



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 NACIONAL
UPME 01 DE 2026
(UPME 01-2026)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE DOS BAHÍAS DE TRANSFORMACIÓN A 500 kV PARA
DOS BANCOS DE AUTOTRANSFORMADORES 500/110 KV – 150 MVA (3X50
MVA) EN LA SUBESTACIÓN SAHAGÚN 500 kV

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

ANEXO No. 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

Bogotá D. C., marzo de 2026

Página 1 de 47



Unidad de Planeación Minero Energética



TABLA DE CONTENIDO

1			
2			
3			
4	1	CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1	Requisitos técnicos esenciales	4
6	1.2	Definiciones.....	5
7	2	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1	Descripción de obras en la subestación Sahagún 500 kV	7
9	2.2	Puntos de conexión del proyecto	8
10	2.2.1	Punto de conexión en la subestación Sahagún 500 kV	8
11	2.2.2	Punto de conexión con los bancos de autotransformadores.....	9
12	3	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	10
13	3.1	Parámetros del sistema	10
14	3.2	Nivel de corto circuito	10
15	3.3	Materiales	11
16	3.4	Efecto corona, radio-interferencia y ruido audible	11
17	3.5	Licencias, permisos, compromisos y contrato de Conexión	11
18	3.6	Pruebas en fábrica.....	12
19	4	ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	12
20	4.1	General	13
21	4.1.1	Predio de la subestación	13
22	4.1.2	Espacios de reserva	14
23	4.1.3	Conexiones con equipos existentes.....	14
24	4.1.4	Servicios auxiliares	14
25	4.1.5	Infraestructura y módulo común	15
26	4.2	Normas para fabricación de los equipos	16
27	4.3	Condiciones sísmicas de los equipos	16
28	4.4	Procedimiento general del diseño	17
29	4.4.1	Los documentos de ingeniería básica	18
30	4.4.2	Los documentos de la ingeniería de detalle	21
31	4.4.3	Estudios del sistema	25
32	4.4.4	Distancias de seguridad.....	26
33	4.5	Equipos de potencia.....	26
34	4.5.1	Interruptores.....	26
35	4.5.2	Descargadores de sobretensiones	28
36	4.5.3	Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	28
37	4.5.4	Transformadores de tensión	29
38	4.5.5	Transformadores de corriente.....	30
39	4.5.6	Equipo GIS o Híbrido.....	31
40	4.5.7	Sistema de puesta a tierra	31
41	4.5.8	Apantallamiento de la subestación	32
42	4.6	Equipos de control y protección	33
43	4.6.1	Sistemas de protección	33



Unidad de Planeación Minero Energética

1	4.6.2	Sistema de automatización y control de la subestación	35
2	4.6.3	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales ...	38
3	4.6.4	Controladores de bahía	40
4	4.6.5	Controlador de los servicios auxiliares.....	40
5	4.6.6	Switches	41
6	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	41
7	4.6.8	Equipos y sistemas de Nivel 2	42
8	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones	43
9	4.7	Obras Civiles	43
10	4.8	Malla de puesta a tierra y apantallamiento.....	44
11	5	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	
12			45
13	5.1	Pruebas y puesta en servicio	45
14	5.2	Información requerida por CND para la puesta en servicio.....	45
15	6	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	46
16	7	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	46
17	8	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	46
18	9	FIGURAS	46
19			
20			
21			
22			



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.

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, 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, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000), los acuerdo 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 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, 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 lo establecido en la última versión del RETIE, vigente a la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución del MME 40117 del 2 de abril de 2024, Libro 3, Título 2: *"El diseño, construcción, ampliación, modificación, remodelación e inspección de toda instalación eléctrica objeto del RETIE, así como la operación, el mantenimiento y cualquier intervención o manipulación de la instalación o sus equipos, debe ser dirigida, supervisada y ejecutada por personas técnica y legalmente competentes, que según la ley Colombiana les faculte para efectuar esa*



Unidad de Planeación Minero Energética

1 *actividad; quienes además deben cumplir con todos los requisitos del presente*
2 *Reglamento y demás normas legales o reglamentarias; así como, la jurisprudencia*
3 *que le apliquen.”*
4

5 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
6 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes,
7 con los acuerdos del CNO, con normas técnicas nacionales o internacionales y con
8 resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y del Ministerio
9 de Minas y Energía - MME, se establece que, de producirse una revisión o una
10 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los
11 diseños según Cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME,
12 la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos
13 requeridos, primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.
14

15 **1.2 Definiciones**

16

17 Las expresiones que figuran con letra mayúscula inicial tendrán el significado
18 establecido en el numeral 1.1 de las Condiciones Generales de los DSI.
19

20 Igualmente, para efectos de esta convocatoria y este documento que lo integra, se
21 utilizarán, además, las siguientes abreviaciones:
22

- 23 • CNO: Centro Nacional de Operaciones.
- 24 • SCADA: Supervisory Control and Data Acquisition (Control de Supervisión y
- 25 Adquisición de Datos).
- 26 • SIN: Sistema Interconectado Nacional.
- 27 • STN: Sistema de Transmisión Nacional
- 28 • STR: Sistema de Transmisión Regional
- 29

30 **2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

31

32 Consiste en la selección de un Inversionista y un Interventor para el diseño,
33 adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicio, operación
34 y mantenimiento de dos (2) bahía de transformación a 500 kV para dos (2) bancos
35 de autotransformadores 500/110 kV de 150 MVA (3X50 MVA + 1X50 MVA reserva
36 con cambio rápido) en la subestación Sahagún, ubicada en inmediaciones del
37 municipio Sahagún (Córdoba), definido en el “Plan de Expansión de Transmisión
38 2024 - 2038”, adoptado mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía MME
39 40245 del 4 de junio de 2025, y reiterada en la resolución MME 40601 de 19 de
40 diciembre de 2025, con fecha de puesta en operación a más tardar el **31 de**
41 **diciembre de 2027**; el cual comprende:
42



Unidad de Planeación Minero Energética

- i. Construcción de dos (2) bahías de transformación a 500 kV en configuración interruptor y medio, puede ser tipo convencional, GIS o Híbrido "GIS", en la subestación Sahagún 500 kV.
- ii. Extensión del barraje (en caso de ser necesario) a 500 kV y todos los elementos y adecuaciones tanto físicas como eléctricas necesarias para las conexiones entre el existente barraje a 500 kV y las bahías de transformación a 500 kV.
- iii. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su compatibilidad con la infraestructura existente y el de la convocatoria UPME 04-2023 Segundo Circuito Subestación Sahagún 500kV. Estas acciones incluyen sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc., sin limitarse a estos.

Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente Convocatoria Pública UPME 01-2026:

1. El Diagrama unifilar y el Diagrama de Planta de la Subestación a intervenir por motivo de la presente Convocatoria Pública, hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de las bahías en los diagramas unifilares, 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 al propietario de la Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
2. En configuración interruptor y medio, cuando las bahías, objeto de la presente Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.
3. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
4. 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 Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.



Unidad de Planeación Minero Energética

5. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en la Subestación del STN 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 STN. Lo anterior no implica que los espacios ocupados por las bahías construidas en la presente convocatoria 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. Tampoco se deberán impactar los espacios de reserva ni el planeamiento físico de la futura Subestación Nueva Sahagún 500/110 kV.
6. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la información técnica y costos de conexión remitidos por CELSIA S.A. E.S.P. con radicados UPME 20251110282052. La información específica relacionada con estos comunicados (anexos) pueden ser solicitadas en oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 8 del presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los propietarios de la infraestructura de manera directa. 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 de la presente Convocatoria Pública.
7. 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 Interconectado Nacional – SIN por cualquier circunstancia que involucre o se derive de sus activos.

2.1 Descripción de obras en la subestación Sahagún 500 kV

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

La tecnología de la subestación Sahagún es GIS. El Inversionista puede optar por utilizar en 500 kV equipo convencional, GIS o Híbrido, de tipo exterior, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en la subestación Sahagún 500 kV y con los autotransformadores 500/110 kV.



Unidad de Planeación Minero Energética

Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Sahagún 500 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología. Se deberá garantizar la compatibilidad de los módulos nuevos y existentes independientemente de los fabricantes. El diagrama unifilar de la Subestación Sahagún 500 kV se muestra en la Figura 1.

2.2 Puntos de conexión del proyecto

El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, 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 Inversionista 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 Inversionista.

La Subestación Sahagún 500 kV es propiedad de CELSIA S.A. E.S.P.

Las bahías a 500 kV objeto de la presente convocatoria, permitirá la conexión de dos (2) bancos de autotransformadores 500/110 kV de 150 MVA (3X50 MVA + 1X50 MVA reserva con cambio rápido) de la futura subestación Nueva Sahagún 500/110 kV, el cual será objeto de una convocatoria pública UPME para STR.

2.2.1 Punto de conexión en la subestación Sahagún 500 kV

El agente responsable de la subestación Sahagún 500 kV es CELSIA S.A. E.S.P.

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública con los bancos de autotransformadores 500/110 kV, será en los bornes de salida de la bahía de transformación 500 kV a cargo de la presente Convocatoria Pública UPME 01-2026.

El diagrama unifilar de la Subestación Sahagún 500 kV se muestra en la Figura 1.

El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública y el propietario de la Subestación Sahagún 500 kV 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, el espacio para la



Unidad de Planeación Minero Energética

ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC y DC, 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 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **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, 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 ser remitida por los representantes legales de los agentes involucrados.

2.2.2 Punto de conexión con los bancos de autotransformadores

Los bancos de autotransformadores 500/110 kV de 150 MVA (3X50 MVA + 1X50 MVA reserva con cambio rápido) de la futura subestación Nueva Sahagún 500/110 kV se conectarán a las bahías objeto de esta convocatoria.

El inversionista del Proyecto de la presente Convocatoria Pública deberá llegar a los bornes de alta tensión de los bancos de autotransformadores 500/110 kV de 150 MVA (3X50 MVA + 1X50 MVA reserva con cambio rápido); la acometida que se utilizará para la conexión será aérea y se entregará cerca a la ubicación final de los autotransformadores.

Es necesario asegurar la construcción de una estructura tipo pórtico de conexión aéreo para conexión entre la bahía y los bancos de autotransformación de la futura subestación Nueva Sahagún 500/110 kV.

El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública y el ejecutor de la futura subestación Nueva Sahagún 500/110 kV, 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 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, 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



Unidad de Planeación Minero Energética

requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del 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 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.

3.1 Parámetros del sistema

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

Generales:

Tensión nominal	500 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Número de fases	3

Subestación 500 kV:

Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Bahía de transformación	Convencional, GIS o un híbrido compatible con lo existente en la Subestación Sahagún

3.2 Nivel de corto circuito

El Transmisor 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 Líneas y Subestaciones 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 objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 500 kV. La duración asignada al corto circuito no



Unidad de Planeación Minero Energética

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 deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y 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 según el literal c del Título 2. del RETIE. El Transmisor 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 el Reglamento actualmente vigente.

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 Transmisor 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.

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.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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, 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 n) de las Condiciones Generales de los DSI.

3.6 Pruebas en fábrica

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



Unidad de Planeación Minero Energética

Las siguientes son las especificaciones técnicas para obras que son objeto de la presente Convocatoria Pública.

4.1 General

La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como Costos de Conexión, datos técnicos, planos, etc., serán suministrados por la UPME conforme el 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:

Ítem	Descripción	Sahagún 500 kV
1	Subestación nueva	No
2	Configuración	Interruptor y medio
3	Tipo de Subestación	GIS
4	Agente Responsable de la Subestación	CELSIA S.A. E.S.P.

4.1.1 Predio de la subestación

La existente subestación Sahagún 500 kV, propiedad de CELSIA S.A. E.S.P. se encuentra localizada en la vereda de San Antonio del municipio Sahagún (Córdoba), en las siguientes coordenadas aproximadas (información que deberá verificar el Interesado):

Latitud: 8°38'44,97" N.
Longitud: 75°27'44,85" O.

Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en el predio de la actual subestación Sahagún 500 kV propiedad de CELSIA S.A. E.S.P. en uno de los espacios de reserva definidos en el marco de las Convocatoria Pública UPME 09-2019, se deberá respetar la distribución planeada de la subestación Sahagún 500 kV de acuerdo con la Figura 2.

Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con CELSIA 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 (POT) que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en



Unidad de Planeación Minero Energética

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 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 riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

También se deberá tener en cuenta la información técnica suministrada por CELSIA S.A. E.S.P. mediante oficio con radicado UPME 20251110282052, con asunto "Información Técnica y Costos de Conexión Convocatoria Pública UPME 01-2026 Bahías de Transformación Sahagún 500 kV".

4.1.2 Espacios de reserva

La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya existentes en la subestación para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las subestaciones 500 kV y 100 kV no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las obras a construir en la presente convocatoria 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.

4.1.3 Conexiones con equipos existentes

El Inversionista de este proyecto no se hará cargo de los sistemas de protección de los bancos de autotransformadores 500/110 kV, las protecciones forman parte integral de la futura subestación Nueva Sahagún 500/110 kV.

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.

4.1.4 Servicios auxiliares



Unidad de Planeación Minero Energética

El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la topología de la Subestación, incluyendo las reservas para el STN. Se deberá dar cumplimiento con lo señalado en el numeral 3.1 del presente Anexo No. 1.

4.1.5 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.

El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a 500 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según se requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias.

El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el numeral 2 del presente Anexo 1. La infraestructura y el módulo común estarán conformados como mínimo por los siguientes componentes:

- **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros, construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes, pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el numeral 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
- **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 cada Subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra 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 las nuevas bahías con las subestaciones existentes, en conexiones de potencia,



Unidad de Planeación Minero Energética

control, medida, protecciones (El transmisor de este proyecto no se hará cargo de los sistemas de protección de los bancos de autotransformadoras de la futura subestación Nueva Sahagún 500/110 kV) y servicios auxiliares.

Las construcciones, canalizaciones y estructuras deberán definirse en coordinación con todos los involucrados en la subestación, pero en especial, con el ejecutor de la futura Subestación Nueva Sahagún 500/110 kV. Lo anterior, con el fin garantizar la integridad de las señales, obras y estructuras dispuestas.

Será responsabilidad del Inversionista investigar las facilidades y de los requerimientos que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener 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.

La Interventoría 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 estará a cargo del Operador de Red (OR) representante del punto de medida y estará sujeto 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).

El Inversionista deberá prever y dejar disponible al Inversionista del STR, 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.

4.2 Normas para fabricación de los equipos

El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las Normas *International Electrotechnical Commission* – IEC, *International Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American National Standards Institute, *International Telecomunicaciones Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations Radioélectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

4.3 Condiciones sísmicas de los equipos

Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico apto de acuerdo con la publicación IEEE-693 (2018): “*Recommended Practice for Seismic Design of*



Unidad de Planeación Minero Energética

1 *Substations*", o las publicaciones de las partes de requisitos sísmicos de la familia
2 de estándares IEC 62271: "*High-voltage switchgear and controlgear*", en versiones
3 más recientes. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor
4 de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos
5 para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación. Si aplica para los
6 suministros, el Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor del
7 certificado de la prueba tipo para el mismo modelo y nivel de tensión, según la
8 publicación IEC 60068-3-3: "*Environmental testing - Part 3-3: Supporting*
9 *documentation and guidance - Seismic test methods for equipment*".

11 **4.4 Procedimiento general del diseño**

13 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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 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. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre el Transmisor 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, 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.
- e)** 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.
 - f)** La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y entregada a la Interventoría para revisión.

4.4.1 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;



Unidad de Planeación Minero Energética

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

4.4.1.1 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.
- Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente.
- 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.

4.4.1.2 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 (bahías de Línea y de transformadores).
- Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de equipos.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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.

4.4.1.3 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.

4.4.1.4 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 (planta y secciones).
- Planos vista en cortes de equipos.
- Planos de disposición de gabinetes y equipos en sala de control.
- Planos de ubicación de equipos en sala de control.
- Elevación general de edificaciones y equipos.
- Planimetría del sistema de iluminación interior y exterior.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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.

4.4.1.5 Planos de obras civiles

- Plano localización de la subestación.
- Plano disposición de bases de equipos.
- Planos cimentación del transformador de potencia.
- Plano cimentación de equipos y pórticos.
- Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 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.

4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

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

4.4.2 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, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime



Unidad de Planeación Minero Energética

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 de la Interventoría quien formulará los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.

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 de la Interventoría, 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 la Interventoría, la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

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

4.4.2.1 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 de árboles de carga para estructuras de pórticos de Líneas y barrajes.
- Memorias de cálculo para vías, parqueo 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.

4.4.2.2 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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.

4.4.2.3 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 a la Interventoría 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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.
 - 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 el montaje de los equipos.
 - Manuales detallados para la 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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:

- Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría 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 castellano.

4.4.3 Estudios del sistema

Bajo esta actividad, el Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría 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.
- Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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, 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 IEC, ANSI o IEEE.
- Resultados.
- Bibliografía.

4.4.4 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.

4.5 Equipos de potencia

4.5.1 Interruptores

Los interruptores de potencia a 500 kV 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 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards".
- IEC 60265-2: "High-voltage switches- Part 2: High-voltage switches for rated voltages of 52 kV and above"
- IEC 60376: "Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment".
- IEC 62155: "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1000 V".
- IEEE Std. 693-2018: "Recommended practice for seismic design of substations", o su versión más actualizada.

Todos los interruptores de subestaciones nuevas, en configuración interruptor y medio, deberán contar con transformadores de corriente en ambos extremos del



Unidad de Planeación Minero Energética

interruptor, de acuerdo con la recomendación IEEE Std C37.234-2009 "IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power System Buses".

Los interruptores asociados al punto de conexión de los bancos de autotransformadores de la futura subestación Nueva Sahagún 500/110 kV debe contar con un mando sincronizado de cierre y apertura para evitar el fenómeno de Sympathetic inrush current transient.

Mecanismos de operación: Los interruptores deberán tener mando tripolar y monopolar y su mecanismo de operación deberá ser tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los interruptores; el mecanismo de operación deberá ser equipado con contactos de cierre y apertura, los cuales deberán ser eléctricamente independientes.

El mecanismo de operación debe ser equipado con un indicador mecánico de posición del interruptor, con señalización fácilmente visible desde el exterior del gabinete, donde se indique si el interruptor se encuentra cerrado o abierto. Adicionalmente, debe tener un contador de operación donde se indique la cantidad total de operaciones del interruptor.

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 de la norma IEC 60947-100 en su última versión. En cualquier caso, se debe garantizar que el interruptor cuente con una bobina de cierre y dos (2) bobinas de apertura, cada una de las cuales debe alimentarse con un circuito DC independiente con 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 C37.119-2016.

Requisitos generales: Los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 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 deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 62271-100 o 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 Transmisor debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC



Unidad de Planeación Minero Energética

62271-100 o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor 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 interruptores de potencia.

4.5.2 Descargadores de sobretensiones

Los descargadores de sobretensiones a 500 kV 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: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c. systems"
- IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and controlgear".

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

Pruebas tipo: En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor 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 o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor 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.

4.5.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV, 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: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V".
- IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".



Unidad de Planeación Minero Energética

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. 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.

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 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 o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la Interventoría.

Pruebas tipo: En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor 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 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.

4.5.4 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. Measurement of partial discharges" o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- Publicación IEC 60186, "Voltage Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and capacitor dividers".
- Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".



Unidad de Planeación Minero Energética

- IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear".

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 deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o 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 Transmisor 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, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalentes en ANSI. Si el Transmisor 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 Transformadores de Tensión.

4.5.5 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. Measurement of partial discharges" o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-1: "Current Transformers".
- IEC-61869-1/2: "Current Transformers: General requirements".

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 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 deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.



Unidad de Planeación Minero Energética

Pruebas tipo: En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor 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 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 transformadores de corriente.

4.5.6 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.

- Instrument transformer – IEC6189
- Insulation Coordination – IEC60071
- High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- Partial discharge measurement – IEC60270
- Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- Guide for checking SF6 - IEC 60480
- Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

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.

4.5.7 Sistema de puesta a tierra



Unidad de Planeación Minero Energética

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 No.80-2013 "Guide for Safety and Alternating Current Substation Grounding" e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System". 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 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.

Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor 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.

4.5.8 Apantallamiento de la subestación

El diseño del sistema de apantallamiento 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 "Protection against lightning – Part 2: Risk management".

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 cerámico, 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



Unidad de Planeación Minero Energética

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 Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2, en su última versión.

4.6 Equipos de control y protección

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

4.6.1 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 considera 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 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



Unidad de Planeación Minero Energética

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 transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas; adicionalmente, se deberá implementar una segunda protección diferencial con algoritmo de operación diferente a la primera en lo que aplique y en cualquier caso se deberá coordinar con el inversionista que ejecute la futura subestación Nueva Sahagún 500/110 kV.

En todo caso el inversionista de la obra de 500kV, debe garantizar los cárcamos y/o ductos que comuniquen los patios de 500kV (Casa de control de la Bahía) y la malla perimetral de la subestación de 110 kV como punto de frontera, este se debe coordinar con respectivo Inversionista en el momento del diseño, lo anterior con el objetivo de garantizar la interconexión de las señales necesarias para implementación del esquema de protección de los autotransformadores 500/110 kV.

Deberá disponer además de restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de transformador correspondiente.

Para subestaciones nuevas 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 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

Las bahías deberán estar acopladas 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.

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 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.

4.6.2 Sistema de automatización y control de la subestación

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 telecomandado 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	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación



Unidad de Planeación Minero Energética

	datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. 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.	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.
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. 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 o gabinetes 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,	Corresponde al mando directamente desde las cajas de



Unidad de Planeación Minero Energética

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 fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	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 Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.
--	--

4.6.2.1 Características generales

Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con la norma IEC.

El Transmisor 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 interopere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor 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 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:



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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:
 - 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.

4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales



Unidad de Planeación Minero Energética

En subestaciones nuevas deben instalar unidades de medición fasorial -PMU- para cada bahía (Línea, transformación o compensación, etc.) objeto de la presente Convocatoria, y en configuración interruptor y medio se deberá garantizar un PMU por corte, incluyendo el corte central. Deberá tener entradas de corriente independiente por bahía o corte instalado.

Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en un equipo multifuncional, siempre y cuando este 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.

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.

4.6.4 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.

4.6.5 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.

4.6.6 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.
- Deberá 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.

4.6.7 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.

4.6.8 Equipos y sistemas de Nivel 2

4.6.8.1 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.

4.6.8.2 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

4.6.8.3 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.
- Autoverificación y autodiagnóstico.
- 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.

4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

4.7 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.
- 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 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.

4.8 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 de apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos técnicos de diseño e



Unidad de Planeación Minero Energética

implementación, que le apliquen, según los artículos 15° y 16° del RETIE, respectivamente, en especial en cuanto a materiales e interconexión.

5 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

5.1 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 1937 de 2025 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 de tal forma que la Interventoría, 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 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 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 la Interventoría.

5.2 Información requerida por CND para la puesta en servicio

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

- Presentación del Proyecto al CND.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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.

6 ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

Según el Código de Operación del SIN (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

7 INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

Antes de que termine el Contrato de Interventoría, el Transmisor 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.

8 INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la Convocatoria Pública, 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 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.

9 FIGURAS



Unidad de Planeación Minero Energética



- 1 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:
- 2
- 3 Anexo 1.1. - Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Sahagún 500 kV.
- 4
- 5 Anexo 1.2. - Figura 2 - Plano de Planta Subestación Sahagún 500 kV.
- 6