



**Unidad de Planeación
Minero Energética**



REPÚBLICA DE COLOMBIA

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
(MME)**

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA
(UPME)**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME STR 01 DE 2024
(UPME STR 01 – 2024)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE UN COMPENSADOR ESTÁTICO VARIABLE (SVC) DE 0/+30 MVar
EN LA SUBESTACIÓN CÉRTEGUI 115 kV.**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

ANEXO NO. 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

Bogotá D. C., septiembre de 2024



Unidad de Planeación Minero Energética

TABLA DE CONTENIDO

ANEXO NO. 1.....	1
1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
1.1. Requisitos Técnicos Esenciales	4
1.2. Definiciones.....	5
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
2.1. Objeto del Proyecto.	5
2.2. Descripción de Obras en la Subestación	7
2.2.1. Descripción de Obras en la Subestación existente Cértégui 115 kV Cértégui 115 kV.....	7
2.3. Puntos de Conexión del Proyecto.....	8
2.3.1. En la Subestación Cértégui 115 kV.	8
3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	9
3.1. Parámetros del Sistema	9
3.2. Nivel de Corto Circuito.....	9
3.3. Materiales.....	10
3.4. Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	10
3.5. Licencias, Permisos, Compromisos y Contrato de Conexión.....	10
3.6. Pruebas en Fábrica	11
4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN.....	11
4.1. General	11
4.1.1. Predio de las Subestación	12
4.1.2. Espacios de Reserva.....	12
4.1.3. Conexiones con Equipos Existentes	13
4.1.4. Servicios Auxiliares.....	13
4.1.5. Infraestructura y Módulo Común.....	13
4.2. Normas para Fabricación de los Equipos	14
4.3. Condiciones Sísmicas de los equipos.....	14
4.4. Procedimiento General del Diseño	15
4.4.1. Los documentos de Ingeniería Básica	16
4.4.1.1. Memorias de cálculo electromecánicas.....	17
4.4.1.2. Especificaciones equipos.....	17
4.4.1.3. Características técnicas de los equipos	17
4.4.1.4. Planos electromecánicos	18
4.4.1.5. Planos de obras civiles	18
4.4.1.6. Estudios y trabajos de campo	19
4.4.2. Los documentos de la Ingeniería de Detalle	19
4.4.2.1. Cálculos detallados de obras civiles	20
4.4.2.2. Planos de obras civiles	20
4.4.2.3. Diseño detallado electromecánico	20
4.4.3. Estudios del Sistema	22
4.4.4. Distancias de Seguridad	24
4.5. Equipos de Potencia.....	24
4.5.1. Compensador Estático Variable SVC 0/+30 MVar.....	24
4.5.1.1. Modelos de control de SVC	25



Unidad de Planeación Minero Energética

1	4.5.1.2. Soportabilidad en Frecuencia y Rocof.....	25
2	4.5.1.3. Curva de soportabilidad en voltaje	25
3	4.5.1.4. Control de voltaje	27
4	4.5.1.5. Amortiguado de oscilaciones de potencia – POD	28
5	4.5.2. Interruptores	29
6	4.5.3. Descargadores de Sobretensiones.....	30
7	4.5.4. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	30
8	4.5.5. Transformadores de Tensión	31
9	4.5.6. Transformadores de Corriente	32
10	4.5.7. Equipo GIS o Híbrido.....	33
11	4.5.8. Sistema de Puesta A Tierra	33
12	4.5.9. Apantallamiento de la Subestación	34
13	4.6. Equipos de Control y Protección.....	34
14	4.6.1. Sistemas de Protección	34
15	4.6.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	37
16	4.6.2.1. Características Generales	38
17	4.6.3. Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales	40
18	4.6.4. Controladores de Bahía	41
19	4.6.5. Controlador de los Servicios Auxiliares.....	42
20	4.6.6. Switches	42
21	4.6.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	42
22	4.6.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	43
23	4.6.8.1. Controlador de la Subestación	43
24	4.6.8.2. Registradores de Fallas	43
25	4.6.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación	43
26	4.6.9. Requisitos de Telecomunicaciones.....	44
27	4.7. Obras Civiles	44
28	4.8. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	45
29	5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	45
30	5.1. Pruebas y Puesta en Servicio.....	45
31	5.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	46
32	6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	47
33	7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	47
34	8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	47
35	9. FIGURAS	47
36		



Unidad de Planeación Minero Energética

ANEXO NO. 1 – ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista – DSI STR de la Convocatoria Pública UPME STR 01-20240

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

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

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

1.1. Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria de STR, Libro 3 Capítulo I, Requerimientos generales de las instalaciones eléctricas, Resolución MME 40117 de abril de 2024, para el Proyecto, será obligatorio que el diseño, construcción, operación y mantenimiento; debe ser dirigida, supervisada y ejecutada por personas técnica y legalmente competentes, que según la ley Colombiana les faculte para efectuar esa actividad; tal como se establece en el Título 2 del RETIE.

Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG y del Ministerio de Minas y Energía - MME, se establece que, de producirse una



Unidad de Planeación Minero Energética

revisión o una actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños según Cronograma presentado por el Transmisor Regional y aprobado por la UPME, la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

1.2. Definiciones

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

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. Objeto del Proyecto.

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

- (i) La definición de las especificaciones técnicas del compensador estático variable (SVC) de 0/+30 MVar la en la Subestación existente Cértegui 115 kV.
- (ii) La preconstrucción de las obras que requiera el Proyecto, (incluyendo firma del Contrato con la Fiducia para contratar la Interventoría, diseños, servidumbres, estudios, Contratos de Conexión, licencias ambientales y demás permisos, licencias o coordinaciones interinstitucionales requeridas para iniciar la construcción, costos y viabilidad ambiental del proyecto);
- (iii) La construcción de las obras necesarias (incluyendo las resultantes de los Contratos de Conexión y cualquier obra que se requiera para la viabilidad ambiental del Proyecto, garantizando desde el punto de vista jurídico, la disponibilidad de los predios requeridos para la construcción de tales obras); y
- (iv) La administración, operación y mantenimiento del Proyecto durante veinticinco (25) años contados desde la Fecha Oficial de Puesta en Operación.

En términos generales, el Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto compensador estático variable (SVC) de 0/+30 MVar en la Subestación existente Cértegui 115 kV, identificado como proyecto urgente según Resolución No. 00727 del 04 de septiembre de 2024, *"Por la cual se identifican y priorizan los proyectos Nueva subestación S/E Magangué 500/110kV - STN, Instalación de un SVC de 80 MVAR en la subestación Ínsula 115 kV, Instalación de un SVC de 30 MVAR en la subestación Cértegui 115 kV, como proyectos urgentes, en los términos de las Resoluciones MME 90604 de 2014 y CREG 093 de 2014"* El Proyecto debe entrar en operación a más tardar el 31 de diciembre de 2027, siendo esta fecha parte integral del Proyecto, el cual comprende:



Unidad de Planeación Minero Energética

- (i) Suministro e instalación de un compensador estático variable (SVC) de 0/+30 MVar en la Subestación existente Cértégui 115 kV.
- (ii) Suministro e instalación de una (1) nueva bahía maniobrable bajo carga a 115 kV en configuración barra sencilla tipo convencional, para la conexión de la compensación estática variable (SVC) de 0/+30 MVar, en la Subestación existente Cértégui 115 kV, propiedad de Dispac, ubicada en el corregimiento LA VARIANTE, perteneciente a la jurisdicción del Municipio de CERTEGUI, Departamento del CHOCO.
- (iii) Suministro e instalación de una protección diferencial de barras para configuración barra sencilla, a la cual deberán conectarse la bahía existente en la subestación Cértégui 115 kV y las nuevas bahías de compensación.
- (iv) Suministro e instalación de la extensión del barraje a 115 kV, y/o conexiones al mismo, para la instalación de (1) nueva bahía maniobrables bajo carga a 115 kV para la compensación SVC, en configuración barra sencilla.
- (v) Se deben incluir todos los elementos, equipos y/o adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, físicas necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria Pública del STR durante la construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de control, protecciones, medida, comunicaciones e infraestructura asociada, entre otras, sin limitarse a estos.

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

1. El Diagrama Unifilar hace parte integral del Anexo No. 1. El Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de la bahía en el diagrama unifilar, previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o propietarios de activos en Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
2. Corresponde a los involucrados en las Subestación, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de equipos en la Subestación. En cualquier caso, se debe garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.
3. Todos los equipos o elementos por instalar, con motivo de la presente Convocatoria Pública del STR, 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 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
5. En la Página Electrónica de la presente Convocatoria Pública del STR, se encuentra disponible la información técnica remitidos por DISPAC. E.S.P., con radicados UPME



Unidad de Planeación Minero Energética

20231110117882 del 10 de julio de 2023 y 20241110169342 del 26 de julio de 2024. La información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5, Independencia del Proponente, y 5.6, Responsabilidad, de las Consideraciones Generales de los DSI STR de la presente Convocatoria Pública del STR.

6. El Inversionista seleccionado deberá garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en la subestación intervenida, no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, Línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STR. El Interventor deberá certificar el cumplimiento de la exigencia antes indicada. Lo anterior no implica que los espacios ocupados por la bahía construida en la presente Convocatoria Pública del STR se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la Subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.
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 Transmisión Regional STR por cualquier circunstancia que involucre o se derive de sus activos.

2.2. Descripción de Obras en la Subestación

2.2.1. Descripción de Obras en la Subestación existente Cértegui 115 kV.

La bahía de compensación a instalar deberá mantener la configuración de la existente subestación Cértegui 115 kV, la cual es barra sencilla. Los equipos por instalar podrán ser convencionales AIS (Air Insulated Substations) o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI STR.

El inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública de STR, deberá hacerse cargo de una (1) nueva bahía maniobrabable bajo carga para el compensador estático variable (SVC) de 0/+30 MVar y de la extensión del barraje de 115 kV, para sus conexiones, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas y eléctricas, etc., necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, iguales o superiores al barraje existente donde ese conecta.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de compensación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente.

Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de Conexión con DISPAC S.A. E.S.P. en la subestación Cértegui 115 kV.



Unidad de Planeación Minero Energética

El diagrama unifilar de la nueva Subestación Cértégui 115 kV se muestra en la Figura 1.

Los equipos o elementos por instalar en la Subestación Cértégui 115 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

Los equipos o elementos por instalar deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

2.3. Puntos de Conexión del Proyecto

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

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

2.3.1. En la Subestación Cértégui 115 kV.

El propietario de la Subestación Cértégui 115 kV es el operador de red DISPAC S.A. E.S.P.

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública de STR para el compensador estático variable (SVC) de 0/+30 MVar (efectivos instalados); es el barraje a 115 kV de la subestación Cértégui 115 kV, que tiene una configuración barra sencilla.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

conexión. Esta solicitud deberá estar firmada por los representantes legales de los agentes involucrados

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 de STR.

3.1. Parámetros del Sistema

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

Generales:

Tensión nominal	115 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Número de fases	3

Subestación 115 kV:

Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Tipo de la Subestación	Convencional.
Configuración de la Subestación	Barra sencilla.

3.2. Nivel de Corto Circuito

El Transmisor Regional deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de corto circuito utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de la Subestación será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán objeto de la presente Convocatoria Pública de STR no deberá ser inferior a 31,5 kA para 115 kV. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.



Unidad de Planeación Minero Energética

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 numeral c del Título 2. del RETIE. El Transmisor Regional 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 Regional 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.

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

3.6. Pruebas en Fábrica

Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar la Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión, para compensadores, interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del Inversionista.

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

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

4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

Las siguientes son las especificaciones técnicas para la subestación a

4.1. General

La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, serán suministrados por la UPME conforme al Numeral 8 del presente Anexo No. 1.

La siguiente tabla presenta las características de la existente Subestación Cértégui que hace parte del proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública del STR:

ítem	Descripción	Cértégui 115 kV
1	Subestación nueva	No
2	Configuración	Barra sencilla
3	Tipo de Subestación	Convencional



Unidad de Planeación Minero Energética

ítem	Descripción	Cértegui 115 kV
4	Agente Responsable de la Subestación	Distribuidora del Pacífico S.A. E.S.P - DISPAC

Tabla 1 Características subestación existente

4.1.1. Predio de las Subestación

Subestación Certegui 115 kV

Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública del STR se ubicarán en el predio de la actual subestación Certegui 115 kV, de propiedad de DISPAC S.A. E.S.P., la cual se encuentra localizada en el corregimiento LA VARIANTE, perteneciente a la jurisdicción del Municipio de CERTEGUI, Departamento del CHOCO, a un costado (izquierdo) de la vía que intercomunica la ciudad de Quibdó (capital del Departamento) con Las Animas – Tadó – Pereira; a 250 metros aproximadamente del puente sobre el río Quito, sobre la calle 1 (Primera) No. 10 – 12 (información que deberá ser verificada por el Interesado)

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

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

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

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

4.1.2. Espacios de Reserva

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

4.1.3. Conexiones con Equipos Existentes

El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protección, de la nueva bahía a 115 kV con la infraestructura existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

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

4.1.4. Servicios Auxiliares

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

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

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

- **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista, está compuesta por: las vías de acceso a la Subestación, las vías internas de acceso a los patios de conexiones, alcantarillado, barreras de protección y de acceso al predio, todos los cerramientos de seguridad del predio, filtros y drenajes, pozos sépticos y de agua y/o conexión al acueducto/alcantarillado vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles utilizadas de manera común en la Subestación. En el caso particular de las obras a cargo del Inversionista, es



Unidad de Planeación Minero Energética

su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su construcción, protección física, malla de puesta a tierra.

- **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del presente Anexo No. 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de la Subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, iluminación y el apantallamiento, los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar la nueva bahía con la subestación existente, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares. Se aclara que deberá instalarse una protección diferencial de barras que deberá incluir, además de la nueva bahía de compensación, las demás bahías existentes en la subestación Cértégui 115 kV.

Para la ampliación de la subestación Cértégui 115 kV, se podrá utilizar el terreno ubicado en dicha subestación, previo acuerdo entre las partes involucradas (Propietario e Inversionista). Será responsabilidad del Inversionista, investigar las facilidades y de los requerimientos los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra y sistema de apantallamiento. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y conservar los arreglos y configuraciones existentes; en principio, deberá suministrar todos los equipos y elementos requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.

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

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

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

4.2. Normas para Fabricación de los Equipos

El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las Normas Institute of Electrical and Electronics. Engineers-IEEE, *International Electrotechnical Commission* – IEC, *International Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American National Standards Institute, *International Telecommunications 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



Unidad de Planeación Minero Energética

Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico apto de acuerdo con la publicación IEEE-693 (2018): “*Recommended Practice for Seismic Design of Substations*”, o las publicaciones de las partes de requisitos sísmicos de la familia de estándares IEC 62271: “*High-voltage switchgear and controlgear*”, en versiones más recientes. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación. Si aplica para los suministros, el Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor del certificado de la prueba tipo para el mismo modelo y nivel de tensión, según la publicación IEC 60068-3-3: “*Environmental testing - Part 3-3: Supporting documentation and guidance - Seismic test methods for equipment*”.

4.4. Procedimiento General del Diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada una de las activi-



Unidad de Planeación Minero Energética

dades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

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

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

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

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

4.4.1.1. Memorias de cálculo electromecánicas

- Se deben realizar estudios requeridos de estabilidad RMS y de transitorios electromagnéticos EMT del SVC y sus equipos de conexión para asegurar la operación segura del equipo ante condiciones de falla, post- falla o condiciones anormales de operación del SIN, aun con niveles de cortocircuito bajos. Así mismo, se deberán realizar estudios requeridos para asegurar la calidad de la potencia, según normatividad vigente. Criterios básicos de diseño electromecánico
- Memoria de medida de resistividad del terreno
- Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares AC.
- Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares DC.
- Memoria de cálculo de distancias mínimas y de seguridad.
- Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- Memoria de cálculo selección de conductores aéreos y barrajes.
- Memoria de cálculo selección de cables aislados de media tensión (si aplica).
- Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- Análisis de identificación de riesgos.

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
- Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de equipos.
- Especificación funcional del sistema de control.
- Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la Subestación.
- Especificación técnica de los servicios auxiliares AC / DC.
- Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de equipos, pruebas funcionales y de puesta en servicio.

4.4.1.3. Características técnicas de los equipos

- Características técnicas, equipos.
 - Compensador estático Variable (SVC)



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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 en 115 kV).
- Planos de disposición de gabinetes y equipos en sala de control.
- Planos ubicación de equipos en sala de control.
- Elevación general de edificaciones y equipos.
- Planimetría del sistema de iluminación interior y exterior.
- Planos de detalles de montaje y de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- Planimetría de aisladores y cadenas de aisladores.
- Plano de disposición física de conectores
- Planimetría general de nomenclatura operativa.

4.4.1.5. Planos de obras civiles

- Plano localización de la Subestación.
- Plano disposición de cimentaciones de equipos.
- Plano cimentación de equipos y pórticos.
- Plano de drenajes de la Subestación.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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, el Interventor podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

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

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

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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 árboles de carga para estructuras de pórticos de Líneas y barrajes.
- Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
- Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en casa de control.
- Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- Memoria de cálculo sistema de acueducto.

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.
- 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

a. Sistema de puesta a tierra:

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

b. Equipos principales:

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

c. Equipos de patio:

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

d. Para tableros:

- Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
- Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de control, señalización y protección.



Unidad de Planeación Minero Energética

- Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc., que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
 - Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
 - Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
 - Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida, telecontrol y teleprotección, incluyendo:
 - Diagramas de principio y unifilares
 - Diagramas de circuito
 - Diagramas de localización exterior e interior.
 - Tablas de cableado interno y externo.
 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes diagramas de principio:
 - Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
 - Diagramas del sistema de control de la Subestación.
 - Diagramas de medición de energía.
 - Diagramas lógicos de enclavamientos.
 - Diagramas de comunicaciones.
 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
 - Listado de cables y borneras.
 - Planos de Interfase con equipos existentes.
 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización, señalización y alarmas.
- e. Reportes de Pruebas:**
- Treinta (30) Días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última prueba, el Inversionista deberá suministrar al Interventor dos (2) copias que contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de fábrica por cada uno de los equipos de potencia, control, protección, medida, comunicaciones, etc., que hayan sido suministrados.
- Las instrucciones deberán estar en idioma español.

4.4.3. Estudios del Sistema

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

- Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad del terreno.
- Cálculo de flechas y tensiones.



Unidad de Planeación Minero Energética

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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. Compensador Estático Variable SVC 0/+30 MVar

En la siguiente tabla se muestran las características técnicas del sistema de potencia – SVC Subestación Cértégui 115 kV.

No .	Tipo de información	Valor	Unidad	Comentarios
1	Tensión nominal del sistema AC (I-I)	115	kV	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
2	Máxima tensión continua del sistema AC (I-I)	126,5	kV	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
3	Mínima tensión continua del sistema AC (I-I)	103,5	kV	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
4	Máxima tensión momentánea del sistema AC (I-I)	149,5	kV	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
5	Máxima duración del ítem 4)	60	s	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
6	Mínima tensión momentánea del sistema AC (I-I)	92	kV	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
7	Máxima duración del ítem 6)	0,7	s	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
8	Componente de tensión de secuencia negativa (usada para el cálculo de desempeño)	1	%	
9	Componente de tensión de secuencia negativa (usada para el cálculo de capacidad)	1,5	%	
10	Componente de tensión de secuencia cero	1	%	
11	Frecuencia nominal del sistema AC	60	Hz	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
12	Máxima frecuencia continua del sistema AC	60,2	Hz	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
13	Mínima frecuencia continua del sistema AC	59,8	Hz	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
14	Máxima frecuencia momentánea del sistema AC	63	Hz	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
16	Máxima tasa de cambio de la frecuencia (df/dt)	3	Hz/s	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
17	Mínima frecuencia momentánea del sistema AC	57,5	Hz	Conforme a la Resolución CREG 025 de 1995 (Código de Redes)
19	Nivel básico de aislamiento (BIL)	550	kV pico	Conforme a los niveles normalizados de la norma IEEE Std C.62.82.1-2010
20	Nivel de aislamiento de impulso tipo rayo	230	kV pico	Conforme a los niveles normalizados de la norma IEEE Std C.62.82.1-2010
21	Máxima corriente de falla trifásica	31,5	kA	Conforme a la Norma IEC 60909 - 2016 y sus considerandos



Unidad de Planeación Minero Energética

No.	Tipo de información	Valor	Unidad	Comentarios
22	Corriente de falla trifásica	4,455	kA	Conforme a la Norma IEC 60909 - 2016 y sus considerandos
23	Mínima corriente de falla trifásica	3,409	kA	Conforme a la Norma IEC 60909 - 2016 y sus considerandos
24	Máxima corriente de falla monofásica	31,5	kA	Conforme a la Norma IEC 60909 - 2016 y sus considerandos
25	Corriente de falla monofásica existente	3,375	kA	Conforme a la Norma IEC 60909 - 2016 y sus considerandos
26	Mínima corriente de falla monofásica	2,599	kA	Conforme a la Norma IEC 60909 - 2016 y sus considerandos

Tabla 2 Características Técnicas del sistema de potencia – SVC Subestación Cérteguí 115 kV

4.5.1.1. Modelos de control de SVC

Para el caso de los equipos objeto de esta convocatoria Pública del STR, el Inversionista deberá entregar a la UPME y el CND a través del interventor, 6 meses después de la asignación de la presente convocatoria, los modelos preliminares de las instalaciones a integrar al sistema y sus controles asociados para los estudios de simulación RMS y EMT. Lo anterior, en las herramientas utilizadas por el CND. Estos modelos deben ser desarrollados con el fabricante, e incluir los requisitos técnicos definidos en la presente Convocatoria Pública del STR para el control de tensión y potencia reactiva y aquellos a que hubiera lugar como parte del cumplimiento de las resoluciones CREG y los acuerdos del CNO. El modelo deberá permitir el ajuste de los parámetros que definen en las funcionalidades de control de voltaje y potencia reactiva. Así mismo, el modelo deberá incluir las funciones de protección asociadas a los componentes eléctricos y electrónicos de los equipos a instalar y permitir simulaciones balanceadas y desbalanceadas acorde con el comportamiento real del equipo. Los modelos deberán cumplir los lineamientos establecidos por el CND y publicados en su página WEB. El modelo entregado hará parte de la base de datos oficial para el planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo.

4.5.1.2. Soportabilidad en Frecuencia y Rocof

Los equipos objeto de esta convocatoria Pública del STR deberán operar de forma continua para frecuencias en el rango 57.5 Hz - 63Hz. Para frecuencias superiores a 63 Hz y menores de 57.5 Hz, puede ajustarse el disparo, siempre que el mismo sea justificado y coordinado con el CND.

Así mismo, el equipo deberá soportar tasas de cambio de la frecuencia respecto al tiempo de hasta 3 Hz/seg, lo anterior medido en una ventana móvil de 500 ms. Por fuera de este rango, se podrán programar, en coordinación con el CND, disparos temporizados.

4.5.1.3. Curva de soportabilidad en voltaje

Los equipos objeto de esta convocatoria, deberán mantener el rango de capacidad ofertado para tensiones de operación entre 0.9 pu y 1.1 .p.u, adicionalmente, deberán continuar



Unidad de Planeación Minero Energética

operando sin realizar cesación de entrega de corriente para tensiones en el punto de conexión que se encuentren dentro de la siguiente tabla

Rangos de Voltaje (p.u. del punto de conexión)	Capacidad (en p.u. d el capacidad inductiva y capacitiva respectivamente)	Duración mínima de la inyección de corriente
>1.3	Punto D 1.44% de corriente de absorción inductiva	Punto D - 43,2 MVar Inductivo
1.1 – 1.3	Punto F (100%) y D (1.44%), entrega de corriente de capacitiva	Punto F - 30 MVar Inductivos Punto D - 43,2 MVar Inductivos
1.1 – 0.9	Franja H-A-E-K-F-B-J-M. 100% de entrega de corriente capacitiva y absorción inductiva.	Punto H - 30 MVar Capacitivos Punto A - 30 MVar Capacitivos Punto E - 30 MVar Capacitivos Punto K - 30 MVar Capacitivos/Inductivos Punto L - 30 MVar Capacitivos/Inductivos Punto M - 30 MVar Capacitivos/Inductivos Punto F - 30 MVar Inductivos Punto B - 30 MVar Inductivos Punto J - 30 MVar Inductivos
0.9 – 0.4	Punto C (100%) y H (44%), de entrega de corriente capacitiva	Punto C - 13.2 MVar capacitivos Punto H - 30 MVar capacitivos
<0.4	Punto C 44% de entrega de corriente capacitiva	Punto C - 13.2 MVar capacitivos

Tabla 3. Curva característica para la operación del SVC de Cértégui.



El Transmisor Regional deberá demostrar (en la fase de entrada en operación y pruebas de puesta en servicio) que el equipo permanece conectado a la red después de perturbaciones de voltaje en el punto de conexión. Por fuera de los límites definidos en la Tabla 3, se podrán configurar disparos para proteger el equipo. El CNO podrá definir las pruebas específicas a realizar para verificar el cumplimiento de este requerimiento.

EL SVC deberá tener la capacidad de controlar la tensión en forma continua en el rango operativo normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de acuerdo con la curva de carga solicitada en esta Convocatoria Pública del STR y según las consignas de operación definidas por el CND, para esto, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- Recuerde:** Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **"Copia No Controlada"**. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Unidad de Planeación Minero Energética

- El regulador de tensión deberá disponer de un estatismo configurable.
- El control de potencia reactiva/tensión, debe ajustarse de tal manera que sea estable y que, ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, la potencia reactiva tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 50 ms segundos y un tiempo de establecimiento menor a 2 segundos. El sobre impulso del control debe ser inferior al 3%.
- El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia reactiva, de tensión o factor de potencia de forma local, y remota.
- En control de voltaje podrá realizarse por control individual de cada fase y mediante la tensión de secuencia positiva. El modo de medición del voltaje será definido por el CND durante el proceso de puesta en servicio del equipo.

El SVC debe estar en capacidad de recibir de forma remota consignas de potencia reactiva, tensión, factor de potencia y modo de operación (factor de potencia, tensión y potencia reactiva) desde el CND. En todo caso, los operadores de estos equipos una vez declarados en explotación comercial serán responsables de la ejecución de estas consignas. Así mismo, y si el CND lo considera, podrá ser integrado a la función de Control Automático de Tensión de que trata la resolución CREG 080 de 1999.

4.5.1.5. Amortiguado de oscilaciones de potencia – POD

Los equipos objeto de esta Convocatoria Pública del STR deberán disponer de un sistema POD-Q (Power Oscillation Damping), módulo destinado a amortiguar oscilaciones mediante potencia reactiva. El Sistema POD debe ser capaz de amortiguar oscilaciones en el rango 0,01 Hz – 3,0 Hz. Los ajustes, parametrización y puesta en operación de esta función serán responsabilidad del desarrollador

Pruebas de rutina: Las pruebas de rutina serán realizadas sobre el compensador estático variable (SVC) objeto del suministro y serán ejecutadas de acuerdo con la norma IEC 60871 y todas aquellas que se encuentren referenciadas en las mismas. Deberán llevarse a cabo también las pruebas de rutina requeridas sobre los componentes y accesorios de los bancos de capacitores. Todos los reportes de prueba deberán ser presentados por el Inversionista al Interventor.

Pruebas tipo: En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipos hechas sobre bancos de capacitores similares tanto en potencia como en nivel de tensión, con las publicaciones IEC o ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

Pruebas en sitio: Se deberán efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de cada una de las unidades que conforman el banco de capacitores, incluyendo la unidad de reserva.



Unidad de Planeación Minero Energética

4.5.2. Interruptores

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

Mecanismos de operación: Los interruptores deberán tener mando tripolar y monopolar y su mecanismo de operación deberá ser tipo resorte. 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

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 Regional 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 62271-100 o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

4.5.3. Descargadores de Sobretensiones

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

- IEC 60099-4: "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 el Interventor.

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

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

4.5.4. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

- IEC 62271-102: "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".



Unidad de Planeación Minero Energética

- IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".

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 el Interventor.

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

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

4.5.5. 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, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and capacitor dividers".
- Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".
- IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear".



Unidad de Planeación Minero Energética

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 Regional debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalentes en ANSI. Si el Transmisor Regional no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

4.5.6. 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.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

4.5.7. 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.

4.5.8. Sistema de Puesta A Tierra

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

Todos los requerimientos para la malla de tierra de la nueva Subestación y en las subestaciones existentes (si aplica), estarán de acuerdo con la última revisión de la publicación IEEE 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

4.5.9. Apantallamiento de la Subestación

El diseño del sistema de apantallamiento de la ampliación en la Subestación Cértegui 115 kV dentro del alcance de la presente Convocatoria Pública del STR, deberá realizar una evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones ante descargas atmosféricas directas de acuerdo con los procedimientos de la norma IEC 62305-2 "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 ceraúnico, y deberá ser verificado según el método electrogeométrico referido en las normas IEC 62305-2 o NTC 4552. Todos los cables de guarda serán aterrizados mediante conductores bajantes de cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra mediante soldadura exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión entre el sistema de apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la Subestación.

Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección contra descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras, conductores bajantes y varillas de puesta a tierra. En general los materiales e instalación del RETIE (artículo 16°), la Norma IEEE Std. 998, la 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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

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

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

El esquema de protección para la compensación deberá incluir las funciones de sobrecorriente de fases y tierra de tiempo inverso (ANSI 51/51N), sobrecorriente de desbalance (ANSI 51C) y sobretensión de fases (ANSI 59). Adicionalmente, se deberán considerar aquellas funciones de protección propias del tipo de conexión seleccionado por el Inversionista para el banco de capacitores, además de las funciones de protección de acuerdo con las prácticas propias de cada Transmisor Regional

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

La función de falla interruptor deberá estar incluida en las protecciones de la bahía de conexión del compensador tipo SVC y podrá habilitarse en un relé independiente o en los relés destinados a las funciones de protección principales. Dicha función deberá tener arranques por



Unidad de Planeación Minero Energética

disparos externos por fase y arranques de sobrecorriente también por fase. En esta función deberán habilitarse dos etapas: la etapa 1 o redisparo, que actúa en caso de presentarse una falla en la apertura del interruptor al recibir disparo por las funciones de protección en un tiempo determinado dando señal de disparo nuevamente al interruptor no operado y la etapa 2 o respaldo, que actúa en caso de que la etapa 1 no tenga éxito, dando orden de disparo a todos los interruptores asociados a la subestación de conexión de los almacenadores de energía, en un tiempo que deberá ser menor al tiempo crítico de despeje de falla de la subestación de conexión.

La función de verificación de sincronismo en 115 kV puede implementarse en un relé independiente o en aquellos destinados a las funciones principales de protección. Deberá autorizar el cierre manual del interruptor cuando las condiciones seleccionadas para diferencia de tensión, fase y frecuencia obtenidas durante un tiempo ajustable cumplan con las condiciones predeterminadas. La verificación de sincronismo debe realizarse de manera permanente. El relé debe poseer procesamiento independiente para el cálculo de las diferencias de tensión, fase y frecuencia y permitir la selección de los modos de operación Barra viva - línea muerta, Barra muerta – línea viva y Barra viva – línea viva, con verificación de sincronismo. Las entradas de voltaje deberán permitir la selección de tensiones fase-tierra y/o fase-fase.

Dado que será necesaria la instalación de un relé de protección diferencial de barras en la subestación Cértegui 115 kV, el Sistema de Protecciones -SP- para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación diferente (diferente algoritmo de cálculo) o diferente fabricante. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente; las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los CT's y cada SP de manera independiente debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los interruptores. Los SP diferenciales de barra deben ser seleccionados considerando las bahías a construirse objeto de la presente Convocatoria Pública del STR y las ampliaciones futuras que se instalarán en los espacios de reserva, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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 Subestaciones

Los equipos de control, protección y medida para la nueva bahía de compensación a instalar en la subestación Cértégui 115 kV, deberán integrarse a la arquitectura de control existente en dicha subestación, garantizando la compatibilidad de los equipos instalados con la misma. La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. 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.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	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, accio-	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de



Unidad de Planeación Minero Energética

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	nes 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.	maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal. Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.
	Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus Anexos.

Características Generales

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



Unidad de Planeación Minero Energética

arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la verificación de cumplimiento.

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

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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

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

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

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

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

La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el Inversionista, a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues sobre la primera



Unidad de Planeación Minero Energética

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 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

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 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:



Unidad de Planeación Minero Energética

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, 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.

4.6.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

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

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

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.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

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

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, recocado, 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 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 947 de 2017 o aquel que lo sustituya o reemplace.



Unidad de Planeación Minero Energética



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

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

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

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

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.
- 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.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 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 las normas que la modifiquen, adicionen o sustituyan) 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 Regional debe entregar al Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.

8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

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

9. FIGURAS

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

Anexo 1.1. - Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Cértégui 115 kV.