

Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de Conexión con AFINIA en la Subestación Mompox 110 kV. Los equipos a instalar podrán ser del tipo convencional AIS - Air Insulated Substations (Subestación aislada en aire), tipo GIS - Gas Insulated Substation (Subestación aislada en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos lo demás requisitos establecidos en



Unidad de Planeación Minero Energética

los DSI STR. Se aclara que los equipos existentes en la subestación Mompox 110 kV son convencionales.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea y de transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente.

Las bahías de línea 110 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación Mompox 110 kV

Los equipos o elementos por instalar en la subestación Mompox 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

El diagrama unifilar de la subestación Mompox 110 kV será proporcionado a través de la información técnica que será publicada en la página web de la Presente Convocatoria Pública.

El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos de las Líneas de transmisión. El Inversionista seleccionado deberá verificar que, con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de teleprotección de las Líneas de transmisión, ante mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.

2.2.3. Subestación existente El Banco 110 kV.

El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo del lote (en caso de ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2 incluyendo los espacios de reserva.

Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de Conexión con AFINIA en la Subestación El Banco 110 kV.

Los equipos a instalar podrán ser del tipo convencional AIS - Air Insulated Substations (Subestación aislada en aire), tipo GIS - Gas Insulated Substation (Subestación aislada en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI STR. Se aclara que los equipos existentes en la subestación El Banco 110 kV son convencionales.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea y de transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente.



Unidad de Planeación Minero Energética

Las bahías de línea 110 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación El Banco 110 kV, la cual es Barra Sencilla.

Los equipos o elementos por instalar en la Subestación El Banco 110 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

El diagrama unifilar de la subestación El Banco 110 kV será proporcionado a través de la información técnica que será publicada en la página web de la Presente Convocatoria Pública.

El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos de las Líneas de transmisión. El Inversionista seleccionado deberá verificar que, con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de teleprotección de las Líneas de transmisión, ante mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.

2.3. Puntos de Conexión del Proyecto

El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la presente Convocatoria Pública de STR, independiente de la modalidad (compra o arrendamiento, etc.), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

Cuando el Transmisor Regional considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor Regional.

2.3.1. En la Nueva Subestación Magangué 110 kV

El propietario de la Nueva Subestación Magangué 110 kV será el Inversionista adjudicatario resultante de la presente Convocatoria Pública del STR.

La frontera, en la Nueva Subestación Magangué 110 kV, entre el STR y el SDL será en el barraje de 110 kV. Adicionalmente, la frontera entre el Transmisor encargado de las bahías de alta de 500 kV y el Inversionista seleccionado para la presente Convocatoria Pública del STR, será en los bornes de alta de los transformadores que



Unidad de Planeación Minero Energética

se conectarán a las bahías de transformación 500 kV construidas mediante la Convocatoria Pública UPME 02 2024.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública de STR y el Transmisor del STN seleccionado para la Convocatoria Pública UPME 02-2024, deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las provisiones futuras y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Convocatoria Pública de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de los agentes involucrados.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública de STR y el operador de red (OR), deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las provisiones futuras y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Convocatoria Pública de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de los agentes involucrados.



Unidad de Planeación Minero Energética



2.3.2. En la subestación Mompox 110 kV

El agente responsable de la existente subestación Mompox 110 kV es el operador de red AFINIA.

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública del STR en la subestación Mompox 110 kV, será en el barraje a 110 kV.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública de STR y AFINIA, deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Convocatoria Pública de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de los agentes involucrados.

2.3.3. En la subestación El Banco 110 kV

El agente responsable de la existente subestación El Banco 110 kV es el operador de red AFINIA.

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública del STR en la subestación El Banco 110 kV, será en el barraje a 110 kV.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública de STR y AFINIA, deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND y el Operador de Red, el suministro de servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones físicas necesarias y demás acuerdos. Este



Unidad de Planeación Minero Energética

contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la presente Convocatoria Pública de STR, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de los agentes involucrados.

2.3.4. En la Línea Magangué – Sincé 110 kV

El agente responsable de la Línea Magangué – Sincé 110 kV es el operador de red AFINIA.

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Línea Magangué – Sincé 110 kV, son todos los puntos de apertura o seccionamiento de la Línea, para realizar la reconfiguración de la Línea Magangué – Nueva Magangué - Sincé 110 kV.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones y control de las bahías de línea en la Nueva Subestación Magangué 110 kV con los sistemas de las bahías de los extremos de las Líneas, específicamente en las subestaciones Magangué 110 kV y Sincé 110 kV.

Los contratos de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública de STR y AFINIA, deberán incluir, entre otros aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a la Línea y cambios o ajustes de cualquier índole que deben hacerse en las subestaciones Magangué 110 kV y Sincé 110 kV que se generen producto de la reconfiguración de la Línea existente en Magangué – Nueva Magangué - Sincé 110 kV. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con debida justificación, la modificación del momento en que se firma el contrato de conexión.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo No. 1. El uso de



Unidad de Planeación Minero Energética

normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento, asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor

Las Especificaciones contenidas en este Anexo No. 1, se complementan con la información de las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria Pública de STR.

3.1. Parámetros del Sistema

Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor Regional deberán ser nuevos y de última tecnología, y deben cumplir con las siguientes características técnicas del STR, las cuales serán verificadas por el Interventor para la UPME.

Generales:

Tensión nominal	110 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Número de fases	3

Subestaciones 110 kV:

Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o híbrido.
Configuración de la Subestación	Doble barra más seccionador de bypass o barra sencilla.

Líneas de transmisión 110 kV:

Tipo de Línea y estructuras	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, y/o subterránea.
Estructuras de soporte	Para doble circuito.
Circuitos por torre o canalización	Soporte con infraestructura existente.
Conductores de fase	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
Cables de guarda	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

Las Líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas, subterráneas o subfluviales. La longitud de las Líneas de transmisión de 110 kV serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.



Unidad de Planeación Minero Energética

En caso de tramos subterráneos (si se requieren), el inversionista deberá considerar todas las obras civiles requeridas (ductos y demás elementos), además de hacerse cargo del respectivo mantenimiento de esta obra civil.

3.2. Nivel de Corto Circuito

El Transmisor Regional deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de corto circuito utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de la Subestación será el adecuado durante la vida útil de estos. No obstante, la capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán en la Nueva Subestación Magangué 110 kV objeto de la presente Convocatoria Pública de STR no deberá ser inferior a 43,6 kA para 110 kV. Adicionalmente, la capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán en las subestaciones existentes Mompox 110 kV y El Banco 110 kV objeto de la presente Convocatoria Pública de STR no deberá ser inferior a 31,5 kA para 110 kV. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

3.3. Materiales

Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deberán ser nuevos, de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados conforme a normas internacionales reconocidas, con sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el Proyecto, establecidos en el Libro 2, Tabla 2.1.2.1.a del RETIE deberán contar con certificado de producto, de acuerdo con lo dispuesto en el Título 2, numeral c del del RETIE. El Inversionista deberá presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre la versión vigente al momento de la Convocatoria.

3.4. Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en el RETIE, Código de Redes y Normativa vigente. El Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.



Unidad de Planeación Minero Energética

Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la Línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la Línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo.

En cuanto a ruido audible generado por la Línea y/o la Subestación, deberá limitarse a los estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de 2006 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

3.5. Licencias, Permisos, Compromisos y Contrato de Conexión

La consecución de todas las licencias y permisos, así como las modificaciones a que haya lugar, son responsabilidad del Inversionista. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los artículos 52 y 53.

Los acuerdos operacionales de coexistencias y contratos de conexión deben considerar lo establecido en la Resolución MME 40303 de 2022.

La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como Hito en el Cronograma de la Convocatoria Pública del STR, lo cual será objeto de verificación por parte del Interventor.

Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor.

Así mismo, en el evento que se presenten casos de superposición de proyectos se debe atender al compromiso suscrito en el marco de lo dispuesto en el numeral 6.1. literal q) de las Condiciones Generales de los DSI STR.

3.6. Pruebas en Fábrica

Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar la Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión, para compensadores, interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y potencial, entre otros. En caso de



Unidad de Planeación Minero Energética

que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del Inversionista.

Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de la Subestación, estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por Personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

El Inversionista deberá dar cumplimiento a lo estipulado en la Resolución CREG 098 de 2000, numeral 3.3 "Materiales", según el cual: "...el Transportador presentará a la Entidad designada, todos los Formularios de Características Técnicas garantizadas de los materiales utilizados y los correspondientes reportes de pruebas de materiales y equipos, según las exigencias de las normas técnicas correspondientes...".

4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN DE 110 kV

4.1. General

La información específica referente a las Líneas existentes, remitida por el propietario de la infraestructura, como costos, datos técnicos, etc., serán suministrados por la UPME conforme el numeral 9 del presente Anexo No. 1.

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas mínimas para las nuevas líneas de transmisión que el Inversionista construya, para lo cual deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis comparativo de las normas:

Línea de 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica	Numeral 3.1	kV	110
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1	Hz	60
3	Tipo de Línea	Numeral 3.1	-	Aérea/ Subterránea
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3	km	Línea desde la Nueva S/E Magangué 110 kV hasta interceptar la línea existente



Unidad de Planeación
Minero Energética

Línea de 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
				Magangué – Sincé 1 110 kV: 2 Línea desde la Nueva S/E Magangué 110 kV hasta interceptar la línea existente Magangué – Mompox 1 110 kV: 1.5 Dos Líneas desde la S/E existente Mompox 110 kV hasta la S/E existente El Banco 110 kV: 57
5	Altura (estimada) sobre el nivel del mar	Numeral 4.3	msnm	19 m
6	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1	-	Para líneas aéreas dos (2) circuitos, para líneas subterráneas según diseño.
7	Conductores de fase	Numeral 4.4.2	-	-
8	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	-	-
9	Cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
10	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
11	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
12	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	-
13	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-



Unidad de Planeación
Minero Energética

Línea de 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
	referida a su tensión de rotura			
14	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que puedan tener importancia en el diseño del aislamiento. Investigar presencia de contaminación salina, industrial o de otro tipo.	g/cm ²	-
15	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
16	Estructuras	Numeral 4.4.6	-	-
17	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
18	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
19	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
20	Diseño de aislamiento	Numeral 4.4.1	-	-
21	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
22	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
23	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
24	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
25	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda para línea aérea en cualquier condición, referida a su tensión de rotura	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50

Tabla 1. Características de las líneas a 110 kV



Unidad de Planeación Minero Energética

En cualquier caso, se deberá dar cumplimiento al Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 con sus Anexos, incluyendo todas sus modificaciones) y al RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas) en su versión vigente.

Se debe propender por la minimización u optimización de cruces entre Líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria del STR con otras Líneas en ejecución o existentes y evitar la afectaciones o riesgos al SIN, por lo cual el Inversionista deberá implementar las medidas técnicas necesarias. Para ello, el Inversionista se obliga a realizar el estudio correspondiente antes del inicio de construcción de las obras y, a más tardar en ese momento, ponerlo a consideración de la Interventoría, la UPME, terceros involucrados, el CND y si es del caso al CNO. Este documento hará parte de las memorias del proyecto.

Las Líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión descritas en la Tabla 1, son de referencia y están basadas en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones. La longitud real será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

Se aclara que la definición del número de cables de guarda necesarios para la estructura doble circuito a construir es definido por el Inversionista de la presente Convocatoria del STR. Será el Inversionista quien defina el número de cables de guarda que instalará, pues en cualquier caso deberá garantizar la protección de los circuitos a instalar en la presente Convocatoria y el cumplimiento de las normas técnicas aplicables.

4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión

La selección de la ruta de las Líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir dicha ruta, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades ambientales, a las Autoridades nacionales, regionales y locales, los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial, a las Autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de consideraciones, restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

La Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, no tendrá ningún tipo de responsabilidad en la planeación, definición, elaboración de estudios, solicitud de



Unidad de Planeación Minero Energética

licencias o autorizaciones y sus modificaciones. Será responsabilidad exclusiva del Inversionista cualquier retraso, demora, dificultad o imposibilidad de llevar a cabo el proyecto de la manera planeada por la falta de alguna autorización o licencia.

Específicamente para los tramos subterráneos, si se requirieran, durante la selección de la ruta, deberán identificarse todas las instalaciones subterráneas existentes, así como raíces de árboles, discontinuidades estratigráficas etc., que puedan incidir en ubicación de los cables o ductos requeridos. Para la determinación de los elementos enterrados se podrá ejecutar, sin limitarse a ello, un rastreo electromagnético del subsuelo mediante equipo especial para este propósito tal como el Georradar o Radar de Penetración Terrestre (Ground-Penetrating Radar – GPR). En estos tramos deberá tenerse en cuenta la posibilidad de ubicación de las cajas para empalme o cambio de dirección. También será responsabilidad del Inversionista consultar a las Autoridades y/o entidades correspondientes, encargadas de otra infraestructura que pueda estar relacionada.

El Inversionista deberá considerar todas las restricciones, precauciones y demás aspectos relevantes que se identifiquen en los análisis tendientes a identificar alertas tempranas en la zona del proyecto.

A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el documento denominado **Alertas Tempranas de Segundo Momento** para el proyecto “**UPME STR 02-2024 Nueva Subestación Magangué 110 kV y obras asociadas**”, el cual corresponde una caracterización ilustrativa que no puede o debe considerarse como una asesoría en materia de inversiones, legal, fiscal o de cualquier otra naturaleza por parte de la UPME o sus funcionarios, empleados, asesores, agentes y/o representantes. Su objetivo es identificar de manera preliminar e indicativa las posibilidades y condicionantes de tipo ambiental y social, en un área de estudio preliminar que corresponde a un espacio geográfico que brinda la posibilidad a los interesados de plantear diferentes alternativas para el desarrollo de la presente Convocatoria Pública UPME STR.

La fuente de la información de este documento es secundaria y se aclara que el documento en general fue realizado en el año 2024, por lo cual es responsabilidad del Inversionista el asumir en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

4.3. Longitud de las Líneas



Unidad de Planeación Minero Energética

Las longitudes y la altura sobre el nivel del mar, anunciadas en la Tabla 1, del presente Anexo, son de referencia y están basadas en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

4.4. Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV

Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1 de los DSI del STR, en el Reglamento de Operación del SIN, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones) y en el RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la Línea.

Para el caso de la reconfiguración de Líneas, las especificaciones de diseño deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista correspondiente tendrá que recopilar al detalle todas las características del diseño original de la Línea de Transmisión y confrontarlas con la normatividad actual.

El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor Regional correspondiente cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

4.4.1. Aislamiento

El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de contaminación de la zona en la que se construirán las Líneas, la nueva Subestación y/o las obras en las subestaciones existentes y, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento de las Líneas, los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las Líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y apertura de las Líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110 % del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

Para el caso de tramos de Líneas aéreas-subterráneas en todos los sitios de transición deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la Línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.



Unidad de Planeación Minero Energética

4.4.2. Conductores de Fase

Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto objeto de la presente Convocatoria del STR operará, por tanto, será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor correspondiente informará a la UPME si el diseño realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites establecidos.

El conductor de fase y el número de conductores por fase de las Líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME del STR, sean aéreas o subterráneas, deberán cumplir con las siguientes exigencias técnicas:

- Capacidad normal de operación de cada uno de los conductores no inferior a **691** Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- Parámetros por longitud – Secuencia positiva y negativa (1,2):
 - Máxima resistencia óhmica AC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a **0,114** ohmios/km
 - Reactancia: **0,435** ohmios/km
 - Susceptancia: **3,476** microsiemens/km
- Parámetros por longitud – Secuencia cero (0):
 - Máxima resistencia óhmica AC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a **0,419** ohmios/km
 - Reactancia: **1,553** ohmios/km
 - Susceptancia: **1,928** microsiemens/km

En caso de conductores en haz o múltiples por fase, la resistencia DC a 20°C por conductor de fase corresponderá a la resistencia en paralelo de los sub-conductores de cada fase y la capacidad de corriente corresponderá a la capacidad en paralelo de los sub-conductores de cada fase. Lo anterior utilizando las normas o cálculos aplicables y según las características de la línea (p. eje, aérea o subterránea).

El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos y/o submarinos según sea el caso.

En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia y ruido audible establecidas en la normatividad aplicable.



Unidad de Planeación Minero Energética

De acuerdo con lo establecido en el libro No. 3, título 11, Artículo 3.11.1 del RETIE, los valores máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 3.11.1.a. del RETIE, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos durante varias horas.

De presentarse características en el ambiente, para las nuevas líneas, que tuviere efecto corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con alambres de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima, resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad aplicable. Para líneas subterráneas y/o subfluviales el conductor deberá ser cobre o aluminio con aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito previsibles para las líneas durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente

4.4.3. Cable(s) de Guarda

El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW, con la única excepción de líneas a reconfigurar, que no tengan instalados cables con fibra óptica. En todo caso los cables de guarda de las nuevas líneas deberán tener las mismas características de las líneas existentes a intervenir.

De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda no deberán contener alambres en acero galvanizado y deberán ser del tipo Aluminum-Clad o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos

En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el cable de guarda, no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional cumpla con las normas técnicas aplicables.



Unidad de Planeación Minero Energética

En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del cable de guarda o de los cables de fibra óptica asociados con cables enterrados o submarinos e informar de ellos al Interventor.

4.4.4. Puesta a Tierra de las Líneas

El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la IEEE Std 80-2013, "Guide for Safety in AC Substation Grounding" ("Guía para la seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de corriente alterna"), y con lo establecido en el Libro 3, Título 12 del RETIE, en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 3.12.4 del RETIE y, específicamente, con lo establecido en el numeral 3.12.4.3., o el numeral aplicable si la norma ha sido objeto de actualización.

Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y los voltajes de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

4.4.5. Transposiciones de Línea

El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

El Transmisor Regional deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la norma técnica aplicable para ello, IEC 1000-3-6 o equivalente, lo cual deberá soportar y poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor Regional deberá hacerse cargo de todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del presente Proyecto.

En caso de requerirse, las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos (3/6) y a cinco sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.



Unidad de Planeación Minero Energética

El Transmisor Regional se obliga a realizar el estudio correspondiente **antes del inicio de construcción de las obras** y, a más tardar en ese momento, ponerlo a consideración de la Interventoría, terceros involucrados, el CND y si es del caso al CNO. Este documento hará parte de las memorias del proyecto.

4.4.6. Estructuras

Para el caso de las líneas a reconfigurar sería deseable, pero no mandatorio, que los tipos de estructuras de estas líneas que se seleccionen para el soporte de éstas tengan el mismo diseño de las estructuras de soporte que tienen las correspondientes líneas a intervenir.

El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.

Las estructuras de apoyo para las Líneas aéreas y las de transición aéreo-subterráneo (si esta última opción se presenta) deberán ser auto-soportadas. En cualquier caso, las estructuras no deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje, pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología establecida en el ASCE Manual No. 74-2020, "Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading" ("Guía para cargas estructurales de líneas de transmisión eléctrica"), o la versión que se encuentre vigente. La definición del vano peso máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecida a partir de los resultados del plantillado de la Línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo o dispuesto en el ASCE/SEI 10-15, "Design of Latticed Steel Transmission Structures" ("Diseño de estructuras reticuladas de acero para transmisión"), o en la versión que se encuentre vigente. En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que se obtienen según la metodología que establece la última versión del RETIE. Si ello resultara así, primarán estas últimas.

El grado de galvanización del acero de las estructuras deberá ser concordante con el nivel de contaminación salina y con el efecto de la abrasión resultante de bancos de arena con el viento presente en las zonas o áreas donde este efecto se presenta.



Unidad de Planeación Minero Energética

4.4.7. Localización de Estructuras de tramos aéreos

Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad entre el conductor inferior de la Línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, Líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor durante toda la vida útil del Proyecto, de acuerdo con lo establecido en el RETIE, en su última versión.

El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de estos requisitos.

4.4.8. Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores

El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores y espaciadores - amortiguadores (según el número de conductores por fase) deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista determinará los sitios de colocación, a lo largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su posicionamiento medido desde la boca de la grapa y entre amortiguadores o espaciadores - amortiguadores será el que determine el estudio de amortiguamiento que realice el Inversionista, copia del cual deberá ser entregada al Interventor.

4.4.9. Cimentaciones

La selección del tipo de cimentación corresponde al Inversionista. Para ello deberá determinar los parámetros de pH y contenido de sulfatos en cada sitio de torre y, con base en estos resultados, definir el tipo de cimentación e informar por escrito a la Interventoría su decisión.

Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo de las cimentaciones propuestas, que deberá hacerse considerando la metodología establecida por el ACSE en la última revisión del documento "Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74" para la evaluación de las cargas y para el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique



Unidad de Planeación Minero Energética

para la evaluación de las cargas en torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es el caso, se deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.

Los diseños de cimentaciones para las torres de una Línea de transmisión deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que obligatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

4.4.10. Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de Líneas subterráneas o subfluviales

De acuerdo con lo establecido en el artículo 3.19.10 del RETIE, las canalizaciones para los tramos subterráneos podrán realizarse mediante puentes, túneles, bancos de ductos, o enterramiento directo, sin embargo, dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las condiciones particulares de la instalación y su ambiente y aplicar los elementos más apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con los permisos de los propietarios o de las Autoridades competentes según corresponda.

Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1 % hacia las cámaras de inspección, y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales o de reconocimiento internacional para este tipo de Líneas.

Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa, libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo menor a la vida útil del cable enterrado.

Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las derivaciones deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación, conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.



Unidad de Planeación Minero Energética

Las tapas de las cajas podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

El inversionista deberá proveer todo lo necesario para la conexión subterránea a aérea, incluyendo todos los dispositivos de protección y de puesta a tierra.

4.4.11. Señalización Aérea

El Inversionista deberá investigar con la Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil (Aerocivil), la Fuerza Aérea de Colombia, FAC, la Armada Nacional, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc.) que hagan imperioso que la Línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por la carencia de ellos.

Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros centelleantes en torres en casos más severos.

La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME no tendrá ningún tipo de responsabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclusiva del Inversionista.

4.4.12. Desviadores de vuelo para aves

Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de vuelo para aves. La determinación de esta necesidad será responsabilidad del Inversionista por intermedio de los funcionarios a cuyo cargo están los estudios ambientales. Serán de su responsabilidad la determinación de la existencia de aves (migratorias o no) que puedan resultar afectadas por la existencia de las Líneas y, recomendar el uso de desviadores de vuelo de aves, determinando los tramos de colocación de estos dispositivos y las distancias a los que estos deben colocarse.

Cualquier afectación que se pueda provocar por la falta de previsión o de identificación de la necesidad de la instalación de los desviadores de vuelo para aves será responsabilidad exclusiva del Inversionista. La Unidad de Planeación Minero Energética - UPME no tendrá ningún tipo de responsabilidad en la ejecución de esta obligación.

4.4.13. Obras Complementarias



Unidad de Planeación Minero Energética

El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención, tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos ambientales y demás obras que se requieran.

4.5. Informe Técnico

De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el Inversionista suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas de construcción de las Líneas de transmisión del Proyecto:

- Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Materiales utilizados para la construcción de las Líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Análisis de riesgos de origen eléctrico de acuerdo con el artículo 15.1 del título 5 del RETIE, resolución 40117 del 02 de abril de 2024.

5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para las subestaciones que hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública del STR.

5.1. General

La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como Costos de Conexión, datos técnicos, planos,



Unidad de Planeación Minero Energética

etc., serán suministrados por la UPME conforme al Numeral 9 del presente Anexo No. 1.

La siguiente tabla presenta las características de las subestaciones que hacen parte del proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública del STR:

ítem	Descripción	Nueva Subestación Magangué 110 kV	Mompox 110 kV	El Banco 110 kV
1	Subestación nueva	Si	No	No
2	Configuración	Doble barra más seccionador de bypass	Barra sencilla	Barra sencilla
3	Tipo de Subestación	AIS o GIS o una solución híbrida	Híbrida	Convencional
4	Agente Responsable de la Subestación	Inversionista Convocatoria Pública UPME STR 02-2024	OR: AFINIA S.A. E.S.P.	OR: AFINIA S.A. E.S.P.

Tabla 2 Características de las subestaciones a construir

5.1.1. Predios de las subestaciones

La Nueva Subestación Magangué 110 kV

El predio de la Nueva Subestación Magangué 110 kV será el que adquiera el Inversionista Adjudicatario considerando y garantizando las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión y el acceso de equipos, para el STR y para el STN. Sin embargo, su ubicación está limitada dentro de un radio no mayor a 2.5 km de la siguiente coordenada (centroide), la cual está ubicada en inmediaciones del municipio de Magangué en el departamento de Bolívar:

- Latitud: 5° 41 ' 41 " N
- Longitud: 76° 39' 40 " W

El predio seleccionado debe ser tal que no esté limitado para el crecimiento de la Subestación mediante futuras ampliaciones.



Unidad de Planeación Minero Energética

El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.2 de este Anexo No. 1.

El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar oportunamente los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades para los accesos, equipos y obras.

En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y, en cualquier caso, deberán considerar los posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista.

El Inversionista debe elaborar un documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a disposición del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME no tendrá ningún tipo de responsabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclusiva del Inversionista.

Subestación Mompox 110 kV

La existente subestación Mompox 110 kV, propiedad de AFINIA S.A. E.S.P., se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

- Latitud: 9° 13' 36,17" N
- Longitud: 74° 25' 3,38" W

Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con AFINIA S.A. E.S.P. y en terreno.

El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional,



Unidad de Planeación Minero Energética

regional o local. En este sentido, deberán tramitar oportunamente los permisos y licencias a que hubiere lugar.

En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y, en cualquier caso, deberán considerar los posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista.

Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME no tendrá ningún tipo de responsabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclusiva del Inversionista.

Subestación El Banco 110 kV

La existente subestación El Banco 110 kV, propiedad de AFINIA S.A. E.S.P., se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

- Latitud: 9° 01 ' 12.08" N
- Longitud: 73° 58' 2.86" W

Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con AFINIA S.A. E.S.P. y en terreno.

El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar oportunamente los permisos y licencias a que hubiere lugar.

En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y, en cualquier caso, deberán considerar los posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista.

Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.



Unidad de Planeación Minero Energética

La Unidad de Planeación Minero-Energética UPME no tendrá ningún tipo de responsabilidad en la ejecución de esta obligación, la cual es de responsabilidad exclusiva del Inversionista.

5.1.2. Espacios de Reserva

La presente Convocatoria Pública del STR no tiene previsto dejar espacios de reserva.

Sin embargo, se debe garantizar que los espacios de reserva existentes (no usados por el presente Proyecto), no se verán afectados o limitados para su utilización, por la infraestructura (equipos, líneas, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STR. Esto no implica que los espacios ocupados por las obras a construir en la presente Convocatoria Pública del STR se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la presente convocatoria.

5.1.3. Conexiones con Equipos Existentes

El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protección, de las nuevas bahías a 110 kV con la infraestructura existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor Regional.

5.1.4. Servicios Auxiliares

El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública del STR. Las tensiones a utilizar en los servicios auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1 del presente Anexo No. 1.

5.1.5. Infraestructura y Módulo Común

El Inversionista seleccionado deberá realizar la implementación y mantenimiento de todas las obras y equipos constitutivos del módulo común como se describe a continuación:



Unidad de Planeación Minero Energética

El Inversionista debe prever el espacio necesario para edificios, equipos y obras del desarrollo inicial del proyecto y los espacios de reserva para futuros desarrollos, objeto de la presente Convocatoria Pública del STR, junto con los espacios de acceso, vías internas, cerramientos, iluminación interior y exterior, casetas de control etc., según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios actuales y/o nuevos, y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, las vías de acceso a predios de las Subestación y/o adecuaciones que sean necesarias en la subestación existente para el desarrollo de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública del STR.

El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulo en la Subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a la Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación, son objeto de la presente Convocatoria Pública del STR. La infraestructura y módulo común de la Subestación estarán conformados como mínimo por los siguientes componentes:

- **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista, está compuesta por: las vías de acceso a la Subestación, las vías internas de acceso a los patios de conexiones, alcantarillado, barreras de protección y de acceso al predio, todos los cerramientos de seguridad del predio, filtros y drenajes, pozos sépticos y de agua y/o conexión al acueducto/alcantarillado vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles utilizadas de manera común en la Subestación. En el caso particular de las obras a cargo del Inversionista, es su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su construcción, protección física, malla de puesta a tierra.
- **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del presente Anexo No. 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de la Subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, iluminación y el apantallamiento, los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar la nueva bahía con la subestación existente, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares.

Para la ampliación de las subestaciones, se podrá utilizar el terreno ubicado en dicha subestación, previo acuerdo entre las partes involucradas (Propietario e Inversionista). Será responsabilidad del Inversionista, investigar las facilidades y de los requerimientos los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra y sistema de apantallamiento. Igualmente deberá respetar las



Unidad de Planeación Minero Energética

disposiciones actuales de equipos y conservar los arreglos y configuraciones existentes; en principio, deberá suministrar todos los equipos y elementos requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.

El Interventor analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras descritas en el Numeral 2 del presente Anexo No. 1, e informará a la UPME el resultado de su análisis.

La medición para efectos comerciales se sujetará a lo establecido en la regulación pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya).

Nota 1: El Inversionista deberá prever y dejar disponible al Inversionista, todas las facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones de potencia, protecciones, control, comunicaciones y medidas, sin limitarse a éstas.

5.2. Normas para Fabricación de los Equipos

El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las normas expedidas por los siguientes organismos: Institute of Electrical and Electronics Engineers-IEEE (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos), International Electrotechnical Commission - IEC (Comisión Electrotécnica Internacional), International Organization for Standardization - ISO (Organización Internacional de Normalización), American National Standards Institute - ANSI (Instituto Nacional Estadounidense de Estándares), International Telecommunication Union - ITU-T (Unión Internacional de Telecomunicaciones - Sector de Normalización de las Telecomunicaciones) y Comité International Spécial des Perturbations Radioélectriques - CISPR (Comité Internacional Especial de Perturbaciones Radioeléctricas). El uso de normas diferentes deberá ser sometido a consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos

Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico apto de acuerdo con la IEEE Std 693-2018, "*Recommended Practice for Seismic Design of Substations*" ("Práctica recomendada para el diseño sísmico de subestaciones"), o las publicaciones de las partes de requisitos sísmicos de la familia de estándares IEC 62271, "*High-voltage switchgear and controlgear*" ("Aparata y control de alta tensión"), en versiones más recientes. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación. Si aplica para los suministros, el Inversionista seleccionado deberá entregar copias



Unidad de Planeación Minero Energética

al Interventor del certificado de la prueba tipo para el mismo modelo y nivel de tensión, según la IEC 60068-3-3, "*Environmental testing - Part 3-3: Supporting documentation and guidance - Seismic test methods for equipment*" ("Ensayos ambientales – Parte 3-3: Documentación de soporte y guía – Métodos de ensayo sísmico para equipos").

5.4. Procedimiento General del Diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- a) Inicialmente, el Transmisor Regional preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

En dicho documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos; especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito, tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales; filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y especificaciones de pruebas en fábrica; procedimientos de transporte, almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de operación y mantenimiento.

Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse



Unidad de Planeación Minero Energética

ninguna actividad sin que antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

- b) Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor Regional. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre el Transmisor Regional y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
- c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor Regional, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
- d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el documento de cumplimiento obligatorio.

En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.

Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; documentos de seguimiento de los suministros; y documentos que especifiquen las pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje, puesta en servicio y la operación y mantenimiento.

La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor Regional y entregada al Interventor para revisión.

5.4.1. Los documentos de Ingeniería Básica

Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; definen los criterios básicos de diseño; determinan las características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y



Unidad de Planeación Minero Energética

montaje de este tipo de instalaciones) serán entregados por el Transmisor Regional al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, el interventor podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor Regional y a la UPME la respectiva recomendación si es del caso.

La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

5.4.1.1. Memorias de cálculo electromecánicas

- Criterios básicos de diseño electromecánico.
- Memoria de medida de resistividad del terreno.
- Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables.
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares AC.
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares DC.
- Memoria de cálculo de distancias mínimas y de seguridad.
- Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones.
- Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra.
- Memoria de cálculo sistema de apantallamiento.
- Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión.
- Memoria de cálculo selección de conductores aéreos y barrajes.
- Memoria de cálculo selección de cables aislados de media tensión (si aplica).
- Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- Análisis de identificación de riesgos.

5.4.1.2. Especificaciones equipos

- Especificación técnica equipos de patio.
- Especificación técnica sistema de puesta a tierra.
- Especificación técnica sistema de apantallamiento.
- Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones
- Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de equipos.
- Especificación funcional del sistema de control.
- Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la Subestación.
- Especificación técnica de los servicios auxiliares AC / DC.
- Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de equipos, pruebas funcionales y de puesta en servicio.



Unidad de Planeación Minero Energética

5.4.1.3. Características técnicas de los equipos

- Características técnicas, equipos.
 - Interruptores
 - Seccionadores.
 - Transformadores de corriente.
 - Transformadores de tensión.
 - Descargadores de sobretensión.
 - Aisladores y cadenas de aisladores.
 - Trampas de onda (si aplica)
- Dimensiones de equipos.
- Características técnicas, cables de fuerza y control.
- Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- Características técnicas, sistema de automatización y control.
- Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares AC/DC.
- Características técnicas, cables desnudos para interconexión de equipos y barrajes.

5.4.1.4. Planos electromecánicos

- Diagrama unifilar de la Subestación
- Diagrama unifilar con características de equipos
- Diagrama unifilar de control y protecciones.
- Diagrama unifilar de medidas.
- Diagrama unifilar servicios auxiliares AC/DC.
- Arquitectura sistema de control de la Subestación.
- Planimetría del sistema de apantallamiento
- Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- Planos de disposición física de equipos en 110 kV).
- Planos de disposición de gabinetes y equipos en sala de control.
- Planos ubicación de equipos en sala de control.
- Elevación general de edificaciones y equipos.
- Planimetría del sistema de iluminación interior y exterior.
- Planos de detalles de montaje y de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- Planimetría de aisladores y cadenas de aisladores.
- Plano de disposición física de conectores
- Planimetría general de nomenclatura operativa.

5.4.1.5. Planos de obras civiles



Unidad de Planeación Minero Energética

- Plano localización de la Subestación.
- Plano disposición de cimentaciones de equipos.
- Plano cimentación de equipos y pórticos.
- Plano de drenajes de la Subestación.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- Planos casa de control.
- Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- Plano cerramiento de la Subestación.
- Plano obras de adecuación.

5.4.1.6. Estudios y trabajos de campo

- Levantamiento topográfico donde se ubicarán los equipos.
- Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área topográfico donde se ubicarán los equipos.
- Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte de equipos y materiales.
- Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

5.4.2. Los documentos de la Ingeniería de Detalle

Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, el Interventor podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros serán aquellos que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos documentos serán objeto de revisión por parte del Interventor quien formulará los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.



Unidad de Planeación Minero Energética

Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de revisión por parte del Interventor, quien hará los comentarios al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por el Interventor, la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

5.4.2.1. Cálculos detallados de obras civiles

- Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- Dimensiones y pesos de equipos.
- Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- Memorias de cálculo estructural para cimentación del edificio de control y de la caseta de relés.
- Memoria de cálculo muro de cerramiento
- Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y cárcamos interiores en edificio de control y casetas de relés.
- Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de Líneas y barrajes.
- Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
- Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en casa de control.
- Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- Memoria de cálculo sistema de acueducto.

5.4.2.2. Planos de obras civiles

- Planos para construcción de bases para equipos.
- Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte para equipos y pórticos.
- Planos para construcción de cimentaciones para equipos.
- Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- Planos para construcción de acabados exteriores.
- Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de tableros, equipos y canales interiores.
- Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- Planos para construcción de vías.



Unidad de Planeación Minero Energética

5.4.2.3. Diseño detallado electromecánico

El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control, protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

El Inversionista deberá entregar al Interventor para su revisión y verificación la información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

a. Sistema de puesta a tierra:

- Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y estructuras.
- Lista de materiales referenciados sobre planos.
- Plano de detalles de conexión de equipos y tableros a la malla de tierra.
- Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
- Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.

b. Equipos principales:

- Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al nivel rasante del patio.
- Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas de anclaje.
- Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
- Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control. Diseño civil de los canales de cables.
- Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos para cables entre los equipos y las bandejas.
- Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.

c. Equipos de patio:

- Para equipos de corte y derivación de Línea y transformación, transformadores de medida, descargadores de sobretensiones.



Unidad de Planeación Minero Energética

- Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc., hasta borneras de interconexión.
- Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
- Placas de características técnicas.
- Información técnica complementaria y catálogos.
- Manuales detallados para montaje de los equipos.
- Manuales detallados para operación y mantenimiento.
- Protocolo de pruebas en fábrica.
- Procedimiento para pruebas en sitio.

d. Para tableros:

- Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
- Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de control, señalización y protección.
- Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc., que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
- Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida, telecontrol y teleprotección, incluyendo:
 - Diagramas de principio y unifilares
 - Diagramas de circuito
 - Diagramas de localización exterior e interior.
 - Tablas de cableado interno y externo.
 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes diagramas de principio:
 - Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
 - Diagramas del sistema de control de la Subestación.
 - Diagramas de medición de energía.
 - Diagramas lógicos de enclavamientos.
 - Diagramas de comunicaciones.
 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
 - Listado de cables y borneras.
 - Planos de Interfase con equipos existentes.
 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización, señalización y alarmas.

e. Reportes de Pruebas:



Unidad de Planeación Minero Energética

- Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última prueba, el Inversionista deberá suministrar al Interventor dos (2) copias que contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de fábrica por cada uno de los equipos de potencia, control, protección, medida, comunicaciones, etc., que hayan sido suministrados. Las instrucciones deberán estar en idioma español.

5.4.3. Estudios del Sistema

Bajo esta actividad, el Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:

- Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad del terreno.
- Cálculo de flechas y tensiones.
- Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.
- Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensiones y distancias eléctricas.
- Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- Informe de interfaces con equipos existentes.



Unidad de Planeación Minero Energética

- Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- Ajustes y coordinación de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- Análisis de riesgos de origen eléctrico de acuerdo con el artículo 15.1 del Título 5 del RETIE, establecido mediante resolución 40117 del 02 de abril de 2024.

Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar como mínimo los siguientes aspectos:

- Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- Origen de los datos de entrada.
- Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo, en Publicaciones IEEE, IEC, ANSI o IEEE.
- Resultados.
- Bibliografía.

5.4.4. Distancias de Seguridad

Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

5.5. Equipos de Potencia

5.5.1. Interruptores

Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición vigente de las normas internacionales aplicables, tales como las publicadas por la International Electrotechnical Commission – IEC, o su equivalente del American National Standards Institute – ANSI, según corresponda al tipo de equipo a suministrar.

- IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna"),
- IEC 62271-1, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 1: Especificaciones comunes")



Unidad de Planeación Minero Energética

- IEC 62271-103, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 103: Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 103: Interruptores para tensiones nominales superiores a 1 kV e inferiores o iguales a 52 kV"), o la parte correspondiente de la serie IEC 62271 aplicable a tensiones ≥ 52 kV.
- IEC 60376:2018, "Specification of technical grade sulphur hexafluoride (SF₆) and complementary gases to be used in electrical equipment" ("Especificación del hexafluoruro de azufre de grado técnico y gases complementarios para uso en equipos eléctricos").
- IEC 62155:2003, "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1000 V" ("Aisladores huecos, presurizados y no presurizados, de porcelana y vidrio para uso en equipos eléctricos con tensiones nominales superiores a 1000 V").
- IEEE Std 693-2018, "Recommended Practice for Seismic Design of Substations" ("Práctica recomendada para el diseño sísmico de subestaciones"), o la versión que se encuentre vigente.

Mecanismos de operación: Los interruptores deberán tener mando tripolar y monopolar, y su mecanismo de operación deberá ser de tipo resorte. Dicho mecanismo deberá estar equipado con contactos de cierre y apertura, eléctricamente independientes.

El mecanismo de operación debe contar con un indicador mecánico de posición del interruptor, con señalización fácilmente visible desde el exterior del gabinete, que indique si el interruptor se encuentra cerrado o abierto. Adicionalmente, deberá incluir un contador de operaciones donde se indique la cantidad total de maniobras realizadas.

El número y características técnicas de las bobinas de disparo de los interruptores serán definidos por el Inversionista mediante sus propios análisis técnicos y eléctricos, cumpliendo con los requerimientos técnicos y de pruebas establecidos en la IEC 62271-100:2021 "High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating-current circuit-breakers" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna"), o en la versión que se encuentre vigente. En cualquier caso, se debe garantizar que el interruptor cuente con una bobina de cierre y dos (2) bobinas de apertura, cada una alimentada con un circuito de corriente continua independiente y su respectiva protección (fusible o MCB). El esquema de disparo redundante debe alinearse con alguno de los métodos de inicio del esquema de falla interruptor expuestos en la sección 7.6 de la norma IEEE Std C37.119-2016 "Guide for Breaker Failure Protection of Power Circuit Breakers" ("Guía para la protección contra fallas de interruptores de potencia")



Unidad de Planeación Minero Energética

Requisitos Generales: Los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección IP54 de acuerdo con 60529:2013, "Degrees of protection provided by enclosures (IP Code)" ("Grados de protección proporcionados por los envoltorios - Código IP"), o su equivalente en ANSI, el mecanismo de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

Pruebas de rutina: Los interruptores deberán ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 62271-100:2021, "High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit-breakers" ("Aparata y control de alta tensión - Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna"), o en su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

Pruebas tipo: En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista (Transmisor Regional) deberá entregar una copia de los reportes de pruebas tipo realizadas sobre interruptores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la 62271-100:2021, "High-voltage switchgear and controlgear - Part 100: Alternating-current circuit-breakers" ("Aparata y control de alta tensión - Parte 100: Interruptores automáticos de corriente alterna"), o en su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costo.

Pruebas en Sitio: se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los interruptores de Potencia.

5.5.2. Descargadores de Sobretensiones

Los descargadores de sobretensiones deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

- IEC 60099-4:2022, "Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems" ("Descargadores de sobretensión - Parte 4: Descargadores de óxidos metálicos sin explosores para sistemas de corriente alterna").
- IEC 62155:2003, "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1000 V" ("Aisladores huecos, presurizados y no presurizados, de porcelana y vidrio para uso en equipos eléctricos con tensiones nominales superiores a 1000 V")



Unidad de Planeación Minero Energética

Pruebas de rutina: Los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 60099-4:2022 o en su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera el Interventor.

Pruebas tipo: En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4:2022 o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

Pruebas en Sitio: Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

5.5.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- IEC 62271-102:2018, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 102: Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra de corriente alterna"), o su equivalente en ANSI.
- IEC 60273:1990, "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V" ("Características de los aisladores soporte interiores y exteriores para sistemas con tensiones nominales superiores a 1000 V").
- IEC 62271-1:2017, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 1: Especificaciones comunes").

Los seccionadores podrán ser de accionamiento tripolar y deberán poseer mecanismos de operación manual y motorizado, dispuestos en gabinetes de acero galvanizado o aluminio, con grado de protección IP54, conforme a la IEC 60529:2013. El mecanismo de operación deberá ser suministrado con contactos auxiliares, eléctricamente independientes y deberá contar con un sistema de condena que evite la operación eléctrica y mecánica, de acuerdo con lo establecido en la IEC 62271-102:2018, la IEC 60273:1990 y la IEC 62271-1:2017, o en sus equivalentes en ANSI.

El control del mecanismo de operación podrá ser operado local o remotamente y el modo de operación se podrá realizar mediante un selector de tres posiciones: LOCAL-DESCONECTADO-REMOTO. La operación local se realizará mediante dos



Unidad de Planeación Minero Energética

pulsadores: CIERRE y APERTURA. El mecanismo de operación debe tener claramente identificadas las posiciones de cerrado (I) y abierto (O).

Para los seccionadores con cuchilla de puesta a tierra, se deberá suministrar un enclavamiento eléctrico y mecánico que no permita cerrar el seccionador mientras la cuchilla de puesta a tierra esté cerrada.

Pruebas de rutina: Los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 62271-102:2018 o en su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera el Interventor.

Pruebas tipo: En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI, si el Transmisor Regional no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

Pruebas en Sitio: se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

5.5.4. Transformadores de Tensión

Los Transformadores de Tensión deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- IEC 60044-4, "Instrument transformers – Part 4: Measurement of partial discharges" ("Transformadores de medida – Parte 4: Medición de descargas parciales"), o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-2, "Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers" ("Transformadores de medida – Parte 2: Transformadores de tensión inductivos").
- IEC 60186, "Voltage transformers" ("Transformadores de tensión").
- IEC 60358, "Coupling capacitors and capacitor dividers" ("Capacitores de acoplamiento y divisores capacitivos").
- IEC 61869-1, "Instrument transformers – Part 1: General requirements" ("Transformadores de medida – Parte 1: Requisitos generales"), IEC 61869-3, "Instrument transformers – Part 3: Additional requirements for inductive voltage transformers" ("Transformadores de medida – Parte 3: Requisitos adicionales para transformadores de tensión inductivos"), IEC 61869-5, "Instrument transformers – Part 5: Additional requirements for capacitor voltage transformers" ("Transformadores de medida – Parte 5: Requisitos adicionales para transformadores de tensión capacitivos")



Unidad de Planeación Minero Energética

- IEC 60296, "Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear" ("Fluidos para aplicaciones electrotécnicas – Aceites minerales nuevos para transformadores y aparata de alta tensión").

Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

Pruebas de rutina: Los transformadores de tensión deberán ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 60186, secciones 5 y 25, y en la IEC 60358, cláusula 7.1. o en sus equivalentes en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberá ser presentada para fines pertinentes de la Interventoría.

Pruebas tipo: En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, secciones 4 y 24 y la IEC 60358, cláusula 6.2, o en sus equivalentes en ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costo.

Pruebas en Sitio: Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

5.5.5. Transformadores de Corriente

Los Transformadores de Corriente deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- IEC 60044-4, "Instrument transformers – Part 4: Measurement of partial discharges" ("Transformadores de medida – Parte 4: Medición de descargas parciales", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-1, "Instrument transformers – Part 1: Current transformers" ("Transformadores de medida – Parte 1: Transformadores de corriente").
- IEC 61869-1, "Instrument transformers – Part 1: General requirements" ("Transformadores de medida – Parte 1: Requisitos generales").

Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente



Unidad de Planeación Minero Energética

en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

Pruebas de rutina: Los transformadores de corriente deberán ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberá ser presentada para fines pertinentes de la Interventoría.

Pruebas tipo: En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costo.

Pruebas en Sitio: Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de corriente.

5.5.6. Equipo GIS o Híbrido

En caso de que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la siguiente normatividad:

Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como lo indicado en estas especificaciones.

- IEC 61869, "Instrument transformers" ("Transformadores de medida").
- IEC 60071-1:2019 / IEC 60071-2:2018, "Insulation coordination" ("Coordinación de aislamiento").
- IEC 62271, "High-voltage switchgear and controlgear" ("Aparata y control de alta tensión"), en las partes que resulten aplicables.
- IEC 60137:2017, "Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V" ("Bujes aislados para tensiones alternas superiores a 1000 V").
- IEC 60270:2000, "High-voltage test techniques – Partial discharge measurements" ("Técnicas de ensayo de alta tensión – Medición de descargas parciales").
- IEC 60376:2018, "Specification of technical grade sulphur hexafluoride (SF6) and complementary gases" ("Especificación del hexafluoruro de azufre de grado técnico y gases complementarios").
- IEC 60480:2019, "Guidelines for the checking and treatment of sulphur hexafluoride (SF6) taken from electrical equipment" ("Guía para la verificación y tratamiento del SF6 extraído de equipos eléctricos").



Unidad de Planeación Minero Energética

- IEC 62271-1:2017, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 1: Common specifications" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 1: Especificaciones comunes").
- IEC 60815-1:2008 / IEC 60815-2:2010, "Selection and dimensioning of high-voltage insulators for polluted conditions" ("Selección y dimensionamiento de aisladores de alta tensión para condiciones de contaminación").
- IEC 62271-209:2019, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 209: Cable connections for gas-insulated metal-enclosed switchgear" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 209: Conexiones de cables para aparamenta metálica encapsulada en gas").
- IEC 62271-303:2021, "High-voltage switchgear and controlgear – Part 303: Use and handling of sulphur hexafluoride (SF6)" ("Aparamenta y control de alta tensión – Parte 303: Uso y manipulación de SF6").
- IEC 61639:2007, "Direct connection between gas-insulated metal-enclosed switchgear and transformers" ("Conexión directa entre aparamenta metálica encapsulada en gas y transformadores").

El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

5.5.7. Sistema de Puesta A Tierra

Deberá diseñarse para que, en condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el Personal situado en cualquier lugar de la Subestación, al que tenga acceso.

Todos los requerimientos para la malla de tierra de la nueva Subestación y en las subestaciones existentes (si aplica), estarán de acuerdo con la última revisión de la publicación IEEE Std 80-2013, "Guide for Safety and Alternating Current Substation Grounding" ("Guía para la seguridad en la puesta a tierra de subestaciones de corriente alterna") e IEEE Std 81-2012, "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System" ("Guía para la medición de resistividad del terreno, impedancia de puesta a tierra y tensiones de superficie de un sistema de puesta a tierra"). El diseño, materiales y validación del sistema de puesta a tierra deberán cumplir con los requerimientos que le apliquen del artículo 15° del RETIE en su última versión.

Todos los elementos sin tensión como equipos, estructuras metálicas expuestas y no expuestas, accesorios metálicos, aisladores de soporte y otros, se conectarán



Unidad de Planeación Minero Energética

directamente a la malla de tierra en el punto más cercano y conveniente, utilizando empalmes de soldadura exotérmica.

La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la Subestación completa y garantizar el control de las tensiones de toque y de paso hasta 1,0 m por fuera de la cerca o malla de cerramiento de la Subestación, según requerimiento del RETIE en su última versión.

Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor Regional realizará los ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno, y realizará las mediciones de resistencia de puesta a tierra y de las tensiones de paso y contacto, según los requerimientos del RETIE en su última versión, de tal manera que se garantice la seguridad de las Personas en torno a la Subestación.

5.5.8. Apantallamiento de las subestaciones

El diseño del sistema de apantallamiento de la ampliación de las subestaciones existentes intervenidas dentro del alcance de la presente Convocatoria Pública del STR, deberá realizar una evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones ante descargas atmosféricas directas de acuerdo con los procedimientos de la norma IEC 62305-2:2010, "Protection against lightning – Part 2: Risk management" ("Protección contra el rayo – Parte 2: Gestión del riesgo").

El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores de descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras de material apropiado para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente del nivel ceraúnico, y deberá ser verificado según el método electrogeométrico referido en las normas IEC 62305-2 o NTC 4552.

Todos los cables de guarda serán aterrizados mediante conductores bajantes de cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra mediante soldadura exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión entre el sistema de apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la Subestación.

Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección contra descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras, conductores bajantes y varillas de puesta a tierra. En general los materiales e instalación del RETIE (artículo 16°), la norma IEEE Std. 998, la serie NTC-4552-1 a 3 y la IEC-62305-2, en sus últimas versiones.

5.6. Equipos de Control y Protección



Unidad de Planeación Minero Energética

Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de control y protección:

5.6.1. Sistemas de Protección

Las instalaciones deben cumplir con los lineamientos para equipos de protección definidos en la reglamentación vigente, los acuerdos y esquemas normalizados de protecciones del CNO. Específicamente para los sistemas de protección se requiere, según aplique:

- Para el transformador de conexión se requiere un sistema de protección redundante mediante dos sistemas de protección, que consideradas protecciones principales multifuncionales de diferente fabricante, con doble protección diferencial larga de transformadores y que no compartan modos comunes de falla. Cada relé de protección diferencial deberá contar con funciones de distancia y sobrecorriente de tiempo definido e inversas en cada bahía.
- Para el punto de conexión, la protección de falla interruptor debe implementarse en relé independiente o integrado a la protección diferencial de barra.
- Para los equipos de compensación se requiere redundancia de las protecciones propias de los equipos.
- Para los equipos de medida: transformadores de corriente y tensión, se deben de disponer de núcleos secundarios independientes para conectar cada relé y las funciones de tipo diferencial deberán tener núcleo dedicado de medida de corriente.
- Los transformadores de corriente deben ser diseñados para que no se presenten condiciones de saturación para la actual y futura.

Así mismo, los sistemas de servicios auxiliares deberán ser redundantes, independientes y supervisados de tal forma que el equipo continúe su operación durante fallas de la conexión principal.

Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la publicación IEC 60255 "Electrical relays", en la IEC 60870 "Telecontrol equipments and systems" y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que realice la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las respectivas normas equivalentes ANSI.

El esquema de protección para la compensación deberá incluir las funciones de sobrecorriente de fases y tierra de tiempo inverso (ANSI 51/51N), sobrecorriente de desbalance (ANSI 51C) y sobretensión de fases (ANSI 59). Adicionalmente, se



Unidad de Planeación Minero Energética

deberán considerar aquellas funciones de protección propias del tipo de conexión seleccionado por el Inversionista para el banco de capacitores, además de las funciones de protección de acuerdo con las prácticas propias de cada Transmisor Regional.

La bahía deberá estar acoplada al esquema de protección diferencial de barras de la Subestación, que deberá ser un sistema de protección diferencial distribuido que permita el mantenimiento de cada unidad individualmente con la protección en operación continua.

La función de verificación de sincronismo en 110 kV puede implementarse en un relé independiente o en aquellos destinados a las funciones principales de protección. Deberá autorizar el cierre manual del interruptor cuando las condiciones seleccionadas para diferencia de tensión, fase y frecuencia obtenidas durante un tiempo ajustable cumplan con las condiciones predeterminadas. La verificación de sincronismo debe realizarse de manera permanente. El relé debe poseer procesamiento independiente para el cálculo de las diferencias de tensión, fase y frecuencia y permitir la selección de los modos de operación Barra viva - línea muerta, Barra muerta - línea viva y Barra viva - línea viva, con verificación de sincronismo. Las entradas de voltaje deberán permitir la selección de tensiones fase-tierra y/o fase-fase.

Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP- para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación diferente (diferente algoritmo de cálculo) o diferente fabricante. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente; las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los CT's y cada SP de manera independiente debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los interruptores. Los SP diferenciales de barra deben ser seleccionados considerando las bahías a construirse objeto de la presente Convocatoria Pública del STR y las ampliaciones futuras que se instalarán en los espacios de reserva, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con todos los módulos, tarjetas y elementos



Unidad de Planeación Minero Energética

que sean necesarios para las labores de búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según lo solicitado en este Anexo No. 1 y en la resolución CREG 025 de 1995, Anexo No. CC4 y sus modificaciones.

5.6.2. Sistema de Automatización y Control de las Subestaciones

La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.	



Unidad de Planeación Minero Energética

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al Personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal. Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.
	Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la



Unidad de Planeación Minero Energética

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus Anexos.

5.6.2.1. Características Generales

El Transmisor Regional garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se incremente el número de bahías en la Subestación y que, sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la verificación de cumplimiento.

Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización del sistema, etc.

La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

- Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía la red.
 - Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización de la Subestación.
- La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:



Unidad de Planeación Minero Energética

- Gestión de las bases de datos del sistema.
- Permitir la integración de elementos futuros.
- Implementación de herramientas de seguridad y administración.
- Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.
- Mantenimiento de cada equipo.
- Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones del sistema.

Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del Inversionista.

Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de Subestación:

- Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
- Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.
- Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el correcto envío de información hacia centros de control externos, CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

5.6.3.Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales

Se deben instalar unidades de medición fasorial -PMU- para la bahía de compensación objeto de la presente Convocatoria.

Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida (circuitos de instrumentación), cumpliendo la norma IEC/IEEE 60255-118-1-2018 o la que la sustituya



Unidad de Planeación Minero Energética



La unidad de medición fasorial podrá ser implementada con una unidad de medición fasorial PMU o un equipo con funcionalidad sincrofasorial, siempre que el mismo posea una tasa de muestreo superior a 10 fasores por segundo., y que no comparta funciones de protección o circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la Subestación no cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las correspondientes bahías. El envío de esta información deberá hacerse con la periodicidad, confiabilidad y el protocolo definido por el CND y/o por los acuerdos de CNO, ya sea a un punto de comunicación en la SE, a un concentrador de datos regional (PDC-regional) o a un concentrador en las instalaciones del CND (PDC-CND). La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC el regional) hacia el sistema que disponga el CND, será responsabilidad de este último, según lo establecido en la resolución CREG 080 de 1999.

Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofasorial, en donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros dispositivos asociados. El tablero suministrado por el Inversionista deberá estar provisto de servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la Subestación. El Inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.

La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el Inversionista, a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido en la resolución CREG 080 de 1999.

Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición fasorial sea revisada.

Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, energía activa, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir con todos los requisitos técnicos



Unidad de Planeación Minero Energética

exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus Anexos.

5.6.4. Controladores de Bahía

Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

5.6.5. Controlador de los Servicios Auxiliares

Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El



Unidad de Planeación Minero Energética

controlador de servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

5.6.6.Switches

Los switches o concentradores de datos de la red de control deberán ser adecuados para operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- Deberán incluir las siguientes características de red:
 - IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - IEEE 802.1q VLAN
- Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.

5.6.7.Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:
La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas,



Unidad de Planeación Minero Energética

terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos distribuidos en la Subestación.

La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

5.6.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2

5.6.8.1. Controlador de la Subestación

Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la entrega al CND, de acuerdo con la programación realizada en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella. La información requerida para realizar la supervisión remota se enviará por enlaces de comunicaciones.

Adicionalmente, el controlador de la Subestación debe centralizar información de los relés de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

5.6.8.2. Registradores de Fallas

Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.



Unidad de Planeación Minero Energética

5.6.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la información del proceso.

Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.
- Programación, parametrización y actualización.
- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

5.6.9. Requisitos de Telecomunicaciones

Son los indicados en el Anexo CC.3 del Código de Conexión, Resolución CREG 025 de 1995, Código de Redes, en su última revisión.

5.7. Obras Civiles



Unidad de Planeación Minero Energética

Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del presente Anexo No. 1, con el siguiente alcance:

- Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Transmisor Regional.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Transmisor Regional deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos, listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión denominada "tal como construido" que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el Interventor.

5.8. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones a lo existente, se deberá diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la construcción de la red de puesta a tierra del apantallamiento electromagnético tales como bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.

Los diseños y la instalación son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar, trenzado en capas concéntricas. La malla de tierra deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y Std 81 tal que garanticen la seguridad del Personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables. Adicionalmente, tanto la malla de puesta a tierra como el sistema



Unidad de Planeación Minero Energética

de apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos técnicos de diseño e implementación, que le apliquen, según los artículos 15° y 16° del RETIE, respectivamente, en especial en cuanto a materiales e interconexión.

6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1. Pruebas y Puesta en Servicio

Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente, los requisitos del CND y los acuerdos del CNO, en particular el Acuerdo 947 de 2017 o aquel que lo sustituya o reemplace.

Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización) se consignarán en "Protocolos de Pruebas" diseñados por el Transmisor Regional de tal forma que el Interventor, pueda verificar el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

Pruebas de puesta en servicio: El Transmisor Regional debe efectuar las siguientes pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el Código de Redes y los requerimientos del CND, vigentes:

- Direccionalidad de las protecciones de Línea.
- Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las Líneas asociadas.
- Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de protecciones.
- Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

Pruebas de energización: El Transmisor Regional será responsable por la ejecución de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines pertinentes por el Interventor.

6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:



Unidad de Planeación Minero Energética

- Presentación del Proyecto al CND.
- Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- Diagrama Unifilar.
- Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto. El área de influencia definida para el estudio de ajuste y coordinación de protecciones, de este proyecto, deberá ser acordada con el CND.
- Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- Cronograma de pruebas.
- Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
- Protocolo de energización.
- Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- Carta de declaración en operación comercial.
- Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

Según el Código de Operación del SIN (Resolución CREG 025 de 1995 y las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

Antes de que termine el Contrato de Interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.

9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la Convocatoria Pública de STR, recopilada por la UPME, como Costos de Conexión, datos técnicos y planos, etc., serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible a través de su Página Electrónica junto con los presentes DSI STR o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.



Unidad de Planeación Minero Energética



10. FIGURAS

La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

Anexo 1.1. - Figura 1 - Diagrama Esquemático del proyecto UPME STR 02-2024.