

1  
2  
3 **ANEXO 1**  
4  
5  
6  
7  
8

9 **DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**  
10  
11  
12  
13  
14

15 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME – 05 DE 2023**  
16  
17

18 **(UPME- 05- 2023)**  
19  
20  
21

22  
23 **SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,**  
24 **ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y**  
25 **MANTENIMIENTO DEL TERCER TRANSFORMADOR 500/220 KV de 450 MVA**  
26 **EN LA SUBESTACIÓN BOLÍVAR.**  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34

35 **Bogotá D. C., noviembre de 2023**  
36  
37  
38

## ÍNDICE

1			
2			
3			
4	<b>1</b>	<b>CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
5	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales .....	4
6	1.2	Definiciones .....	5
7	<b>2</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
8	2.1	Descripción de obras en las subestaciones.....	7
9	2.1.1	Descripción de Obras en la Subestación Bolívar 500 kV .....	7
10	2.1.2	Descripción de Obras en la Subestación Bolívar 220 kV .....	8
11	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto .....	8
12	2.2.1	Punto de conexión en la Subestación Bolívar 500 kV .....	9
13	2.2.2	Punto de conexión en la Subestación Bolívar 220 kV .....	9
14	<b>3</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>10</b>
15	3.1	Parámetros del Sistema .....	10
16	3.2	Nivel de Corto Circuito .....	11
17	3.3	Materiales .....	11
18	3.4	Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	11
19	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	12
20	3.6	Pruebas en Fábrica .....	12
21	<b>4</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN</b> .....	<b>13</b>
22	4.1	General .....	13
23	4.1.1	Predio de la Subestación .....	13
24		Bolívar 500/220 kV .....	13
25	4.1.2	Espacios de Reserva .....	14
26	4.1.3	Conexiones con Equipos Existentes .....	15
27	4.1.4	Servicios Auxiliares.....	15
28	4.1.5	Infraestructura y Módulo Común.....	15
29	4.2	Normas para Fabricación de los Equipos .....	17
30	4.3	Condiciones Sísmicas de los Equipos .....	17
31	4.4	Procedimiento General del Diseño .....	17
32	4.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica 500/220 kV .....	19
33	4.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle .....	22
34	4.4.3	Estudios del Sistema .....	26
35	4.4.4	Distancias de Seguridad.....	28
36	4.5	Equipos de Potencia .....	28
37	4.5.1	Transformador de Potencia Trifásicos 500/220/34,5 kV- 3X150 MVA.....	28
38	4.5.2	Interruptores de Potencia a 500/220 kV .....	30
39	4.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	32

1	4.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	32
2	4.5.5	Transformadores de Tensión.....	33
3	4.5.6	Transformadores de Corriente.....	34
4	4.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	35
5	4.5.8	Sistema de Puesta a Tierra.....	36
6	4.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	36
7	4.6	Equipos de Control y Protección.....	37
8	4.6.1	Sistemas de Protección.....	37
9	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	38
10	4.6.3	Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales.....	42
11	4.6.4	Controladores de Bahía.....	43
12	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	44
13	4.6.6	Switches.....	44
14	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	45
15	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	45
16	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	47
17	4.7	Obras Civiles.....	47
18	4.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	48
19	<b>5</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....</b>	<b>48</b>
20	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	48
21	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	49
22	<b>6</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>50</b>
23	<b>7</b>	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....</b>	<b>50</b>
24	<b>8</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....</b>	<b>50</b>
25	<b>9</b>	<b>FIGURAS.....</b>	<b>50</b>
26			

## ANEXO 1

### 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 de la Convocatoria Pública UPME 05 – 2023.

Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo", "Formulario", "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender efectuada a anexos, apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales y puntos del presente documento, 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 Documentos de Selección del Inversionista, 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 Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Inversionista 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 Documentos de Selección del Inversionista, 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

1 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última  
2 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME  
3 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto  
4 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional  
5 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece  
6 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.  
7

8 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos  
9 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con  
10 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del  
11 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una  
12 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños  
13 según cronograma presentado por el Inversionista y aprobado por la UPME, la última de  
14 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre  
15 cualquier versión anterior de los citados documentos.  
16

## 17 1.2 Definiciones

18  
19 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido  
20 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.  
21

## 22 2 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

23  
24 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en  
25 servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto Tercer  
26 Transformador 500/220 kV – (3x150 MVA) en la subestación Bolívar, ubicada en la ciudad  
27 de Cartagena - Bolívar, kilómetro 3 vía Santa Rosa de Lima, definido en el “Plan de  
28 Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2022-2036”, adoptado mediante  
29 Resolución del Ministerio de Minas y Energía 40477 del 24 de julio de 2023, el cual  
30 comprende:  
31

- 32 i. Un (1) banco de autotransformadores 500/220/34,5 kV – 450 MVA (3 x 150 MVA)  
33 en la Subestación Bolívar. Se deberá suministrar un autotransformador de potencia  
34 monofásico 500/220/34,5 kV - 150 MVA de reserva, con conexión para cambio  
35 rápido. Esta reserva deberá tener iguales características al banco de  
36 autotransformadores suministrado.  
37
- 38 ii. Una (1) bahía de transformador a 500 kV, en configuración barra doble más  
39 seccionador de transferencia, como ampliación de la Subestación Bolívar 500 kV.

- 1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17
- iii. Una (1) bahía de transformador a 220 kV, en configuración barra doble más seccionador de transferencia, como ampliación de la Subestación Bolívar 220 kV.
  - iv. Extensión del barraje (en caso de ser necesario) a 500 kV y 220 kV y todos los elementos y adecuaciones tanto físicas como eléctricas necesarias para las conexiones entre el existente barraje a 500 kV, la bahía de transformación a 500 kV (ítem ii) el banco de transformadores 450 MVA (ítem i), a la bahía de transformación (Ítem iii) y el existente barraje a 220 kV.
  - v. Suministro y construcción en general, de todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas necesarias para la interfase y cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su compatibilidad y funcionalidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de potencia, de control, de protecciones, de comunicaciones e infraestructura asociada a la subestación existente 500/220 kV, etc., sin limitarse a estos.

18 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente  
19 Convocatoria Pública UPME-05-2023

- 20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39
- 1. Los diagramas unifilares de la subestación a intervenir por motivo de la presente Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de los diagramas unifilares previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la Subestación, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
  - 2. Corresponde a los involucrados en la Subestación, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de equipos. En cualquier caso, se debe garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.
  - 3. El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a instalar, ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en condiciones normales, como en contingencias o fallas.
  - 4. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

- 1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28
5. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
  6. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STN. Lo anterior no implica que los espacios ocupados por las bahías construidas en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.
  7. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la información técnica y costos de conexión remitidos por ISA INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., en adelante ISA-ITCO, con radicado UPME 20231110216302. La información específica relacionada con estos comunicados (anexos) pueden ser solicitadas en oficinas de la UPME en los términos señalados en el Numeral 8 del presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los propietarios de la infraestructura de manera directa. La información suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5 Estudios Propios del Proponente, y 5.6 Responsabilidad de los DSI de la presente Convocatoria Pública.

## 2.1 Descripción de obras en las subestaciones

### 2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Bolívar 500 kV

30  
31  
32  
33 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2.

34  
35  
36  
37 La bahía de transformador a instalar deberá mantener la configuración de la existente subestación Bolívar 500 kV, la cual es doble barra más seccionador de transferencia. Los equipos a instalar podrán ser convencionales AIS (Air Insulated Substations) o GIS (tomado

1 de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones  
2 aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso,  
3 cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos  
4 en los DSI.

5  
6 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de transformación,  
7 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la  
8 infraestructura existente en la subestación Bolívar 500 kV.

9  
10 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Bolívar 500 kV deberán ser  
11 completamente nuevos y de última tecnología.

### 12 13 **2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Bolívar 220 kV**

14  
15 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote  
16 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de  
17 las obras descritas en el numeral 2.

18  
19 La bahía de transformador a instalar deberá mantener la configuración de la existente  
20 subestación Bolívar 220 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales AIS (Air  
21 Insulated Substations) o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas  
22 Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo  
23 exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos  
24 los demás requisitos establecidos en los DSI.

25  
26 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de transformación,  
27 en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la  
28 infraestructura existente en la subestación Bolívar 220 kV.

29  
30 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Bolívar 220 kV deberán ser  
31 completamente nuevos y de última tecnología.

### 32 33 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

34  
35 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la  
36 construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la  
37 modalidad (compra o arrendamiento, etc.), deberá tener en cuenta lo definido en el Código  
38 de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes



1 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer  
2 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.  
3

4 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
5 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar  
6 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los  
7 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.  
8

### 9 **2.2.1 Punto de conexión en la Subestación Bolívar 500 kV**

10 El agente responsable de la existente subestación Bolívar 500 kV es ISA-ITCO.  
11  
12

13 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
14 Bolívar es el barraje a 500 kV.  
15

16 El diagrama unifilar de la subestación Bolívar 500 kV, se muestra en la Figura 2 adjunta a  
17 este documento.  
18

19 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública  
20 e ISA-ITCO., deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con  
21 las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a  
22 instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones del módulo,  
23 el enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC y DC, y  
24 demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de  
25 los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los  
26 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria  
27 Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se  
28 realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos  
29 sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las  
30 partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá  
31 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse  
32 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma  
33 del contrato de conexión.  
34

### 35 **2.2.2 Punto de conexión en la Subestación Bolívar 220 kV**

36 El agente responsable de la existente subestación Bolívar 220 kV es ISA-ITCO.  
37  
38

1 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
2 Bolívar es el barraje a 220 Kv.

3  
4 El diagrama unifilar de la subestación Bolívar 220 Kv, se muestra en la Figura 3 adjunta.

5  
6 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública  
7 e ISA-ITCO deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con  
8 las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a  
9 instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones del módulo,  
10 el enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC y DC; y  
11 demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de  
12 los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los  
13 Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria  
14 Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se  
15 realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos  
16 sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las  
17 partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc.), lo cual deberá  
18 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse  
19 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma  
20 del contrato de conexión.

### 21 22 **3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

23  
24 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las  
25 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y  
26 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha  
27 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del  
28 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,  
29 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para  
30 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

31  
32 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
33 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

#### 34 35 **3.1 Parámetros del Sistema**

36  
37 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser  
38 nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN,  
39 las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38

### **Generales:**

Tensión nominal	500/220/34,5 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3

### **Subestaciones 500 kV:**

Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

### **3.2 Nivel de Corto Circuito**

El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de corto 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 que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para el nivel de tensión a 500 kV y 220 kV. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

### **3.3 Materiales**

Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

### **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

1 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
2 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
3 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al  
4 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes  
5 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.  
6

7 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:  
8 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo  
9 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen  
10 tiempo.  
11

12 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los  
13 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución  
14 0627 de 2006 (abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy  
15 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.  
16

### 17 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

18  
19 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se  
20 debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los  
21 artículos 52 y 53.  
22

23 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos  
24 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
25 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del  
26 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como  
27 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del  
28 Interventor.  
29

30 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
31 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos  
32 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la  
33 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos  
34 acuerdos deberán entregarse al Interventor.  
35

### 36 **3.6 Pruebas en Fábrica**

37  
38 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al  
39 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en

1 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y  
 2 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas  
 3 aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del  
 4 Inversionista.

5  
 6 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,  
 7 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo  
 8 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de  
 9 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

10  
 11 **4 ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

12 **4.1 General**

13  
 14 La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como  
 15 costos de conexión, datos técnicos, planos, etc., serán suministrados por la UPME  
 16 conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

17  
 18 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del  
 19 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:  
 20

Ítem	Descripción	Bolívar 500 kV	Bolívar 220 kV
1	Subestación nueva	No	No
2	Configuración	Barra doble más seccionador de transferencia	Barra doble más seccionador de transferencia
3	Tipo de subestación	Convencional.	Convencional
4	Propietario de la Subestación	ISA - ITCO	ISA- ITCO

21  
 22 **4.1.1 Predio de la Subestación**

23  
 24 **Bolívar 500/220 kV**

25  
 26 La existente subestación Bolívar 500/220 kV, de propiedad de ISA-ITCO, se encuentra  
 27 localizada en inmediaciones del municipio Cartagena, departamento de Bolívar, kilómetro  
 28 3 vía Santa Rosa de Lima, en las siguientes coordenadas:  
 29

1 Latitud: 10° 26´47.96 N.  
2 Longitud: 75° 23´46.03 O.

3

4 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en predios de la actual  
5 subestación Bolívar 500/220 kV propiedad de ISA-ITCO

6

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

14

15 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos  
16 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, se deberán considerar  
17 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el  
18 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a  
19 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

20

21 También se deberá tener en cuenta la información técnica suministrada por ISA- ITCO  
22 mediante oficio con radicado UPME 20231110216302 la cual indica “Convocatoria UPME  
23 Tercer transformador en la SE Bolívar 500/230 kV. Información técnica”.

24

25 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya  
26 existentes en la subestación para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar  
27 que los espacios de reserva en la subestación no se verán afectados o limitados para su  
28 utilización, por infraestructura (equipos, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la  
29 presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las obras a  
30 construir en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de  
31 aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes de inicio  
32 de la convocatoria.

33

#### 34 **4.1.2 Espacios de Reserva**

35

36 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya  
37 existentes en la subestación para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar  
38 que los espacios de reserva en la subestación no se verán afectados o limitados para su  
39 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco

1 de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las  
2 obras a construir en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción  
3 de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del  
4 inicio de la convocatoria

#### 6 **4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

7  
8 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
9 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
10 protección de las nuevas bahías 500 kV y 220 kV, con la infraestructura existente que pueda  
11 verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

12  
13 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
14 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el  
15 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en  
16 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Inversionista.

#### 18 **4.1.4 Servicios Auxiliares**

19  
20 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el  
21 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios  
22 auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.

#### 24 **4.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

25  
26 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos  
27 constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

28  
29 El Transmisor debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a  
30 500/220 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso,  
31 vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el  
32 predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el  
33 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Transmisor, y según se  
34 requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean  
35 necesarias.

36  
37 El Transmisor deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y  
38 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las  
39 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La

1 infraestructura y módulo común estarán conformados como mínimo por los siguientes  
2 componentes:

- 3
- 4 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de  
5 acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la  
6 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los  
7 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y  
8 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,  
9 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,  
10 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado  
11 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral  
12 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la  
13 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.  
14
- 15 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2  
16 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de  
17 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los  
18 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares  
19 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles  
20 asociadas.  
21

22 Para llevar a cabo algunas de las obras contempladas para la instalación del tercer  
23 transformador 500/220 kV en la Subestación Bolívar, se deberá tener en cuenta que se  
24 podría utilizar parte del terreno disponible en la subestación existente, no obstante, será  
25 responsabilidad del Inversionista identificar individualmente las implicaciones para la  
26 instalación de cada una de las bahías a 500 kV, 220 kV y el transformador mismo.  
27

28 Será responsabilidad del Inversionista enterarse de las facilidades y de los requerimientos  
29 que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de  
30 puesta a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y  
31 mantener los arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá suministrar todos  
32 los equipos y elementos requeridos para la operación óptima y segura de las ampliaciones  
33 a realizar.  
34

35 La Interventoría analizará todas las provisiones que faciliten la evolución de las obras  
36 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo, e informará a la UPME el resultado de su  
37 análisis.  
38



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

#### 4.2 Normas para Fabricación de los Equipos

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

#### 4.3 Condiciones Sísmicas de los Equipos

16 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico apto de acuerdo con la  
17 publicación IEEE-693 (2018): “*Recommended Practice for Seismic Design of Substations*”,  
18 o las publicaciones de las partes de requisitos sísmicos de la familia de estándares IEC  
19 62271: “*High-voltage switchgear and controlgear*”, en versiones más recientes. El  
20 Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo  
21 en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar las condiciones  
22 sísmicas del sitio de instalación. Si aplica para los suministros, el Inversionista seleccionado  
23 deberá entregar copias al Interventor del certificado de la prueba tipo para el mismo modelo  
24 y nivel de tensión, según la publicación IEC 60068-3-3: “*Environmental testing - Part 3-3:*  
25 *Supporting documentation and guidance - Seismic test methods for equipment*”.

#### 4.4 Procedimiento General del Diseño

29 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 31
- 32 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que  
33 gobernarán el desarrollo total del Proyecto. En dicho documento se consignará toda la  
34 normatividad técnica, y las especificaciones para llevar a cabo la programación y control  
35 del desarrollo de los trabajos; especificaciones y procedimientos para adelantar el  
36 Control de Calidad en todas las fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería  
37 Básica tales como: resultados de estudios del sistema eléctrico asociado con el  
38 Proyecto; parámetros básicos de diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento,  
39 capacidades de cortocircuito, tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos

1 de los equipos; diagramas unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de  
2 los equipos y materiales; filosofía de control, medida y protección; previsiones para  
3 facilitar la evolución de la Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle;  
4 procedimientos y especificaciones de pruebas en fábrica; procedimientos de transporte,  
5 almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción  
6 y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio  
7 de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los  
8 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y  
9 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas  
10 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en  
11 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de  
12 operación y mantenimiento.

13  
14 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
15 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
16 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

17  
18 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
19 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
20 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
21 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que  
22 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
23 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

24  
25 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
26 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
27 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán  
28 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos  
29 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

30  
31 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,  
32 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

33  
34 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
35 documento de cumplimiento obligatorio.

36  
37 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
38 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
39 pruebas.

1  
2 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
3 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
4 documentos de seguimiento de los suministros; y documentos que especifiquen la pruebas  
5 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y  
6 mantenimiento.

7  
8 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y  
9 entregada a la Interventoría para revisión.

#### 10 11 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica 500/220 kV**

12  
13 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el  
14 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;  
15 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la  
16 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del  
17 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las  
18 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

19  
20 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella  
21 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las  
22 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de este tipo de  
23 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,  
24 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada  
25 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que  
26 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si  
27 es del caso.

##### 28 29 **4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

30  
31 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo  
32 las siguientes memorias de cálculo:

- 33
- 34 ● Criterios básicos de diseño electromecánico
- 35 ● Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 36 ● Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 37 ● Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 38 ● Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 39 ● Memoria de cálculo de distancias eléctricas

- 1 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 2 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 3 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 4 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 5 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 6 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 7 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 8 • Análisis de identificación de riesgos.

#### 9 10 **4.4.1.2 Especificaciones equipos**

11  
12 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo  
13 las siguientes Especificaciones Técnicas:

- 14
- 15 • Especificación técnica equipos de patio.
- 16 • Especificaciones Transformador de Potencia.
- 17 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 18 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 19 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 20 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 21 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 22 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 23 equipos.
- 24 • Especificación funcional del sistema de control.
- 25 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 26 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 27 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 28 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 29 equipos, pruebas funcionales y de puesta en servicio.

#### 30 31 **4.4.1.3 Características Técnicas de los equipos**

32  
33 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo  
34 las siguientes características técnicas de equipos:

- 35
- 36 • Características técnicas, equipos.
- 37 - Interruptores.

- 1 - Seccionadores.
- 2 - Transformadores de corriente.
- 3 - Transformadores de tensión.
- 4 - Descargadores de sobretensión.
- 5 - Aisladores y cadenas de aisladores.
- 6 - Transformador de Potencia
- 7 • Dimensiones de equipos.
- 8 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 9 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 10 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 11 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 12 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 13 • Características técnicas, cables desnudos para interconexión de equipos y
- 14 barrajes.

#### 15

#### 16 4.4.1.4 Planos Electromecánico

17

18 Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo

19 los siguientes Planos Electromecánicos:

- 20
- 21 • Diagrama unifilar de la subestación
- 22 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 23 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 24 • Diagrama unifilar de medidas.
- 25 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 26 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 27 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 28 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 29 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 30 • Planos en planta de ubicación de equipos.
- 31 • Planos vista en cortes de equipos.
- 32 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 33 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 34 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 35 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 36 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.
- 37

#### 4.4.1.5 Planos de obras civiles

Como parte de los documentos de la Ingeniería básica se deben suministrar como mínimo los siguientes Planos de Obras Civiles:

- Plano localización de la subestación.
- Plano disposición de bases de equipos.
- Plano cimentación de equipos y pórticos.
- Plano base cimentación del Transformador de Potencia.
- Plano de drenajes de la subestación.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- Planos casa de control.
- Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- Plano cerramiento de la subestación.
- Plano obras de adecuación.

#### 4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

Como parte de los documentos de la Ingeniería básica y de detalle, se deben suministrar como mínimo los siguientes Estudios y trabajos de campo:

- Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte de equipos y materiales.
- Presentar informes de progreso y programas de 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.

1  
2 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle (y toda la información necesaria, aunque  
3 ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en  
4 las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de este tipo de  
5 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,  
6 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada  
7 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que  
8 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si  
9 es del caso.

10  
11 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros serán aquellos que  
12 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos  
13 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los  
14 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Transmisor.

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

19  
20 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la  
21 UPME podrá trasladar consultas al Transmisor.

22  
23 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

24  
25 **4.4.2.1 Memorias de cálculo detallados de obras civiles**  
26  
27 Como parte de los documentos de la Ingeniería de detalle se deben suministrar como  
28 mínimo las siguientes memorias de cálculo de Obras Civiles:

- 29  
30
- 31 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
  - 32 • Dimensiones y pesos de equipos.
  - 33 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del Transformador de Potencia.
  - 34 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
  - 35 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
  - 36 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
  - 37 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
  - 38 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y  
cárcamos interiores en caseta de control.

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

#### 7

#### 8 **4.4.2.2 Planos de obras civiles**

9

10 Como parte de los documentos de la Ingeniería de detalle se deben suministrar como

11 mínimo las siguientes Planos de Obras Civiles:

12

- 13 • Planos para construcción de bases para equipos.
- 14 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte
- 15 para equipos y pórticos.
- 16 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y Transformador de
- 17 Potencia.
- 18 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 19 • Planos para construcción de acabados exteriores.
- 20 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales.
- 21 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 22 tableros, equipos y canales interiores.
- 23 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 24 • Planos para construcción de vías.

#### 25

#### 26 **4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

27 El Transmisor será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y

28 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y

29 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales

30 para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,

31 protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria

32 aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de

33 acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al

34 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

35

36 El Transmisor deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la

37 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica

38 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:



- 1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38
- 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 conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
    - 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, transformadores de medida, descargadores de sobretensión.
      - 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 ac y dc.

- 1 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
- 2 control, señalización y protección.
- 3 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
- 4 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos
- 5 respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
- 6 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- 7 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 8 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
- 9 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
  - 10 - Diagramas de principio y unifilares
  - 11 - Diagramas de circuito
  - 12 - Diagramas de localización exterior e interior.
  - 13 - Tablas de cableado interno y externo.
  - 14 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
  - 15 - Diagramas de principio
  - 16 - El Transmisor debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
  - 17 diagramas de principio:
    - 18 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
    - 19 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
    - 20 ▪ Diagramas de medición de energía.
    - 21 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
    - 22 ▪ Diagramas de comunicaciones.
  - 23 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
  - 24 - Listado de cables y borneras.
  - 25 - Planos de Interfase con equipos existentes.
  - 26 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
  - 27 señalización y alarmas.

#### 28 e. Reportes de Pruebas

- 29 • Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
- 30 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
- 31 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
- 32 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.
- 33 • Las instrucciones deberán estar en idioma español.
- 34
- 35

#### 36 4.4.3 Estudios del Sistema

37  
38 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes  
39 a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el

- 1 diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se  
2 destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias  
3 de cálculo:  
4
- 5 – Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
6 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos  
7 y de resistividad.  
8
  - 9 – Cálculo de flechas y tensiones.  
10
  - 11 – Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar  
12 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.  
13
  - 14 – Estudios de coordinación de protecciones.  
15
  - 16 – Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y  
17 distancias eléctricas.  
18
  - 19 – Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo  
20 y a corto circuito.  
21
  - 22 – Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores  
23 aislados.  
24
  - 25 – Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.  
26
  - 27 – Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas  
28
  - 29 – Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.  
30
  - 31 – Informe de interfaces con equipos existentes.  
32
  - 33 – Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con  
34 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).  
35
  - 36 – Ajustes y coordinación de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y  
37 registradores de fallas.  
38
  - 39 – Bibliografía.

1  
2 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar  
3 como mínimo los siguientes aspectos:

- 4  
5 – Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.  
6  
7 – Origen de los datos de entrada.  
8  
9 – Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio  
10 reconocimiento, por ejemplo, en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.  
11  
12 – Resultados.  
13  
14 – Bibliografía.

#### 15 16 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

17  
18 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos  
19 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

### 20 21 **4.5 Equipos de Potencia**

#### 22 23 **4.5.1 Transformador de Potencia Trifásicos 500/220/34,5 kV- 3X150 MVA**

24  
25 El Transmisor suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita  
26 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la  
27 publicación IEC-60076, "Power Transformers".

28  
29 El transformador de Potencia o banco de autotransformadores deberá estar compuesto por  
30 tres (3) unidades monofásicas de 150 MVA cada una, para un total de capacidad de  
31 transformación de 3x150 MVA de servicio continuo de relación 500/220 kV. Esta capacidad  
32 total de 450 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa  
33 de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente  
34 en donde está ubicada la subestación.

35  
36 El banco de transformación o de autotransformadores, debe tener una capacidad de  
37 sobrecarga igual que el banco de autotransformadores existentes en la subestación Bolívar.  
38 Estos valores se deberán verificar con los equipos existentes.

- 1  
2 Se requiere que el banco de autotransformadores tenga devanado terciario con una tensión  
3 de 34.5 kV y una capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros  
4 dos devanados. El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de  
5 servicios auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos  
6 los equipos necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.  
7
- 8 Adicionalmente el banco de autotransformadores 500/220 kV deberá contar con un  
9 transformador de puesta a tierra (ZIG-ZAG). Las características técnicas de este  
10 transformador de puesta a tierra deben ser establecidas por el Transmisor, con base en sus  
11 propios estudios, análisis y en las verificaciones que realice con los equipos existentes.  
12
- 13 El suministro del banco de autotransformadores debe incluir una unidad monofásica  
14 500/220 kV- 1x150 MVA para reposición o repuesto, localizada adecuadamente para  
15 efectuar en el menor tiempo posible la conexión cuando se requiera, conjugada la  
16 localización con el adecuado arreglo de los barrajes, de tal forma que para hacer uso de  
17 esta unidad de repuesto no se hagan complejas las conexiones y desconexiones de las  
18 bajantes de 500 kV y 220 kV para un cambio rápido.  
19
- 20 El grupo de conexión del nuevo banco de autotransformador de potencia será el mismo que  
21 poseen los transformadores existentes en la subestación. El grupo de conexión deberá ser  
22 YNa0d1.  
23
- 24 El banco de autotransformador de potencia deberá estar dotado de cambiadores de  
25 derivaciones, para operación manual y automática bajo carga, con un total de 23  
26 posiciones y 21 pasos de 1.25% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación,  
27 posición 13 para la relación nominal y la posición 21 para la mínima relación. Estos valores  
28 deberán ser iguales a los transformadores existentes por lo cual se deben verificar.  
29
- 30 El banco de autotransformadores 500/220/34,5 kV, deberá tener una impedancia de  
31 cortocircuito (%) entre devanados de 500/220 kV con una potencia base de 150 MVA, 60  
32 Hz, a la temperatura de 75 °C, en la posición 13, para la relación nominal, con los siguientes  
33 valores:  
34
- 35 • 500/220 kV – AT/MT: 11,49%
  - 36 • 500/34,5 KV – AT/BT: 42,61%
  - 37 • 200/34,5 KV – MT-BT: 29,59%
- 38

1 Estos valores deberán ser iguales a los de los transformadores existentes, por lo cual deben  
2 verificarse.

3  
4 En general las características técnicas del banco de autotransformadores objeto de la  
5 presente Convocatoria deberán ser iguales a la de los bancos de transformación  
6 500/220/34,5 kV actualmente existentes en la subestación Bolívar.

7  
8 Se debe garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga  
9 permanente: 100%, 75% y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo  
10 establecido en la Norma IEC 60076 o su equivalente ANSI/IEEE.

11  
12 Se debe implementar la “lógica maestro seguidor” con los bancos de autotransformadores  
13 a instalar, lo cual es necesario para la operación en paralelo de los autotransformadores  
14 objeto de la presente convocatoria, con los bancos de autotransformadores existentes.

15  
16 **Pruebas de Rutina:** Los Transformadores de potencia deben ser sometidos a las pruebas  
17 de rutina establecidas en las publicaciones IEC- 60076. Copia de los respectivos protocolos  
18 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

19  
20 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe  
21 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en  
22 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de  
23 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su coste.

24  
25 **Pruebas en sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
26 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Potencia

#### 27 28 **4.5.2 Interruptores de Potencia a 500/220 kV**

29  
30 Los interruptores de potencia 500 kV y 220 kV deben cumplir las prescripciones de la última  
31 edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a  
32 suministrar:

- 33
- 34 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 35 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
- 36 standards".
- 37 • IEC 60265-2: " High-voltage switches- Part 2: High-voltage switches for rated
- 38 voltages of 52 kV and above"

- 1 • IEC 60376: “Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in
- 2 electrical equipment”.
- 3 • IEC 62155: “Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for
- 4 use in electrical equipment with rated voltages greater than 1000 V”.
- 5 • IEEE Std. 693-2005: “Recommended practice for seismic design of substations”, o
- 6 su versión más actualizada.

7  
8 **Mecanismos de operación:** Los interruptores deberán tener mando tripolar y monopolar y  
9 su mecanismo de operación deberá ser tipo resorte. El mecanismo de operación deberá  
10 ser equipado con contactos de cierre y apertura, los cuales deberán ser eléctricamente  
11 independientes.

12  
13 El mecanismo de operación debe ser equipado con un indicador mecánico de posición del  
14 interruptor, con señalización fácilmente visible desde el exterior del gabinete, donde se  
15 indique si el interruptor se encuentra cerrado o abierto. Adicionalmente, debe tener un  
16 contador de operación donde se indique la cantidad total de operaciones del interruptor.

17  
18 El número y características técnicas de las bobinas de disparo de los interruptores serán  
19 definidos por el Inversionista mediante sus propios análisis técnicos y eléctricos,  
20 cumpliendo con los requerimientos técnicos y de pruebas de la norma IEC 60947-100 en  
21 su última versión. En cualquier caso, se debe garantizar que el interruptor cuente con una  
22 bobina de cierre y dos (2) bobinas de apertura, cada una de las cuales debe alimentarse  
23 con un circuito DC independiente con su respectiva protección (fusible o MCB). El esquema  
24 de disparo redundante debe alinearse con alguno de los métodos de inicio del esquema de  
25 falla interruptor expuestos en la sección 7.6 de la norma IEEE C37.119-2016.

26  
27 **Requisitos generales:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de  
28 protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo de  
29 operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o  
30 aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser  
31 totalmente independientes.

32  
33 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
34 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
35 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
36 Interventoría.

37  
38 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor seleccionado debe  
39 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o

1 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su  
2 equivalente en ANSI. Si el Transmisor seleccionado no dispone de estos documentos  
3 deberá hacer las respectivas pruebas a su coste.

4  
5 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
6 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de potencia.

#### 8 **4.5.3 Descargadores de Sobretensión**

9  
10 Los descargadores de sobretensión a 500 kV y 220 kV deben cumplir las prescripciones de  
11 la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de  
12 equipo a suministrar

- 13
- 14 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for  
15 a.c. systems"
- 16 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and  
17 controlgear".
- 18

19 Los descargadores de sobretensiones a 500/220 kV a suministrar deberán cumplir como  
20 mínimo con las siguientes características técnicas:

21  
22 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
23 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
24 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
25 Interventoría.

26  
27 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
28 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares a los  
29 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en  
30 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas  
31 pruebas a su coste.

32  
33 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
34 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

#### 35 **4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**



1 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV y a 220 kV, deben cumplir  
2 las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI,  
3 según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 4
- 5 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su  
6 equivalente en ANSI.
- 7 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with  
8 nominal voltages greater than 1000 V".
- 9 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear  
10 standards".
- 11 • IEC 61129 "Alternating Current Earthing Switches Induced Current Switching".
- 12

13 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
14 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
15 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
16 Interventoría.

17

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

23

24 **Pruebas en Sitio:** se debe realizar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
25 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

#### 26

#### 27 4.5.5 Transformadores de Tensión

#### 28

29 Los Transformadores de Tensión 500 kV y 220 kV deben cumplir las prescripciones de la  
30 última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de  
31 equipo a suministrar:

- 32
- 33 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial  
34 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 35 • IEC 60044-2; "Inductive Voltage Transformer".
- 36 • Publicación IEC 61869-3- 2011 : "Instrument transformers- Part-3 Additional  
37 requirements for Inductive Voltage Transformers"
- 38 • Publicación IEC 61869-5- 2011 : "Instrument transformers- Part-5 Additional  
39 requirements for Capacitive Voltage Transformers".

- 1 • IEC 60296 : "Specification for unused mineral insulation oils for transformers and  
2 switchgear"  
3

4 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre  
5 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar  
6 cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente  
7 en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución  
8 CREG 025 de 1995, en su última revisión.  
9

10 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
11 rutina establecidos en la publicación IEC 601869, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1.o  
12 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
13 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.  
14

15 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor seleccionado debe  
16 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
17 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación  
18 IEC 601869 e IEC 60358, cláusula 6.2, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor  
19 seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su  
20 costa.  
21

22 **Pruebas en Sitio:** se deben realizar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
23 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de tensión.  
24

#### 25 4.5.6 Transformadores de Corriente

26  
27 Los Transformadores de Corriente 500/220 kV deben cumplir las prescripciones de la última  
28 edición de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de  
29 equipo a suministrar:  
30

- 31 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su  
32 equivalente en ANSI.  
33 • IEC 60044-1: "Current Transformers".  
34 • Publicación IEC 61869-2- 2012: "Instrument transformers- Part-3 Additional  
35 requirements for Current Transformers"  
36

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

1 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
2 025 de 1995, en su última revisión.

3  
4 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas  
5 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1/6 e IEC 61869 o su equivalente en  
6 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines  
7 pertinentes de la Interventoría.

8  
9 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor seleccionado debe  
10 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
11 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación  
12 IEC 60044-1/6 e IEC 61869, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor seleccionado no  
13 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

14  
15 **Pruebas en Sitio:** se deben realizar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
16 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de corriente.

#### 17 18 **4.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

19  
20 En caso de que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated  
21 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe  
22 cumplirse la siguiente normatividad:

23  
24 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las  
25 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como  
26 lo indicado en estas especificaciones.

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

1  
2 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,  
3 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

4  
5 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
6 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

#### 7 8 **4.5.8 Sistema de Puesta a Tierra**

9  
10 Deberá diseñarse para que, en condiciones normales y anormales, no se presente ningún  
11 peligro para el personal situado en cualquier lugar de la subestación, al que tenga acceso.

12  
13 Todos los requerimientos para la malla de tierra estarán de acuerdo con la última revisión  
14 de la publicación IEEE No.80-2013 "Guide for Safety and Alternating Current Substation  
15 Grounding" e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance,  
16 and Earth Surface Potentials of a Grounding System". El diseño, materiales y validación del  
17 sistema de puesta a tierra deberán cumplir con los requerimientos que le apliquen del  
18 artículo 15° del RETIE en su última versión.

19  
20 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto  
21 más cercano y conveniente.

22  
23 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas estarán conectadas a la malla de  
24 tierra.

25  
26 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la ampliación de la subestación  
27 completa y al menos 2 metros más allá de la cerca o malla de cerramiento.

28  
29 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de  
30 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones  
31 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.

#### 32 33 **4.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

34  
35 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para  
36 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán  
37 aterrizados con cables bajantes de cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra  
38 mediante soldadura exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión entre  
39 el sistema de apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la subestación.

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

#### 7 8 **4.6 Equipos de Control y Protección**

9  
10 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de  
11 control y protección:

##### 12 13 **4.6.1 Sistemas de Protección**

14  
15 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la  
16 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol Equipments and*  
17 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el  
18 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE  
19 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la  
20 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las  
21 respectivas normas equivalentes ANSI.

22  
23 El esquema de protección para transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de  
24 protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador  
25 con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas. Deberá disponer además de  
26 restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y  
27 condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos  
28 cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de  
29 sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras  
30 funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de  
31 cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de  
32 transformador correspondiente.

33  
34 Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP-  
35 para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación  
36 diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la  
37 subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente;  
38 las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los  
39 CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los

1 interruptores. Los SP diferenciales de barra, deben ser seleccionado considerando las  
 2 ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de  
 3 transformación. El Transmisor deberá implementar protección diferencial de barras  
 4 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

5  
 6 Las nuevas bahías deberán estar acopladas al esquema de protección diferencial de barras  
 7 existente en la Subestación.

8  
 9 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de  
 10 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben  
 11 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los  
 12 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la  
 13 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de  
 14 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con  
 15 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda  
 16 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

17  
 18 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
 19 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus  
 20 modificaciones.

21  
 22 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

23  
 24 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 25 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.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
2	<p>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.</p> <p>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.</p>	<p>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.</p>
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>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.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>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</p>	

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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 (13,2 kV, 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.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18

#### 4.6.2.1 Características Generales

Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las normas IEC.

El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones 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 garantizará igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la verificación de cumplimiento.

Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin



1 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización  
2 del sistema, etc.

3  
4 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual  
5 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección  
6 y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 7
- 8 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de  
9 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
  - 10 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
    - 11 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos  
12 entre equipos vía la red.
    - 13 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y  
14 Automatización de la Subestación.
  - 15 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
16 funciones:
    - 17 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
    - 18 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
    - 19 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
    - 20 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la  
21 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema  
22 sin perturbar ni detener el sistema.
    - 23 ○ Mantenimiento de cada equipo.
    - 24 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las  
25 protecciones del sistema.

26  
27 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o  
28 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación  
29 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control,  
30 visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos  
31 de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de implementación y  
32 coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del Transmisor.

33  
34 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
35 Subestación:

- 36
- 37 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la  
38 Subestación.

- 1 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,  
2 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de  
3 sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 4 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control  
5 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).  
6

7 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el  
8 correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de  
9 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este  
10 aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los  
11 protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.  
12

#### 13 **4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

14  
15 Se debe instalar unidades de medición fasorial -PMU- para cada bahía objeto de la presente  
16 convocatoria, garantizando un PMU por corte, incluyendo el corte central. Adicionalmente,  
17 se deben poseer entradas de corriente independiente por corte.  
18

19 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida  
20 (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en  
21 un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o  
22 circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren  
23 sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades  
24 procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no  
25 cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las  
26 correspondientes bahías.  
27

28 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofásorial, en  
29 donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros  
30 dispositivos asociados. El tablero suministrado por el Inversionista deberá estar provisto de  
31 servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la  
32 Subestación. El Inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y  
33 mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.  
34

35 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el Inversionista,  
36 a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de  
37 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad  
38 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues  
39 sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las

1 PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que  
2 disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido  
3 en la resolución CREG 080 de 1999.

4  
5 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente  
6 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos  
7 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición  
8 fasorial sea revisada.

9  
10 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de  
11 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,  
12 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor  
13 de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir  
14 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su  
15 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

#### 16 17 **4.6.4 Controladores de Bahía**

18  
19 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
20 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
21 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
22 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá  
23 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

24  
25 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
26 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
27 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los  
28 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un  
29 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 30  
31
- 32 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del  
33 proceso.
  - 34 • Despliegue de alarmas.
  - 35 • Despliegue de eventos.
  - 36 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
  - 37 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
  - 38 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
39 función.
  - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

1  
2 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos  
3 para la comunicación.

4  
5 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria  
6 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

#### 7 8 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

9  
10 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.  
11 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y  
12 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

13  
14 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM  
15 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar  
16 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios  
17 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
18 funcionalidades como mínimo:

- 19  
20
- 21 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
  - 22 • Despliegue de alarmas.
  - 23 • Despliegue de eventos.
  - 24 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
  - 25 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
26 función.
  - 27 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

#### 30 31 **4.6.6 Switches**

32  
33 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
34 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 35
- 36 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
  - 37 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
  - 38 • Deberá incluir las siguientes características de red:
    - 39 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges

- 1                   ○ IEEE 802.1q VLAN
- 2           • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 3           • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 4           describas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 5           • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
- 6           más exigente.

7

8 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para

9 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de

10 protección y medida.

#### 11

#### 12 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

13

14 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

15

16 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe

17 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez

18 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,

19 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y

20 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

21

22 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás

23 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos

24 distribuidos en la Subestación.

25

26 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores

27 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico

28 en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

#### 29

#### 30 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

#### 31

#### 32 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

33

34 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del

35 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y

36 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la

37 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la

38 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada

39 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.

1 La información requerida para realizar la supervisión remota se enviará por enlaces de  
2 comunicaciones.

3  
4 Adicionalmente el controlador de la Subestación debe centralizar información de los relés  
5 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la  
6 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para  
7 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de  
8 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,  
9 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de  
10 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

#### 11 12 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

13  
14 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
15 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
16 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
17 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
18 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
19 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

#### 20 21 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

22  
23 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de  
24 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.  
25 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la  
26 información del proceso.

27  
28 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
29 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
30 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 31 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 32 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 33 • Comunicación con el CND.
- 34 • Comunicación con la red de área local.
- 35 • Facilidades de mantenimiento.
- 36 • Facilidades para entrenamiento.
- 37 • Función de bloqueo.
- 38 • Función de supervisión.

- 1 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 2 • Guía de operación.
- 3 • Manejo de alarmas.
- 4 • Manejo de curvas de tendencias.
- 5 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 6 • Marcación de eventos y alarmas.
- 7 • Operación de los equipos.
- 8 • Programación, parametrización y actualización.
- 9 • Reportes de operación.
- 10 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 11 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 12 • Secuencia de eventos.
- 13 • Secuencias automáticas.
- 14 • Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 15 • Supervisión de la red de área local.

#### 17 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

18  
19 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,  
20 en su última revisión.

#### 22 **4.7 Obras Civiles**

23  
24 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del  
25 presente Anexo 1, con el siguiente alcance:

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

35  
36 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los  
37 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para  
38 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos

1 de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará el  
2 seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista  
3 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- 4
- 5 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 6 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,  
7 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 8 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y  
9 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones  
10 hechas en campo verificadas por el Interventor.

#### 11

#### 12 **4.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

13

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

19

20 Los diseños y la instalación son responsabilidad del Transmisor. La malla de puesta a tierra  
21 del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar,  
22 trenzado en capas concéntricas. La malla de tierra deberá ser diseñada siguiendo los  
23 lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y Std 81 tal que garanticen la seguridad del  
24 personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables. Adicionalmente,  
25 tanto la malla de puesta a tierra como el sistema de apantallamiento deberán cumplir con  
26 los requerimientos técnicos de diseño e implementación, que le apliquen, según los  
27 artículos 15° y 16° del RETIE, respectivamente, en especial en cuanto a materiales e  
28 interconexión.

### 29

## 30 **5 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

### 31

### 32 **5.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

33

34 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
35 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
36 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG  
37 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo  
38 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.



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

8  
9 **Pruebas de puesta en servicio:** El Transmisor debe efectuar las siguientes pruebas como  
10 mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos  
11 del CND, vigentes:

- 12
- 13 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 14 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
15 asociadas.
- 16 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
17 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
18 protecciones.
- 19 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

20 **Pruebas de energización:** El Transmisor será responsable por la ejecución de las pruebas  
21 de energización. Los protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para  
22 los fines pertinentes por la Interventoría.

## 23 24 **5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

25  
26 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 27
- 28 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 29 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 30 • Diagrama Unifilar.
- 31 • Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia  
32 del Proyecto.
- 33 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 34 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 35 • Cronograma de pruebas.
- 36 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con  
37 información definitiva.
- 38 • Protocolo de energización.

- 1 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 2 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 3 punto de conexión.
- 4 • Carta de declaración en operación comercial.
- 5 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 6 actualizados por el CND.

## 8 ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

10 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
11 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

## 7 INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

15 Antes de que termine el contrato de interventoría, el transmisor debe entregar al Interventor  
16 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el  
17 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.

## 8 INFORMACIÓN ESPECÍFICA

21 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 05- 2023, recopilada por  
22 la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc., serán suministrados por  
23 la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes  
24 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o  
25 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha  
26 información deberá ser tomada por los Transmisores como de referencia; mayores detalles  
27 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

## 9 FIGURAS

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

33 Figura 1. Diagrama unifilar subestación Bolívar 500 kV

34 Figura 2. Diagrama unifilar subestación Bolívar 220 kV