

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 06 DE 2013**

**(UPME 06 – 2014)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN RÍO CÓRDOBA 220 KV Y LAS LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN ASOCIADAS**

**Bogotá D. C., septiembre de 2014**

## ÍNDICE

1			
2			
3	<b>1.</b>	<b>CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
4	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales .....	4
5	1.2	Definiciones .....	5
6	<b>2.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
7	2.1	Descripción de Obras en la Subestación Río Córdoba 220 kV.....	6
8	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto .....	8
9	2.2.1	En la Subestación Río Córdoba 220 kV.....	8
10	2.2.2	En la Línea Fundación – Santa Marta 220 kV.....	9
11	<b>3.</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>10</b>
12	3.1	Parámetros del Sistema .....	10
13	3.2	Nivel de Corto Circuito .....	11
14	3.3	Materiales .....	11
15	3.4	Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible.....	11
16	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	12
17	3.6	Pruebas en Fábrica.....	12
18	<b>4.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b> .....	<b>13</b>
19	4.1	General.....	13
20	4.1.1	Líneas 220 kV.....	13
21	4.2	Ruta de las Líneas de Transmisión .....	15
22	4.3	Longitud Aproximada de la Línea .....	16
23	4.4	Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 220 kV .....	16
24	4.4.1	Aislamiento .....	16
25	4.4.2	Conductores de Fase .....	17
26	4.4.3	Cable(s) de Guarda.....	18
27	4.4.4	Puesta a Tierra de las Líneas .....	19
28	4.4.5	Transposiciones de Línea.....	19
29	4.4.6	Estructuras .....	19
30	4.4.7	Localización de Estructuras .....	20
31	4.4.8	Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores .....	20
32	4.4.9	Cimentaciones.....	21
33	4.4.10	Señalización Aérea.....	21
34	4.4.11	Obras Complementarias.....	21
35	4.5	Informe Técnico .....	21
36	<b>5.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b> .....	<b>22</b>
37	5.1	General.....	22
38	5.1.1	Predio de la Subestación Río Córdoba 220 kV.....	23
39	5.1.2	Espacios de reserva .....	24
40	5.1.3	Conexiones con Equipos Existentes.....	25
41	5.1.4	Servicios Auxiliares.....	25

1	5.1.5	Infraestructura y Módulo Común.....	25
2	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	26
3	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	27
4	5.3.1	Procedimiento General del Diseño.....	27
5	5.3.2	Estudios del Sistema.....	29
6	5.3.3	Distancias de Seguridad.....	31
7	5.4	Equipos de Potencia.....	31
8	5.4.1	Interruptores.....	31
9	5.4.2	Descargadores de Sobretensión.....	32
10	5.4.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	32
11	5.4.4	Transformadores de Tensión.....	33
12	5.4.5	Transformadores de Corriente.....	33
13	5.4.6	Equipo GIS o Híbrido.....	34
14	5.5	Equipos de Control y Protección en cada Subestación.....	34
15	5.5.1	Sistemas de Protección.....	34
16	5.5.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestación.....	35
17	5.5.2.1	Características Generales.....	37
18	5.5.3	Medidores Multifuncionales.....	39
19	5.5.4	Controladores de Bahía.....	39
20	5.5.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	40
21	5.5.6	Switches.....	41
22	5.5.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	42
23	5.5.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	42
24	5.5.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	44
25	5.6	Obras Civiles.....	44
26	5.7	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	45
27	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....</b>	<b>45</b>
28	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	45
29	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	46
30	<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>47</b>
31	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....</b>	<b>47</b>
32	<b>9.</b>	<b>FIGURAS.....</b>	<b>48</b>
33			

**ANEXO 1**

**1. CONSIDERACIONES GENERALES**

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, 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 06 – 2014.

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. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. La adopción de criterios de ingeniería y normas específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún 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**

De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II,

1 Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que se deba contar con  
2 un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para  
3 desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha  
4 anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

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

## 14 15 **1.2 Definiciones**

16  
17 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido  
18 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.

## 19 20 21 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

22  
23 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
24 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia  
25 Generación – Transmisión 2013 – 2027”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de  
26 Minas y Energía 9 0772 de septiembre 17 de 2013, subrogada por la Resolución MME  
27 No. 91159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- 28  
29 i. Construcción de la nueva Subestación Río Córdoba 220 kV con cuatro (4) bahías de  
30 Línea 220 kV y dos (2) bahías de transformación 220 kV, adyacente a la Subestación  
31 existente Río Córdoba 110 kV en inmediaciones del Municipio de Ciénaga,  
32 Magdalena.  
33  
34 ii. Construcción de dos Líneas en doble circuito 220 kV cada una con una longitud  
35 aproximada de 1 km, desde la nueva Subestación Río Córdoba 220 kV hasta  
36 interceptar la Línea de transmisión existente doble circuito Santa Marta - Fundación  
37 220 kV.  
38  
39 iii. Los espacios de reserva establecidos en el numeral 5.1.2 del presente documento.

## 40 41 **Notas aclaratorias:**

Av. Calle 26 # 69 D-91, Piso 9° Bogotá D.C.  
PBX (57) 1 222 06 01 FAX: 221 95 37  
Línea Gratuita Nacional 01800 911 729  
[www.upme.gov.co](http://www.upme.gov.co)



**MinMinas**  
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD  
PARA TODOS**



- 1  
2 I. Se instalarán dos bancos de transformadores 220/110 kV con sus respectivas  
3 bahías en el lado de baja tensión (110 kV), los cuales no hacen parte del objeto de  
4 la presente Convocatoria Pública UPME 06 – 2014. La frontera entre el Transmisor  
5 y el OR en la nueva Subestación Río Córdoba 220 kV será en los bornes de alta  
6 de los transformadores.  
7  
8 II. Se instalará una bahía con su corte central para la conexión del Puerto de Cargue  
9 de Drummon; no obstante los equipos asociados no serán objeto de la presente  
10 convocatoria pública UPME 06 – 2014.  
11  
12 III. El diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública  
13 hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá modificar la  
14 disposición de las bahías en el diagrama unifilar previo concepto del Interventor y  
15 aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso una disposición  
16 de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación presentada involucra  
17 a terceros, como al Operador de Red o propietarios de infraestructura existente,  
18 deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.  
19  
20 IV. Para el caso en que una bahía, objeto de la presente Convocatoria Pública, quede  
21 en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse para una ampliación futura, el  
22 Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el corte central y el otro barraje,  
23 de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de  
24 instalación de nuevos equipos.  
25

## 26 2.1 Descripción de Obras en la Subestación Río Córdoba 220 kV.

27  
28 Las obras en la Subestación Río Córdoba 220 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la  
29 selección y adquisición del lote, diseño y la construcción de una nueva Subestación a 220  
30 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros.  
31

32 La Subestación Río Córdoba 220 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y  
33 Medio y deberá incluir cuatro (6) bahías de 220 kV. Estas bahías se utilizarán así:  
34

- 35 • Dos (2) bahías 220 kV, para la nueva Línea doble circuito Fundación – Río  
36 Córdoba 220 kV, resultado de la reconfiguración de la existente Línea doble  
37 circuito Fundación – Santa Marta 220 kV.
- 38 • Dos (2) bahías 220 kV, para la nueva Línea doble circuito Río Córdoba – Santa  
39 Marta 220 kV, resultado de la reconfiguración de la existente Línea doble circuito  
40 Fundación – Santa Marta 220 kV.

- Dos (2) bahías 220 kV para dos nuevos bancos de transformación para la conexión al STN del Sistema de Transmisión Regional – STR.

Los espacios de reserva en 220 kV que se deberán prever son los señalados en el numeral 5.1.2 del presente Anexo.

Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

En la Subestación Río Córdoba 220 kV se construirán, bajo la presente Convocatoria UPME, los módulos que se indican a continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN RÍO CÓRDOBA 220 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Interruptor y Medio	4
3	Bahías de transformación 220 kV, configuración Interruptor y Medio	2
4	Corte Central para la configuración de interruptor y medio.	3
5	Módulo de barraje, configuración interruptor y medio.	1
6	Protección diferencial de barras	1
7	Módulo común	1
8	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre las bahías y los transformadores del OR, incluyendo estructuras y aisladores soporte.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura ubicada en el otro extremo de la correspondiente Línea.

Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los transformadores 220/110 kV, tanto el Transmisor como el Operador de Red podrán

1 considerar la aclaración del oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009. Será  
2 responsabilidad de los involucrados, consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

3  
4 El diagrama unifilar de la Subestación Río Córdoba 220 kV se muestra en la Figura 3.

## 5 6 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

7  
8 El Transmisor deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los  
9 puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el  
10 responsable y propietario de los activos relacionados.

### 11 12 **2.2.1 En la Subestación Río Córdoba 220 kV**

13  
14 El propietario de la Subestación Río Córdoba 220 kV es el Transmisor resultante de la  
15 presente Convocatoria Pública UPME 06 – 2014.

16  
17 Esta Subestación, en 220 kV, deberá tener una configuración de interruptor y medio como  
18 se ilustra en la Figura 3 y estará compuesta por los elementos establecidos en el Numeral  
19 2.1 del presente Anexo.

#### 20 21 **Con ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.:**

22 Se prevé la conexión de dos (2) bancos de transformadores 220/110 kV de 100 MVA cada  
23 uno, en la Subestación Río Córdoba 220 kV. La frontera entre el Transmisor y el OR en la  
24 Subestación Río Córdoba 220 kV será en los bornes de alta de los transformadores.  
25 Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado  
26 de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre  
27 las bahías y los transformadores del OR, incluyendo las estructuras y aisladores soporte.

28  
29 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
30 Pública UPME 06 – 2014 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., deberá incluir, entre otros  
31 aspectos, según corresponda y en caso de ser necesario, lo relacionado con las  
32 condiciones para acceder al uso del terreno para la realización de las obras e instalación  
33 de los equipos de la presente Convocatoria Pública UPME, y del espacio para la  
34 ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos; enlace al sistema de  
35 control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC, etc. Este contrato de  
36 conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a  
37 la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del  
38 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus  
39 condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No  
40 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida  
41 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.



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  
39  
40  
41

### **Con Drummond – Puerto de Cargue:**

Se prevé la conexión de una (1) bahía y su corte central a 220 kV, en la Subestación Rio Córdoba 220 kV, para la conexión del Puerto de Cargue de Drummond. La frontera entre el Transmisor y Drummond será el barraje de la subestación. Mediante concepto UPME le fueron aprobados 45 MW.

El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 06 – 2014 y Drummond, deberá incluir, entre otros aspectos, según corresponda y en caso de ser necesario, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la realización de las obras e instalación de los equipos de conexión y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

### **2.2.2 En la Línea Fundación – Santa Marta 220 kV**

El propietario de la línea de transmisión Fundación – Santa Marta 220 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P.

El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 06 – 2014 es el punto de seccionamiento de la Línea doble circuito Fundación – Santa Marta 220 kV.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones, control y protecciones de las bahías de la Subestación Rio Córdoba 220 kV, con los sistemas de las bahías de los extremos de las líneas, específicamente en las subestaciones Fundación y Santa Marta 220 kV.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 06 – 2014 y TRANSELCA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las subestaciones Fundación y Santa Marta 220 kV que se generen producto de la reconfiguración de la línea doble circuito Fundación – Santa Marta 220 kV. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso

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

### 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

6 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las  
7 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y  
8 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha  
9 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del  
10 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,  
11 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para  
12 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

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

#### 3.1 Parámetros del Sistema

19 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir  
20 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la  
21 Interventoría para la UPME.

23 Tensión nominal	220 kV
24 Frecuencia asignada	60 Hz
25 Puesta a tierra	Sólida
26 Numero de fases	3
27 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
28 Servicios Auxiliares DC	125V
29 Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.

#### Líneas de Transmisión en 220 kV:

33 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o 34 estructuras compactas, y/o subterránea.
35 Circuitos por torre:	Dos. Se podrán compartir estructuras de soporte con 36 infraestructura existente.
37 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
38 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

1 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y  
2 subterráneas o subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función  
3 del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

### 4 5 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

6  
7 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la  
8 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista  
9 deberá realizar los estudios necesarios, de tal manera que se garantice que el nivel de  
10 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La  
11 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir  
12 como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado  
13 por la UPME o publicaciones realizadas por la UPME sobre estas características del STN.

### 14 15 **3.3 Materiales**

16  
17 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,  
18 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser  
19 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el  
20 Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
21 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para  
22 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores  
23 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del  
24 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el  
25 Reglamento actualmente vigente.

### 26 27 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

28  
29 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
30 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
31 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al  
32 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o  
33 reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

34  
35 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima  
36 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen  
37 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de  
38 buen tiempo.

39

1 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares  
2 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de  
3 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio  
4 de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

### 6 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

7  
8 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista,  
9 de conformidad con lo establecido en la Ley 143 de 1994, en especial los artículos 52, 53  
10 y 85.

11  
12 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos  
13 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
14 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del  
15 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como  
16 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del  
17 Interventor.

18  
19 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
20 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos  
21 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la  
22 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos  
23 deberán entregarse al Interventor.

### 25 **3.6 Pruebas en Fábrica**

26  
27 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al  
28 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en  
29 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y  
30 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las  
31 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del  
32 Inversionista.

33  
34 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser  
35 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la  
36 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser  
37 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

38  
39

**4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

**4.1 General**

Las especificaciones de diseño, suministro y construcción de esta línea de conexión serán básicamente las mismas del diseño de la existente línea Fundación – Santa Marta 220 kV, excepto en los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. En estos casos, deberán aplicarse las normas vigentes.

La información específica referente a las líneas, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos, etc, serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

**4.1.1 Líneas 220 kV**

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 220 kV:

Líneas de 220 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	<b>220</b>
2	Frecuencia nominal		Hz	<b>60</b>
3	Número de circuitos por torre	Numeral 3.1	Unidad	
4	Sub-conductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	
6	Altura sobre el nivel del mar		m	<b>60</b>
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	
9	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Contaminación	El proyecto se desarrollará	g/cm <sup>2</sup>	

Líneas de 220 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
		aproximadamente a 4 km del mar por ello se deberá considerar el nivel de contaminación salina. Así mismo, debe investigarse la contaminación por polvillo de carbón debido a la presencia cercana de los muelles de embarque de carbón. En general, debe verificarse la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento.		
11	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
12	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
13	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
14	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
19	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
20	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
21	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

1

1 El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos,  
2 incluyendo todas sus modificaciones.

3  
4 El RETIE corresponde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión  
5 vigente.

#### 7 **4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión**

8  
9 La selección de las rutas para las líneas de transmisión objeto de la presente  
10 Convocatoria Pública UPME 06 – 2014, será responsabilidad del Inversionista  
11 seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir las rutas de la líneas a 220 kV, será el  
12 Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las  
13 autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes  
14 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que  
15 determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto  
16 y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En  
17 consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá  
18 tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional,  
19 regional o local.

20  
21 De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en este Anexo, muestra  
22 la sensibilidad ambiental de la franja que contiene la nueva Subestación Río Córdoba 220  
23 kV y un punto aproximado de conexión con la línea de transmisión Santa Marta -  
24 Fundación 220 kV, sin considerar los Planes de Ordenamiento Territorial que podrían  
25 tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se han localizado las alternativas de  
26 ruta, para cada línea, que se deben considerar a título exclusivamente ilustrativo. Así  
27 mismo, la Figura 2 muestra el perfil de las alternativas de ruta para cada línea con el  
28 propósito de que se conozca la altura típica sobre el nivel del mar de estas alternativas  
29 estudiadas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos  
30 inherentes del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios  
31 estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

32  
33 La ubicación señalada en las Figuras para el caso de la Subestación es aproximada y no  
34 corresponde a la ubicación exacta..

35  
36 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**  
37 **TEMPRANAS PROYECTO RÍO CÓRDOBA 220 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**  
38 **ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 06 DE 2014”** se  
39 suministra información de referencia sobre las alternativas de ruta de las líneas de  
40 transmisión estudiadas y la ubicación de la subestación. El objeto de este documento es

1 identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales,  
2 constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

### 4.3 Longitud Aproximada de la Línea

5  
6 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos  
7 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para  
8 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias  
9 evaluaciones, análisis y consideraciones.

<i>Circuito</i>	<i>Tensión</i>	<i>Longitud Aproximada</i>
Río Córdoba – Conexión a la Línea Santa Marta - Fundación	220 kV	1 km

### 4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 220 kV

11  
12  
13 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del  
14 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección  
15 del Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y  
16 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708  
17 de 30 de agosto de 2013, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción  
18 de la línea).

19  
20 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de  
21 diseño deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en  
22 los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere  
23 cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al  
24 detalle todas las características del diseño original de la Línea de Transmisión y  
25 confrontarlas con la normatividad actual.

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

#### 4.4.1 Aislamiento

28  
29 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de  
30 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones  
31 y/o las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño  
32 del aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de  
33



1 aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en  
2 las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en  
3 particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos  
4 desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las  
5 barras de 220 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y  
6 que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas  
7 de crecimiento.

8  
9 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de  
10 diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante  
11 descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de  
12 la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

#### 13 14 **4.4.2 Conductores de Fase**

15  
16 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características  
17 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del  
18 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por  
19 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites  
20 establecidos.

21  
22 El conductor de fase, de los circuitos resultantes de la reconfiguración de Fundación –  
23 Santa Marta 220 kV, deberán tener un conductor de igual o menor resistencia óhmica DC  
24 a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente de las que tiene el conductor de fase  
25 existente que es GREELY 927,2 MCM. No obstante lo anterior, también se deberá  
26 verificar que el conductor de fase de todos los circuitos de 220 kV cumpla con las  
27 siguientes exigencias técnicas:

- 28  
29 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000  
30 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 31  
32 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0713  
33 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la  
34 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.

35  
36 El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y  
37 resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos de implementarlos.

38  
39 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
40 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

41

1 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia  
2 establecidas en la normatividad aplicable.

3  
4 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores  
5 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético  
6 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en  
7 particular pueden estar expuestos durante varias horas.

8  
9 De presentarse características en el ambiente que tuviere efecto sobre el aislamiento,  
10 deberá tenerse en cuenta para el diseño de aislamiento y si tuviere efecto corrosivo, los  
11 conductores, en ese tramo por lo menos, deberán ser de tipo ACAR o AAAC, con hilos de  
12 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,  
13 resistencia óhmica máxima, radio-interferencia y ruido audible especificados o  
14 establecidas en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá informar a la  
15 Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

#### 16 17 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

18 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

19  
20 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda  
21 (convencionales u OPGW). De presentarse características en el ambiente con efecto  
22 corrosivo, los cables de guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado  
23 y deberá ser del tipo Alumoweld o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla  
24 con las especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional  
25 desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los  
26 cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas  
27 eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de  
28 comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del  
29 cable o cables de guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito  
30 monofásico de la línea que circulen por ellos.

31  
32 A título informativo, se indica que los cables de guarda actualmente instalados en la Línea  
33 a reconfigurar es el conductor ACSR Minorca. En consecuencia, los cables a instalar en la  
34 reconfiguración deberán características técnicas iguales o superiores a las de los cables  
35 existentes.

36  
37 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,  
38 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

40

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

3  
4 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la  
5 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra  
6 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas  
7 del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

#### 9 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

10  
11 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del  
12 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con  
13 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que  
14 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra  
15 tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación del  
16 Standard IEEE 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión.  
17 La medición de las tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes  
18 de la puesta en servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el  
19 Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3., o el  
20 numeral aplicable si la norma ha sido objeto de actualización.

#### 22 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

23  
24 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de Línea  
25 para garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable  
26 para ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones  
27 sobre la infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal  
28 propósito.

29  
30 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con  
31 la norma técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del  
32 Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos  
33 asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del presente  
34 Proyecto.

#### 36 **4.4.6 Estructuras**

37  
38 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la  
39 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones  
40 debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las  
41 sobretensiones de frecuencia industrial.

1  
2 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en  
3 condiciones especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán  
4 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El  
5 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que  
6 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.  
7

8 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
9 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
10 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la  
11 metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*  
12 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso  
13 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los  
14 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
15 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*  
16 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
17 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que  
18 se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello  
19 resultara así, primarán estas últimas.  
20

#### 21 **4.4.7 Localización de Estructuras**

22  
23 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de  
24 seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a  
25 peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos,  
26 líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en  
27 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la  
28 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante  
29 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.  
30

#### 31 **4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores**

32  
33 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección  
34 anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los espaciadores -  
35 amortiguadores deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica  
36 en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, tal como lo establece el Código de Redes  
37 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones). El Inversionista determinará los  
38 sitios de colocación, a lo largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal  
39 manera que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de  
40 amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.  
41

1 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación  
2 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio  
3 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al  
4 Interventor.

#### 6 **4.4.9 Cimentaciones**

8 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de  
9 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución  
10 CREG 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de  
11 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión  
12 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que  
13 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas  
14 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en  
15 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

#### 17 **4.4.10 Señalización Aérea**

19 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas  
20 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u  
21 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de  
22 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso  
23 que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por  
24 la carencia de ellos.

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

#### 30 **4.4.11 Obras Complementarias**

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

#### 38 **4.5 Informe Técnico**

40 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o  
41 como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el

1 Transmisor suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas  
 2 de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- 3
- 4 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098
- 5 de 2000.
- 6
- 7 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
- 8 2000.
- 9
- 10 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
- 11 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 12
- 13 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de
- 14 2000.
- 15
- 16 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
- 17 Resolución CREG 098 de 2000.
- 18
- 19 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG
- 20 098 de 2000.
- 21
- 22

23 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

24 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la nueva subestación.

25 **5.1 General**

26 La información específica referente a las subestaciones, remitida por los propietarios de la  
 27 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán  
 28 suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

29 La siguiente tabla presenta las características de la subestacion y la infraestructura que  
 30 hace parte del proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

DESCRIPCIÓN	RÍO CÓRDOBA 220 kV
Configuración	Interruptor y medio
Subestación nueva	SI

DESCRIPCIÓN	RÍO CÓRDOBA 220 kV
Propietario de la Subestación	Inversionista adjudicatario de la presente Convocatoria Pública UPME 06-2014
Número de cortes centrales a instalar	3
Número de bahías de línea a instalar	4
Número de bahías de transformación a instalar	2

1  
2  
3 **5.1.1 Predio de la Subestación Río Córdoba 220 kV.**  
4

5 El predio de la Subestación Río Córdoba 220 kV será el que adquiera el Inversionista al  
6 inicio de la ejecución, junto a la existente Subestación Río Córdoba 110 kV propiedad de  
7 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., la cual está ubicada en inmediaciones del municipio de  
8 Ciénaga, Magdalena. En la selección del predio se debe considerar, entre otras, las  
9 facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del Proyecto y el acceso  
10 de los equipos de conexión del STR.

11  
12 El Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las  
13 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de  
14 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la  
15 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
16 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden  
17 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido,  
18 deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.  
19

20 El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta, y  
21 en cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de inundación, condición que deberá  
22 ser investigada en detalle por el Inversionista.  
23

24 En el Documento ***“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS  
25 TEMPRANAS PROYECTO RÍO CÓRDOBA 220 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN  
26 ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 06 DE 2014”*** se  
27 suministra información de referencia. El objeto de este documento es identificar de  
28 manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un  
29 documento ilustrativo para los diferentes Interesados.  
30  
31

1  
2 La existente Subestación Río Córdoba 110 kV se encuentra localizada en las siguientes  
3 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:

4  
5 Longitud: 74° 12'25.69" O  
6 Latitud: 11° 01'24.97" N  
7

8 El Transmisor deberá dotar la Subestación Río Córdoba 220 kV del espacio físico  
9 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública  
10 UPME 06 – 2014, los espacios de reserva definidos en el numeral **¡Error! No se**  
11 **encuentra el origen de la referencia.** de este Anexo 1 a nivel del STN y el espacio  
12 requerido para la conexión de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.  
13

#### 14 5.1.2 Espacios de reserva

15

16 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública  
17 UPME 06 – 2014 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la  
18 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito  
19 en el Numeral 5.1.5 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son  
20 parte de la presente Convocatoria.  
21

22 La Subestación Río Córdoba 220 kV deberá incluir espacios de reserva para:

- 23 • La futura instalación de dos (2) diámetros completos para cuatro (4) bahías a 220  
24 kV. Todas las bahías podrán ser utilizadas para la conexión de líneas o módulos  
25 de transformación. Uno de los cortes se utilizará para la conexión de la línea  
26 proveniente del Puerto de Cargue de Drummond; no obstante los equipos no son  
27 objeto de la presente convocatoria pública UPME 06-2014.
- 28 • La instalación de dos (2) nuevos bancos de transformación para la conexión al  
29 STN del Operador de Red (OR) – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.  
30

31 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como  
32 Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios  
33 de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la presente  
34 Convocatoria Pública.  
35

36 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las Subestaciones existentes o nuevas  
37 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,  
38 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.  
39

40 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos  
41 en los espacios de reserva objeto de la presente Convocatoria Pública, es decir, deberá



1 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las  
2 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.  
3 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán  
4 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación,  
5 hasta tanto sean ocupados.  
6

7 El Transmisor preparará un documento en el cual se indiquen las características de los  
8 espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos con la disposición  
9 propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de las bahías y/o equipos.  
10 Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las  
11 exigencias para los espacios de reserva.  
12

### 13 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

14

15 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
16 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
17 protección de las nuevas bahías, con la infraestructura existente en cada una de las  
18 Subestaciones relacionadas con el Proyecto.  
19

20 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la  
21 infraestructura existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión  
22 con el responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en  
23 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.  
24

### 25 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

26

27 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la  
28 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.  
29

### 30 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

31

32 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo, actual y futuro, del  
33 patio de conexiones a 220 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 06 –  
34 2014, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera,  
35 considerando la disponibilidad de espacio en los predio y las eventuales restricciones o  
36 condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área. Igualmente estarán  
37 a cargo del Inversionista las vías de acceso a los predios de las subestaciones Fundación  
38 220 kV, Rio Córdoba 220 kV, y Santa Marta 220 kV y/o adecuaciones que sean  
39 necesarias.  
40

1 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura  
2 y módulo común que se requieran en la Subestación Río Córdoba 220 kV, es decir, las  
3 obras civiles y los equipos que sirven a las Subestaciones y que son utilizados por todas  
4 las bahías, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria  
5 Pública. La infraestructura y módulo común, estará conformados como mínimo por los  
6 siguientes componentes:

7  
8 Infraestructura civil: Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino  
9 si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de reserva para  
10 ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación y/o adecuación de las  
11 existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del  
12 terreno; el espacio para las bahías futuras junto con su adecuación y en general, todas  
13 aquellas obras civiles necesarias en la Subestación. En el espacio que ocupará la  
14 Subestación, las obras civiles incluyen: alcantarillado; barreras de protección y de acceso  
15 al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico  
16 y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior  
17 y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para  
18 la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

19  
20 Equipos: Incluye, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de  
21 protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación 220 kV,  
22 los materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares AC  
23 y DC, los equipos de conexión a 220 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles  
24 asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías, a  
25 las subestaciones existentes, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y  
26 servicios auxiliares.

27  
28 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las  
29 previsiones que faciliten la evolución de las subestaciones.

30  
31 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
32 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995  
33 o aquella que la modifique o sustituya).

34  
35 NOTA: El Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las  
36 facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a  
37 conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas entre otras posibles.

## 38 39 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

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

### 8 9 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

10  
11 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la  
12 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de  
13 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of  
14 Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al  
15 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son  
16 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

#### 17 18 **5.3.1 Procedimiento General del Diseño**

19  
20 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 21  
22 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto,  
23 que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

1 pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto  
2 y los procedimientos de operación y mantenimiento.  
3

4 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
5 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
6 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.  
7

8 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
9 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
10 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
11 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que  
12 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
13 Especificaciones Técnicas del Proyecto.  
14

15 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
16 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
17 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán  
18 reuniones conjuntas entre ambas partes con el fin de lograr los acuerdos  
19 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.  
20

21 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el  
22 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
23 Proyecto.  
24

25 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
26 documento de cumplimiento obligatorio.  
27

28 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
29 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
30 pruebas.  
31

32 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
33 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
34 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la  
35 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la  
36 operación y mantenimiento.  
37

38 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y  
39 entregada a la Interventoría para revisión.  
40

1 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros  
2 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las  
3 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,  
4 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican  
5 las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar  
6 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de  
7 Ingeniería Básica.

8  
9 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la  
10 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.  
11 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o  
12 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al  
13 Inversionista y a la UPME si es del caso.

14  
15 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la  
16 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y  
17 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos  
18 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las  
19 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

20  
21 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la  
22 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si  
23 es del caso.

24  
25 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos  
26 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.  
27 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará  
28 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

29  
30 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y  
31 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán  
32 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista  
33 y a la UPME si es del caso.

34  
35 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,  
36 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

### 37 38 **5.3.2 Estudios del Sistema**

39  
40 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines  
41 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros

1 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los  
2 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos  
3 y/o memorias de cálculo:

4  
5 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
6 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,  
7 sísmicos 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  
34 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

35  
36 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores  
37 de fallas.

38  
39 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar  
40 como mínimo los siguientes aspectos:

41

- 1 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 2
- 3 - Origen de los datos de entrada.
- 4
- 5 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 6
- 7
- 8 - Resultados.
- 9
- 10 - Bibliografía.
- 11

### 5.3.3 Distancias de Seguridad

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

## 5.4 Equipos de Potencia

### 5.4.1 Interruptores

El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC 62271-100, “*High voltage alternating current circuit breakers*” o ANSI.

Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

**Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

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

**Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su

1 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer  
2 las respectivas pruebas a su costa.

#### 3 4 **5.4.2 Descargadores de Sobretensión**

5  
6 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*” o su  
7 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin  
8 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se  
9 conectarán fase a tierra.

10  
11 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
12 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
13 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
14 Interventoría.

15  
16 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
17 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares  
18 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su  
19 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer  
20 las respectivas pruebas a su costa.

#### 21 22 **5.4.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

23  
24 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC  
25 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en  
26 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los  
27 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas  
28 por los otros circuitos.

29  
30 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
31 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
32 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
33 Interventoría.

34  
35 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
36 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares  
37 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su  
38 equivalente en ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las  
39 respectivas pruebas a su costa.

40



#### 5.4.4 Transformadores de Tensión

Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 61869-1, IEC 60358, IEC 61869-5 o su equivalente en ANSI.

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

**Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1, IEC 60358 cláusula 7.1. o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

**Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 61869-1, e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 5.4.5 Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente deben cumplir con las normas IEC 61869-1 e IEC 61869-2 o su equivalente en ANSI.

Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

**Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1 e IEC 61869-2 o su equivalente en ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

**Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC

1 61869-1 e IEC 61869-2, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos  
2 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 3 4 **5.4.6 Equipo GIS o Híbrido**

5  
6 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substation) o  
7 Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la  
8 siguiente normatividad:

- 9 • Instrument transformer – IEC 61869-1
- 10 • Insulation Coordination – IEC60071
- 11 • High voltage switchgear and controlgear - IEC 62271-4
- 12 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 13 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 14 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 15 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 16 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 17 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 18 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 19 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 20 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

21  
22 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta  
23 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

24  
25 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
26 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

### 27 28 **5.5 Equipos de Control y Protección en cada Subestación**

#### 29 30 **5.5.1 Sistemas de Protección**

31  
32 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la  
33 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*  
34 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar

1 el formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación  
 2 IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la  
 3 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con  
 4 las respectivas normas equivalentes ANSI.

5  
 6 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones  
 7 principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos  
 8 protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema  
 9 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo  
 10 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección  
 11 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de  
 12 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

13  
 14 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en  
 15 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
 16 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, incluyendo sus modificaciones o  
 17 actualizaciones.

18  
 19 Las bahías de línea deberán acoplarse al esquema de protección diferencial de barras  
 20 existente en la Subestación. Para nuevas subestaciones deberá consistir de un sistema  
 21 de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

22  
 23 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de  
 24 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben  
 25 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los  
 26 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la  
 27 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de  
 28 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con  
 29 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de  
 30 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

31  
 32 **5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

33  
 34 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 35 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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.</p> <p>Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>control remoto de acuerdo con las normas del CND.</p> <p>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.</p>
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</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</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</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 el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	<p>utilización de casetas de patio.</p>
0	<p>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.</p>	<p>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.</p> <p>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.</p>

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

### 5.5.2.1 Características Generales

Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma 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

1 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el  
2 Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de  
3 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la  
4 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el  
5 Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la  
6 verificación de cumplimiento.

7  
8 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la  
9 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin  
10 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de  
11 parametrización del sistema, etc.

12  
13 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la  
14 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,  
15 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

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

37  
38 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o  
39 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la  
40 Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de

1 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los  
2 protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de  
3 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son  
4 responsabilidad del Inversionista.

5  
6 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
7 Subestación:

- 8  
9 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la  
10 Subestación.  
11  
12 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y  
13 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización  
14 proveniente de un reloj GPS.  
15  
16 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control  
17 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).  
18

19 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para  
20 el correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de  
21 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este  
22 aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los  
23 protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.  
24

### 25 **5.5.3 Medidores Multifuncionales**

26  
27 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de  
28 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,  
29 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con  
30 emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben  
31 cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995,  
32 en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.  
33

### 34 **5.5.4 Controladores de Bahía**

35  
36 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
37 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
38 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
39 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá  
40 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.  
41

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

- 7
- 8 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 9
- 10 - Despliegue de alarmas.
- 11
- 12 - Despliegue de eventos.
- 13
- 14 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 15
- 16 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 17
- 18 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
19 función.
- 20
- 21 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 22

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

25  
26 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria  
27 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

### 28 29 **5.5.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

30  
31 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.  
32 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y  
33 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

34  
35 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz  
36 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y  
37 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de  
38 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
39 funcionalidades como mínimo:

- 40
- 41 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.



- 1  
2 - Despliegue de alarmas.  
3  
4 - Despliegue de eventos.  
5  
6 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.  
7  
8 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
9 función.  
10  
11 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.  
12

13 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
14 puertos para la comunicación.  
15

#### 16 **5.5.6 Switches**

17  
18 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
19 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes  
20 requisitos:

- 21  
22 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.  
23  
24 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.  
25  
26 - Deberá incluir las siguientes características de red:  
27     • IEEE 802.1d, *message prioritization y rapid spanning tree* en MAC Bridges  
28     • IEEE 802.1q VLAN  
29  
30 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.  
31  
32 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba  
33 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.  
34  
35 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la  
36 más exigente.  
37

38 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para  
39 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de  
40 protección y medida.  
41

### 5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

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

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

### 5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

#### 5.5.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

#### 5.5.8.2 Registradores de Fallas

1 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
2 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
3 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
4 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
5 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
6 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.  
7

### 8 **5.5.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

9

10 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través  
11 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo  
12 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para  
13 mostrar la información del proceso.  
14

15 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
16 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
17 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:  
18

- 19 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 20
- 21 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 22
- 23 - Comunicación con el CND.
- 24
- 25 - Comunicación con la red de área local.
- 26
- 27 - Facilidades de mantenimiento.
- 28
- 29 - Facilidades para entrenamiento.
- 30
- 31 - Función de bloqueo.
- 32
- 33 - Función de supervisión.
- 34
- 35 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 36
- 37 - Guía de operación.
- 38
- 39 - Manejo de alarmas.
- 40
- 41 - Manejo de curvas de tendencias.

- 1
- 2 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 3
- 4 - Marcación de eventos y alarmas.
- 5
- 6 - Operación de los equipos.
- 7
- 8 - Programación, parametrización y actualización.
- 9
- 10 - Reportes de operación.
- 11
- 12 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 13 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 14
- 15 - Secuencia de eventos.
- 16
- 17 - Secuencias automáticas.
- 18
- 19 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 20
- 21 - Supervisión de la red de área local.
- 22

### 23 **5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

24  
25 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de  
26 1995, en su última revisión.

### 27 **5.6 Obras Civiles**

28  
29  
30 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles asociadas a las  
31 subestaciones intervenidas por el Proyecto con el siguiente alcance:

- 32
- 33 • Diseño y construcción de todas las obras civiles para las nuevas bahías en las
- 34 subestaciones existentes y/o nuevas incluyendo, entre otras, la construcción o
- 35 mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control,
- 36 de requerirse.
- 37
- 38 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en las subestaciones
- 39 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental
- 40 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.

- 1  
2 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos  
3 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo  
4 Resistente NSR-10.

5  
6 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los  
7 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para  
8 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en  
9 planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará  
10 el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista  
11 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- 12  
13 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.  
14  
15 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,  
16 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.  
17  
18 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y  
19 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las  
20 modificaciones hechas en campo verificadas por el Interventor.  
21

## 22 **5.7 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

23  
24 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones al existente se deberá  
25 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de  
26 puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la  
27 construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como  
28 bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.  
29

30 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra, del  
31 proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar,  
32 trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la  
33 norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las  
34 tensiones de toque y paso a valores tolerables.  
35

## 36 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

### 37 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

38  
39  
40

1 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
2 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
3 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad  
4 CREG vigente y los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND.

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

13  
14 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista debe efectuar las siguientes pruebas  
15 como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los  
16 requerimientos del CND, vigentes:

- 17  
18 - Direccionalidad de las protecciones de línea.  
19  
20 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
21 asociadas.  
22  
23 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el  
24 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,  
25 gestión de protecciones.

- 26  
27 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

28 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las  
29 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
30 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

## 31 32 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

33  
34 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 35  
36 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.  
37  
38 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.  
39  
40 - Diagrama Unifilar.  
41

- 1 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.
- 2
- 3
- 4 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 5
- 6 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 7
- 8 - Cronograma de pruebas.
- 9
- 10 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
- 11
- 12
- 13 - Protocolo de energización.
- 14
- 15 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 16
- 17 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- 18
- 19
- 20 - Carta de declaración en operación comercial.
- 21
- 22 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.
- 23
- 24
- 25

## 26 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

27  
28 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
29 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

## 30 31 32 8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

33  
34 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 06 – 2014, como costos  
35 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital  
36 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los  
37 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante  
38 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información  
39 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos  
40 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13

## 9. FIGURAS

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

**Figura 1.** Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental - Mapa referencial e ilustrativo únicamente.

**Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e ilustrativo únicamente.

**Figura 3.** Diagrama. Unifilar Subestación Río Córdoba 220 kV.