

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 05 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2012**

**(UPME 05 – 2012)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE LA SEGUNDA LÍNEA DE TRANSMISIÓN BOLÍVAR -  
CARTAGENA 220 kV**

**Bogotá D. C., octubre de 2013**

## ÍNDICE

1		
2		
3		
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales .....	4
6	1.2 Definiciones .....	5
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones .....	5
9	2.1.1 Subestación Bolívar 220 kV .....	6
10	2.1.2 Subestación Cartagena 220 kV .....	6
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto.....	7
12	2.2.1 En la Subestación Bolívar 220 kV.....	7
13	2.2.2 En la Subestación Cartagena 220 kV .....	8
14	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>8</b>
15	3.1 Parámetros del Sistema.....	8
16	3.2 Nivel de Corto Circuito .....	9
17	3.3 Materiales .....	9
18	3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible.....	10
19	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	10
20	3.6 Infraestructura y Módulo Común.....	10
21	3.7 Pruebas en Fábrica.....	11
22	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 kV</b> .....	<b>12</b>
23	4.1. General.....	12
24	4.2. Ruta de la Línea de Transmisión 220 kV.....	13
25	4.3. Longitud Aproximada de la Línea .....	14
26	4.4. Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 220 kV .....	14
27	4.4.1. Aislamiento.....	15
28	4.4.2. Conductores de Fase .....	15
29	4.4.3. Cable(s) de Guarda.....	16
30	4.4.4. Puesta a Tierra de las Líneas .....	17
31	4.4.5. Transposiciones de Línea .....	17
32	4.4.6. Estructuras .....	17
33	4.4.7. Localización de Estructuras .....	18
34	4.4.8. Sistema Antivibratorio .....	18
35	4.4.9. Cimentaciones .....	18
36	4.4.10. Señalización Aérea.....	19
37	4.4.11. Obras Complementarias.....	19
38	4.5. Informe Técnico .....	19
39	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b> .....	<b>20</b>
40	5.1 General.....	20
41	5.1.1 Predios de las subestaciones de 220 kV .....	20

1	5.1.2	Conexiones con equipos existentes.....	22
2	5.1.3	Servicios Auxiliares .....	22
3	5.1.4	Infraestructura y Módulo Común.....	22
4	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	22
5	5.3	Condiciones Sísmicas de los Equipos.....	23
6	5.3.1	Procedimiento general del diseño.....	23
7	5.3.2	Estudios del Sistema.....	25
8	5.3.2	Distancias de seguridad.....	26
9	5.4	Equipos de Potencia.....	26
10	5.4.1	Interruptores.....	26
11	5.4.2	Descargadores de sobretensión .....	27
12	5.4.3	Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra .....	27
13	5.4.4	Transformadores de tensión .....	28
14	5.4.5	Transformadores de corriente.....	29
15	5.5	Equipos de Control y Protección .....	29
16	5.5.1	Sistemas de protección.....	29
17	5.5.2	Sistema de automatización y control de la subestación .....	30
18	5.5.3	Medidores multifuncionales.....	33
19	5.5.4	Controladores de bahía.....	34
20	5.5.5	Controlador de los servicios auxiliares.....	34
21	5.5.6	Switches.....	35
22	5.5.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	35
23	5.5.8	Equipos y sistemas de Nivel 2 .....	36
24	5.5.9	Requisitos de telecomunicaciones.....	37
25	5.6	Obras Civiles .....	38
26	5.7	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	38
27	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>39</b>
28	6.1.	Pruebas y Puesta en Servicio.....	39
29	6.2.	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	40
30	<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>41</b>
31	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>41</b>
32	<b>9.</b>	<b>FIGURAS.....</b>	<b>41</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 - 05- 2012.

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 y la ejecución de las obras. **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**

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

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

## 16 17 **1.2 Definiciones**

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

## 21 22 23 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

24  
25  
26 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
27 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia  
28 Generación – Transmisión 2012 – 2025”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de  
29 Minas y Energía 18 0423 de marzo 21 de 2012, así:

- 30  
31 I. Construcción de una línea en circuito sencillo 220 kV, desde la Subestación  
32 Bolívar 220 kV hasta la Subestación existente Cartagena 220 kV con una longitud  
33 aproximada de 21 km.  
34  
35 II. Instalación de un (1) módulo de línea 220 kV en la subestación Bolívar 220 kV.  
36  
37 III. Instalación de un (1) módulo de línea 220 kV en la subestación Cartagena 220 kV.  
38

### 39 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones**

40

**2.1.1 Subestación Bolívar 220 kV**

Las obras en la Subestación Bolívar 220 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el diseño y la construcción de una (1) nueva bahía de línea a 220 kV para el circuito hacia la Subestación Cartagena 220 kV.

Esta bahía deberá mantener la configuración actual de la Subestación Bolívar 220 kV, la cual es doble barra más seccionador de transferencia con interruptor de acople entre barras.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente en la Subestación Bolívar 220 kV.

ítem	Equipos Subestación Bolívar 220 kV	Cantidad
1	Bahía de línea configuración doble barra más seccionador de transferencia con interruptor de acople entre barras.	1
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El diagrama unifilar de la subestación Bolívar 220 kV se muestra en la Figura 3.

**2.1.2 Subestación Cartagena 220 kV**

Las obras en la Subestación Cartagena 220 kV, a cargo del Transmisor, consisten en el diseño y la construcción de una (1) nueva bahía de línea a 220 kV para el circuito hacia la Subestación Bolívar 220 kV.

Esta bahía deberá mantener la configuración actual de la Subestación Cartagena 220 kV, la cual es interruptor y medio.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente en la Subestación Cartagena 220 kV.

ítem	Equipos Subestación Cartagena 220 kV	Cantidad
------	--------------------------------------	----------

ítem	Equipos Subestación Cartagena 220 kV	Cantidad
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	1
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

1  
2 El diagrama unifilar de la subestación Cartagena 220 kV se muestra en la Figura 4.  
3  
4

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

6  
7 El Transmisor, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los  
8 puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el  
9 responsable y propietario de los activos relacionados.

10  
11 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
12 existente, deberá recibir aprobación previa del Interventor y acordar estas modificaciones  
13 en el contrato de conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.  
14 Estas obras estarán a cargo del Transmisor.  
15

### 16 **2.2.1 En la Subestación Bolívar 220 kV**

17  
18 El propietario de la subestación existente Bolívar 220 kV es Interconexión Eléctrica S.A.  
19 E.S.P. - ISA. Esta subestación a nivel de 220 kV tiene una configuración doble barra  
20 principal más seccionador de transferencia con interruptor de acople entre barras.  
21

22 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 05-2012 en  
23 la Subestación Bolívar 220 kV, es el barraje.  
24

25 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
26 Pública UPME 05-2012 e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA deberá incluir, como  
27 mínimo y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del  
28 terreno para las obras de ampliación a fin de ubicar una (1) nueva bahía de línea a 220  
29 kV, las condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de control y  
30 protecciones de los módulos de 220 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el  
31 evento en que así se acuerde los servicios de administración y operación de los activos  
32 de 220 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo  
33 remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,  
34 dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que

1 oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor de la presente Convocatoria  
2 Pública, al menos en sus condiciones básicas.

### 4 **2.2.2 En la Subestación Cartagena 220 kV**

6 El propietario de la subestación existente Cartagena 220 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P.  
7 Esta subestación a nivel de 220 kV tiene una configuración interruptor y medio.

9 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 05-2012 en  
10 la Subestación Cartagena 220 kV, es el barraje.

12 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
13 Pública UPME 05-2012 y TRANSELCA S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según  
14 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para las  
15 obras de ampliación a fin de ubicar una (1) nueva bahía de línea a 220 kV; las  
16 condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de control y  
17 protecciones de los módulos de 220 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el  
18 evento en que así se acuerde los servicios de administración y operación de los activos  
19 de 220 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo  
20 remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,  
21 dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que  
22 oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor de la presente Convocatoria  
23 Pública, al menos en sus condiciones básicas.

## 26 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

36 Las especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
37 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

### 39 **3.1 Parámetros del Sistema**



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

4		
5	Tensión nominal	220 kV
6	Frecuencia asignada	60 Hz
7	Puesta a tierra	Sólida
8	Numero de fases	3
9	Servicios Auxiliares AC	120/208 V, tres fases, cuatro hilos
10	Servicios Auxiliares DC	125 V
11	Tipo de las subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido

12  
13 **Línea de transmisión Bolívar - Cartagena 220 kV:**

14		
15	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o subterráneas
16	Circuitos por torre:	Uno (1).
17	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
18	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

19  
20 NOTA: la línea de transmisión Bolívar – Cartagena 220 kV objeto de la presente  
21 Convocatoria Pública 05-2012, podrá ser totalmente aérea o parcialmente aérea y  
22 subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el  
23 Inversionista.

24  
25 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

26  
27 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la  
28 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista  
29 deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de  
30 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La  
31 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 seg). Podrá  
32 servir como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente  
33 elaborado por la UPME.

34  
35 **3.3 Materiales**

36  
37 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,  
38 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser  
39 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el  
40 Proyecto, listados en la tabla No. 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de  
41 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar

1 para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las  
2 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE  
3 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará  
4 sobre el Reglamento actualmente vigente.

### 6 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

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

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

19 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares  
20 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de  
21 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio  
22 de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

### 24 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

26 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.

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

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

### 40 **3.6 Infraestructura y Módulo Común**

1 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones de  
2 220 kV objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 05-2012, junto con los espacios  
3 de acceso, vías internas y edificios según se requiera. Igualmente estarán a cargo del  
4 Inversionista las vías de acceso a los predios de las Subestaciones Bolívar y Cartagena  
5 220 kV y/o las adecuaciones necesarias.

6  
7 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura  
8 y módulo común de las Subestaciones Bolívar y Cartagena 220 kV, es decir las obras  
9 civiles y los equipos que sirven para la conexión de las nuevas bahías de línea 220 kV. La  
10 infraestructura y módulo común, estarán conformadas como mínimo por los siguientes  
11 componentes:

12  
13 **Infraestructura civil:** Toda la necesaria para integrar los nuevos módulos de 220 kV  
14 objeto de la presente Convocatoria Pública 05-2012 a las actuales Subestaciones Bolívar  
15 y Cartagena 220 kV, entre otros: pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino, si  
16 existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la subestación y/o adecuaciones  
17 de las existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones y/o  
18 adecuaciones de las existentes; la adecuación del terreno. Para el espacio que ocuparán  
19 los nuevos módulos, incluye según se requiera modificaciones y/o ampliaciones a:  
20 alcantarillado; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto /  
21 alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes.

22  
23 **Equipos:** Todos los necesarios para integrar las nuevas bahías objeto de la presente  
24 Convocatoria Pública 05-2012 a las subestaciones existentes de 220 kV, entre otros: el  
25 sistema de automatización; de gestión de medición; protecciones, control y sistema de  
26 comunicaciones; los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, equipos a 220 kV,  
27 junto con las obras civiles asociadas.

28  
29 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
30 pertinente en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de  
31 1995).

### 3.7 Pruebas en Fábrica

32  
33  
34  
35  
36 Una vez el Inversionista haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al  
37 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en  
38 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y  
39 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las  
40 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del  
41 Inversionista.

1  
2 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser  
3 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la  
4 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser  
5 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.  
6

7  
8 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 220 kV**

9  
10  
11 **4.1. General**

12  
13 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de  
14 220 kV:  
15

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		Unidad	<b>1</b>
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	-
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	-
6	Altura promedio sobre el nivel del mar		m	<b>Entre 0 y 40</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 salina	Línea costera distante de la orilla del mar entre 0 y 10 kilómetros	g/cm <sup>2</sup>	
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	Código de Redes o RETIE		

Líneas de 220 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
	utilización	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  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9

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

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

#### 4.2. Ruta de la Línea de Transmisión 220 kV

La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 05-2012, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de la línea a 220 kV, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en este Anexo 1 muestra la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre las subestaciones de Bolívar 220 kV y Cartagena 220 kV sin considerar los Planes de Ordenamiento Territorial que podrían

1 tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se han localizado tres (3) alternativas de  
2 ruta que se deben considerar a título exclusivamente ilustrativo. Así mismo, la Figura 2  
3 muestra el perfil de las tres (3) alternativas de ruta ya mencionadas con el propósito de  
4 que se conozca la altura sobre el nivel del mar típica de estas alternativas estudiadas.

5  
6 Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes al  
7 desarrollo del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios  
8 estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

9  
10 En el documento titulado **“ANÁLISIS ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS**  
11 **TEMPRANAS PROYECTO SEGUNDA LÍNEA BOLÍVAR – CARTAGENA 220 KV**  
12 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 05 DEL PLAN DE EXPANSIÓN**  
13 **2012”** se suministra información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de  
14 transmisión estudiadas. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar  
15 las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo  
16 para los diferentes Interesados.

17  
18 NOTA: la línea de transmisión Bolívar – Cartagena 220 kV objeto de la presente  
19 Convocatoria Pública 05-2012, podrá ser totalmente aérea o parcialmente aérea y  
20 subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el  
21 Inversionista.

### 22 23 **4.3. Longitud Aproximada de la Línea**

24  
25 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos  
26 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para  
27 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias  
28 evaluaciones, análisis y consideraciones.

29 <b>Circuito</b>	30 <b>Tensión</b>	31 <b>Longitud Aproximada</b>
32 Bolívar – Cartagena	33 220 kV	34 21 km

35  
36 NOTA: la línea de transmisión Bolívar – Cartagena 220 kV objeto de la presente  
37 Convocatoria Pública 05-2012, podrá ser totalmente aérea o parcialmente aérea y  
38 subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el  
39 Inversionista.

### 40 **4.4. Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 220 kV**

1 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del  
2 Proyecto son las establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección – DSI,  
3 en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial  
4 CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708 de agosto de 2013 y  
5 actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea).  
6

7 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor  
8 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.  
9

#### 10 **4.4.1. Aislamiento**

11  
12 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones de contaminación salina  
13 de la zona en la que se construirá la línea, y con base en ello, hacer el diseño del  
14 aislamiento de la línea y las bahías de subestaciones, la coordinación de aislamiento,  
15 teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por  
16 las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre  
17 y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del  
18 sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 220 kV  
19 no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y que los  
20 elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de  
21 crecimiento.  
22

23 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de  
24 diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante  
25 descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de  
26 la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.  
27

#### 28 **4.4.2. Conductores de Fase**

29  
30 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características  
31 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del  
32 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por  
33 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites  
34 establecidos.  
35

36 **El conductor para la segunda línea de 220 kV Bolívar – Cartagena deberá tener:**

- 37  
38 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000  
39 Amperios a temperatura promedio máxima ambiente.  
40

- Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase de 0,0556 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase. .

Por el ambiente salino presente en la zona, los conductores deberán ser de los tipos ACAR o AAAC, con hilos de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima, resistencia óhmica, radio-interferencia y ruido audible especificados.

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

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

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

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

#### 4.4.3. Cable(s) de Guarda

El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda (convencionales u OPGW). Por el ambiente salino presente en la zona, los cables de guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado. El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.

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

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



1  
2 En el evento de que el Inversionista decida usar la línea de transmisión Bolívar –  
3 Cartagena 220 kV objeto de la presente Convocatoria Pública 05-2012, para la  
4 transmisión de comunicaciones por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar  
5 los parámetros y características técnicas del cable de guarda e informar de ellos al  
6 Interventor.

7  
8 En caso de instalar un cable de guarda convencional, éste deberá ser del tipo Alumoweld  
9 o de otro material resistente a la corrosión salina que cumpla con las especificaciones  
10 técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional desde el punto de vista de  
11 su comportamiento frente a descargas atmosféricas.

#### 12 13 **4.4.4. Puesta a Tierra de las Líneas**

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

#### 24 25 **4.4.5. Transposiciones de Línea**

26  
27 La línea Bolívar – Cartagena 220 kV no tendrá transposición de fases.

#### 28 29 **4.4.6. Estructuras**

30  
31 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la  
32 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones  
33 debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las  
34 sobretensiones de frecuencia industrial.

35  
36 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas y no deberán  
37 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El  
38 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que  
39 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

40

1 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
2 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
3 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la  
4 metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*  
5 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso  
6 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los  
7 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
8 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*  
9 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
10 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que  
11 se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE, Artículo 22.  
12 Si ello resultara así, primarán estas últimas.

#### 14 **4.4.7. Localización de Estructuras**

16 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de  
17 seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a  
18 peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos,  
19 líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en  
20 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la  
21 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante  
22 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13. Si las características de alguno  
23 o algunos de obstáculos presentes a lo largo de la ruta obligan a tener distancias de  
24 seguridad mayores que las que exige el RETIE, estas distancias mayores deberán  
25 respetarse.

#### 27 **4.4.8. Sistema Antivibratorio**

29 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección  
30 anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser  
31 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias  
32 de 10 Hz a 100 Hz, de tal manera que los esfuerzos de flexión calculados a una distancia  
33 de 89 mm desde el último punto de contacto de la grapa de suspensión con el conductor o  
34 cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico a pico, medidos de acuerdo al método  
35 establecido en el documento "Standardization of Conductor Vibration Measurements".  
36 Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

#### 38 **4.4.9. Cimentaciones**

40 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de  
41 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución

1 CREG 098 de 2000, numeral 2.7, o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de  
2 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión  
3 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que  
4 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas  
5 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en  
6 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

#### 7 8 **4.4.10. Señalización Aérea**

9  
10 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil y, en el caso  
11 particular de esta Convocatoria, con la Armada Nacional, si existen aeródromos o zonas  
12 de tránsito de aeronaves particulares o militares que hagan imperioso que la línea lleve  
13 algún tipo de señales que impidan accidentes por la carencia de ellos. Se mencionan en  
14 su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas de señalización  
15 aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros centelleantes en  
16 torres en casos más severos.

#### 17 18 **4.4.11. Obras Complementarias**

19  
20 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del  
21 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios  
22 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,  
23 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos  
24 ambientales y demás obras que se requieran.

#### 25 26 **4.5. Informe Técnico**

27  
28 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o  
29 como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el  
30 Transmisor suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas  
31 de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- 32  
33 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098  
34 de 2000.  
35  
36 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de  
37 2000.  
38  
39 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo  
40 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.  
41

- Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

## 5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

### 5.1 General

La siguiente tabla presenta las siguientes obras de 220 kV que son parte del proyecto:

DESCRIPCIÓN	BOLÍVAR 220 kV	CARTAGENA 220 kV
Configuración	Doble Barra	Interruptor y medio
Subestación nueva	NO	NO
Propietario de la subestación	ISA S.A. E.S.P.	TRANSELCA S.A. E.S.P.
Número de bahías a instalar	1	1

#### 5.1.1 Predios de las subestaciones de 220 kV

##### Subestación Bolívar 220 kV

La subestación de Bolívar 220 kV, de propiedad de ISA S.A. E.S.P., se encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadas:

Latitud: 10° 26' 48.29" N  
Longitud: 75° 23' 45.23" O

1 Esta subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida  
2 para este Proyecto. No obstante se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:  
3

- 4 • La ampliación de la nueva bahía 220 kV requiere actualizar las condiciones  
5 existentes del nivel de terreno y de drenaje.  
6
- 7 • Construcción de una nueva caseta de control o en su defecto, ampliación de la  
8 existente. En la caseta de control y protección no hay espacio disponible para los  
9 equipos asociados a la bahía.  
10
- 11 • Durante la construcción y la operación, el Inversionista deberá gestionar sus  
12 necesidades de agua ya que la subestación no cuenta con sistemas propios de  
13 agua.  
14

15 **NOTA:** Información específica referente a la Subestación Bolívar 220 kV, remitida por ISA,  
16 como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME (Ver  
17 Numeral 8 del presente Anexo 1).  
18

### 19 **Subestación Cartagena 220 kV**

20 La subestación de Cartagena 220 kV, de propiedad de TRANSELCA S.A. E.S.P., se  
21 encuentra localizada en las siguientes coordenadas aproximadas:  
22

23 Latitud: 10° 21' 19.94" N  
24 Longitud: 75° 30' 33.71" O  
25

26 De acuerdo con información reportada por TRANSELCA, terrenos de su propiedad no son  
27 suficientes para la realización de las obras asociadas a esta Convocatoria Pública.  
28

29 Existe un terreno (de propiedad de EMGESA S.A. E.S.P.) al noroeste de la subestación el  
30 cual el Inversionista puede considerar. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de  
31 realizar investigaciones detalladas y consultas a la Autoridades relacionadas con los  
32 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se  
33 puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de  
34 influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones  
35 existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de  
36 orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias  
37 a que hubiere lugar.  
38  
39  
40

1 En la selección del predio, el Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos  
2 físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de  
3 inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe  
4 elaborar un documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a  
5 consideración del Interventor y hará parte de las memorias del proyecto.

6  
7 NOTA: Si el Inversionista considera utilizar el terreno vecino (que no es propiedad de  
8 TRANSELCA), deberá prolongar las barras de 220 kV, respetando las vías internas  
9 existentes para mantenimiento.

10  
11 NOTA: Información específica referente a la Subestación Cartagena 220 kV, remitida por  
12 TRANSELCA, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por  
13 la UPME (Ver Numeral 8 del presente Anexo 1).

#### 14 15 **5.1.2 Conexiones con equipos existentes**

16  
17 El Inversionista deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
18 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
19 protección de las nuevas bahías de línea de las Subestaciones Bolívar y Cartagena 220  
20 kV con la infraestructura existente en cada una de estas subestaciones.

#### 21 22 **5.1.3 Servicios Auxiliares**

23  
24 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la  
25 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

#### 26 27 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

28  
29 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos  
30 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

#### 31 32 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

33  
34 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las  
35 Normas: *International Electrotechnical Commission – IEC*; *International Organization for*  
36 *Standardization – ISO*; *ANSI – American National Standards Institute*; *International*  
37 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T*; *Comité Internacional Spécial des Perturbations*  
38 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a  
39 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos  
40 eminentemente técnicos y de calidad.

41

### 5.3 Condiciones Sísmicas de los Equipos

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

#### 5.3.1 Procedimiento general del diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

1 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
2 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
3 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
4 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que  
5 antes haya sido incluida la correspondiente característica o especificación en las  
6 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

7  
8 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
9 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
10 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán  
11 reuniones conjuntas entre ambas partes con el fin de lograr los acuerdos  
12 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

13  
14 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el  
15 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
16 Proyecto.

17  
18 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
19 documento de cumplimiento obligatorio.

20  
21 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
22 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
23 pruebas.

24  
25 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
26 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
27 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen las  
28 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la  
29 operación y mantenimiento.

30  
31 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y  
32 entregada a la Interventoría para revisión.

33  
34 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros  
35 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las  
36 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,  
37 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican  
38 las provisiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar  
39 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de  
40 Ingeniería Básica.

41



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

6  
7 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la  
8 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y  
9 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos  
10 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las  
11 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

12  
13 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la  
14 Interventoría, la que formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si  
15 es del caso.

16  
17 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos  
18 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.  
19 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará  
20 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

21  
22 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y  
23 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán  
24 objeto de revisión por parte de la Interventoría, la que hará los comentarios al  
25 Inversionista y a la UPME si es del caso.

26  
27 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,  
28 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

### 29 30 **5.3.2 Estudios del Sistema**

31  
32 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines  
33 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros  
34 útiles para el diseño básico y detallado de las nuevas bahías de líneas y de la línea  
35 asociada. Entre todos los posibles, se destaca, como mínimo, la elaboración de los  
36 siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:

- 37  
38 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
39 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,  
40 sísmicos y de resistividad.  
41 - Cálculos de flechas y tensiones del conductor de fase y del cable de guarda.

- 1 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
- 2 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 3 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 4 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
- 5 distancias eléctricas.
- 6 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
- 7 y a corto circuito.
- 8 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
- 9 aislados.
- 10 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 11 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 12 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 13 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 14 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo
- 15 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
- 16 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
- 17 de fallas.

18

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

21

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

28

### 29 **5.3.2 Distancias de seguridad**

30

31 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los  
32 lineamientos establecidos en los Artículos 13 y 23 del RETIE en su última revisión y/o  
33 actualización.

34

35 Se deben conservar las vías internas de las subestaciones existentes; cumpliendo las  
36 distancias de seguridad especificadas en los artículos anteriores del RETIE.

37

### 38 **5.4 Equipos de Potencia**

39

#### 40 **5.4.1 Interruptores**

41

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

5  
6 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener  
7 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

8  
9 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el  
10 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, No se  
11 permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los  
12 interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

13  
14 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
15 establecidos en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
16 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
17 Interventoría.

18  
19 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
20 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares de acuerdo  
21 con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone  
22 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 23 24 **5.4.2 Descargadores de sobretensión**

25  
26 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “surge arrester”. Los  
27 descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con  
28 dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se conectarán fase a tierra.

29  
30 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
31 establecidas en la publicación IEC 60099-4 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 descargadores iguales o similares  
37 de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista  
38 no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 39 40 **5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra**

1 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC  
2 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en  
3 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los  
4 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas  
5 por los otros circuitos.  
6

7 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
8 establecidos en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
9 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
10 Interventoría.  
11

12 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
13 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores similares de  
14 acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI, si el Inversionista no  
15 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
16

#### 17 **5.4.4 Transformadores de tensión**

18  
19 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC  
20 60358, “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument*  
21 *transformers, Measurement of partial discharges*” o su equivalente en ANSI.  
22

23 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre  
24 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar  
25 cargas externas adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en  
26 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución  
27 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus  
28 anexos.  
29

30 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
31 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o  
32 su equivalente ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
33 presentados para fines pertinentes de la 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 transformadores de tensión  
37 iguales o similares de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358,  
38 cláusula 6.2, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos  
39 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
40

#### 5.4.5 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “*Instrument transformers*”, Parte 1, “*Current transformers*”, Parte 4, “*Measurement of partial discharges*”, Parte 6, “*Requirements for protective current transformers for transient performance*”.

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, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

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

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

### 5.5 Equipos de Control y Protección

#### 5.5.1 Sistemas de protección

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

El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección

1 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de  
2 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

3  
4 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en  
5 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
6 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

7  
8 Las nuevas bahías deben acoplarse al esquema de protección diferencial de barras  
9 existentes, en las Subestaciones Bolívar y Cartagena 220 kV.

10  
11 **5.5.2 Sistema de automatización y control de la subestación**

12  
13 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
14 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <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>Es la facilidad que debe tener el sistema para ser telecomandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.</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>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
<p>1</p>	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	
<p>0</p>	<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</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</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	equipos de maniobra y demás.	CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1  
2 **Características Generales**  
3

4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.  
5

6 El Inversionista garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la  
7 ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que, sin cambios  
8 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y  
9 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y  
10 compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual  
11 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Inversionista garantizará igualmente, que el  
12 Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de  
13 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la  
14 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el  
15 Sistema de Control, deberá ser entregada por el Inversionista al Interventor para la  
16 verificación de cumplimiento.  
17

18 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la  
19 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin  
20 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de  
21 parametrización del sistema, etc.  
22

23 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la  
24 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,  
25 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:  
26

- 27 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,  
28 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.  
29
- 30 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:  
31 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre  
32 equipos vía la red.  
33 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y  
34 Automatización de la Subestación.  
35
- 36 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
37 funciones:



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

10

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

18

19 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
20 subestación:

21

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

29

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

35

### 36 **5.5.3 Medidores multifuncionales**

37

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

1 cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995,  
2 en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

#### 3 4 **5.5.4 Controladores de bahía**

5  
6 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
7 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
8 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
9 aplicación en subestaciones eléctricas de extra alta tensión; el Inversionista deberá  
10 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

11  
12 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
13 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
14 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los  
15 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con  
16 un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como  
17 mínimo:

- 18  
19 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.  
20 - Despliegue de alarmas.  
21 - Despliegue de eventos.  
22 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.  
23 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.  
24 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
25 función.  
26 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

27  
28 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
29 puertos para la comunicación.

30  
31 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria  
32 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

#### 33 34 **5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares**

35  
36 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.  
37 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y  
38 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

39  
40 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz  
41 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y

1 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de  
2 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
3 funcionalidades como mínimo:

- 4
- 5 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
  - 6 - Despliegue de alarmas.
  - 7 - Despliegue de eventos.
  - 8 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
  - 9 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
10 función.
  - 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 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
  - 24 - Deberá incluir las siguientes características de red:
    - 25 • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en MAC Bridges
    - 26 • IEEE 802.1q VLAN
  - 27 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
  - 28 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba  
29 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
  - 30
  - 31 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la  
32 más exigente.
- 33

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

37

#### 38 **5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

39

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

41

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

6  
7 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás  
8 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos  
9 distribuidos en la Subestación.

10  
11 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores  
12 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-  
13 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

## 14 15 **5.5.8 Equipos y sistemas de Nivel 2**

### 16 17 **Controlador de las Nuevas Bahías**

18  
19 Cuando se requiera, se instalará un computador industrial, de última tecnología, robusto,  
20 apto para las condiciones del sitio de instalación, programable, que adquiere toda la  
21 información para supervisión y control de las nuevas bahías de línea proveniente de los  
22 dispositivos electrónicos inteligentes, que procese y evalúe la información, la combine de  
23 manera lógica, le etiqüete tiempos, la almacena y la entrega al Centro Nacional de  
24 Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada en ella y al sistema de  
25 supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella. La información  
26 requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de comunicaciones.

27  
28 Adicionalmente el controlador de las nuevas bahías de línea, debe centralizar información  
29 de los relés de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales,  
30 integrándose, para conformar la red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir  
31 acceso local y remoto para interrogación, configuración y descarga de información de los  
32 relés, de los registradores de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse  
33 todos los equipos, accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar  
34 un sistema de gestión de protecciones y registradores de fallas.

### 35 36 **Registradores de fallas**

37  
38 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
39 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
40 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
41 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo

1 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
2 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

#### 3 4 **Interfaz hombre - máquina IHM**

5  
6 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través  
7 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo  
8 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para  
9 mostrar la información del proceso.

10  
11 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
12 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
13 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 14
- 15 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
  - 16 - Auto verificación y auto diagnóstico.
  - 17 - Comunicación con el CND.
  - 18 - Comunicación con la red de área local.
  - 19 - Facilidades de mantenimiento.
  - 20 - Facilidades para entrenamiento.
  - 21 - Función de bloqueo.
  - 22 - Función de supervisión.
  - 23 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
  - 24 - Guía de operación.
  - 25 - Manejo de alarmas.
  - 26 - Manejo de curvas de tendencias.
  - 27 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
  - 28 - Marcación de eventos y alarmas.
  - 29 - Operación de los equipos.
  - 30 - Programación, parametrización y actualización.
  - 31 - Reportes de operación.
  - 32 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
  - 33 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
  - 34 - Secuencia de eventos.
  - 35 - Secuencias automáticas.
  - 36 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
  - 37 - Supervisión de la red de área local.

#### 38 39 **5.5.9 Requisitos de telecomunicaciones**

40

1 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de  
2 1995, en su última revisión.

3

#### 4 **5.6 Obras Civiles**

5

6 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles asociadas a las  
7 nuevas bahías de línea en las Subestaciones de Bolívar y Cartagena 220 kV con el  
8 siguiente alcance:

9

- 10 • Diseño y construcción de todas las obras civiles asociadas a las nuevas bahías de  
11 línea en las Subestaciones de Bolívar y Cartagena 220 kV, las vías de acceso al  
12 predio y las casas de control.
- 13
- 14 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental de las nuevas bahías  
15 de línea en las Subestaciones de Bolívar y Cartagena 220 kV deben cumplir con  
16 los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del  
17 Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
- 18
- 19 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos  
20 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo  
21 Resistente NSR-10.
- 22

23

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

29

- 30 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 31
- 32 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,  
33 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 34
- 35 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la  
36 versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en  
37 campo verificadas por el Interventor.
- 38

39

#### 40 **5.7 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

1 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones de los existentes se  
2 deberá diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios de puntas tipo  
3 Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la construcción de la  
4 red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como bajantes, platinas  
5 de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.  
6

7 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra en cada  
8 nueva bahía de Subestación en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin  
9 estañar, trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos  
10 de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando  
11 las tensiones de toque y paso a valores tolerables.  
12  
13

## 14 6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

### 17 6.1. Pruebas y Puesta en Servicio

18  
19 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
20 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
21 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad  
22 CREG vigente y los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND.  
23

24 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
25 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
26 diseñados por el Inversionista de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el  
27 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
28 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta  
29 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen  
30 con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.  
31

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

- 35
- 36 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 37
- 38 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
- 39 asociadas.  
40

1 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el  
2 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,  
3 gestión de protecciones.

4  
5 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.  
6

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

## 10 **6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

11 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:  
12

13 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.  
14

15 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.  
16

17 - Diagrama Unifilar.  
18

19 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
20 Proyecto.  
21

22 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.  
23

24 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.  
25

26 - Cronograma de pruebas.  
27

28 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías  
29 con información definitiva.  
30

31 - Protocolo de energización.  
32

33 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.  
34

35 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
36 punto de conexión.  
37

38 - Carta de declaración en operación comercial.  
39  
40  
41



- 1 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
2 actualizados por el CND.  
3

## 4 5 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN** 6

7  
8 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
9 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.  
10

## 11 12 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA** 13

14  
15 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 05-2012, como costos  
16 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital  
17 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los  
18 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante  
19 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información  
20 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos  
21 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.  
22

## 23 24 **9. FIGURAS** 25

26  
27 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:  
28

29 **Figura 1.** Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental - Mapa  
30 referencial e ilustrativo únicamente.  
31

32 **Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e  
33 ilustrativo únicamente.  
34

35 **Figura 3.** Diagrama Unifilar Subestación Bolívar 220 kV.  
36

37 **Figura 4.** Diagrama Unifilar Subestación Cartagena 220 kV.  
38