

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 04 DE 2013

(UPME 04 – 2013)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN GUAYABAL 230 KV Y LAS LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN ASOCIADAS

Bogotá D. C., diciembre 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	6
9	2.1.1	Subestación Bello 230 kV	6
10	2.1.2	Subestación Guayabal 230 kV	7
11	2.1.3	Subestación Ancón Sur 230 kV	8
12	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto	9
13	2.2.1	En la Subestación Bello 230 kV	9
14	2.2.2	En la Subestación Guayabal 230 kV	9
15	2.2.3	En la Subestación Ancón Sur 230 kV	10
16	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b>		<b>10</b>
17	3.1	Parámetros del Sistema	11
18	3.2	Nivel de Corto Circuito	12
19	3.3	Materiales	12
20	3.4	Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible	12
21	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	13
22	3.6	Infraestructura y Módulo Común	13
23	3.7	Pruebas en Fábrica	14
24	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV</b>		<b>15</b>
25	4.1	General	15
26	4.2	Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV	16
27	4.3	Longitud Aproximada de la Línea	17
28	4.4	Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV	17
29	4.4.1	Aislamiento	18
30	4.4.2	Conductores de Fase	18
31	4.4.3	Cable(s) de Guarda	19
32	4.4.4	Puesta a Tierra de las Líneas	19
33	4.4.5	Transposiciones de Línea	20
34	4.4.6	Estructuras	20
35	4.4.7	Localización de Estructuras	21
36	4.4.8	Sistema Antivibratorio	21
37	4.4.9	Cimentaciones	21
38	4.4.10	Señalización Aérea	21
39	4.4.11	Obras Complementarias	22
40	4.5	Informe Técnico	22

1	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES .....</b>	<b>23</b>
2	5.1. General .....	23
3	5.1.1. Predios de las subestaciones de 230 kV .....	23
4	5.1.2. Conexiones con Equipos Existentes .....	25
5	5.1.3. Servicios Auxiliares .....	25
6	5.1.4. Infraestructura y Módulo Común .....	26
7	5.2. Normas para Fabricación de los Equipos .....	26
8	5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos .....	26
9	5.3.1. Procedimiento General del Diseño .....	26
10	5.3.2. Estudios del Sistema .....	29
11	5.3.3. Distancias de Seguridad .....	30
12	5.4. Equipos de Potencia .....	30
13	5.4.1. Interruptores .....	30
14	5.4.2. Descargadores de Sobretensión .....	31
15	5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra .....	31
16	5.4.4. Transformadores de Tensión .....	32
17	5.4.5. Transformadores de Corriente .....	33
18	5.4.6. Equipo GIS o Híbrido .....	33
19	5.5. Equipos de Control y Protección .....	34
20	5.5.1. Sistemas de Protección .....	34
21	5.5.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestación .....	35
22	5.5.2.1. Características Generales .....	37
23	5.5.3. Medidores Multifuncionales .....	39
24	5.5.4. Controladores de Bahía .....	39
25	5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares .....	40
26	5.5.6. Switches .....	41
27	5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	41
28	5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	42
29	5.5.8.1. Controlador de la Subestación .....	42
30	5.5.8.2. Registradores de Fallas .....	42
31	5.5.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación .....	42
32	5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones .....	44
33	5.6. Obras Cíviles .....	44
34	5.7. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento .....	45
35	<b>6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>46</b>
36	6.1. Pruebas y Puesta en Servicio .....	46
37	6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	47
38	<b>7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>47</b>
39	<b>8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>48</b>
40	<b>9. FIGURAS .....</b>	<b>48</b>

ANEXO 1

1  
2  
3  
4 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**  
5  
6

7 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren  
8 expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les  
9 atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública  
10 UPME - 04- 2013.  
11

12 Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo",  
13 "Formulario", "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender  
14 efectuada a anexos, apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales  
15 y puntos del presente documento, salvo indicación expresa en sentido contrario.  
16

17 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente  
18 definidas en el presente documento o en los Documentos de Selección del Inversionista,  
19 corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.  
20

21 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los  
22 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el  
23 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de  
24 Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial  
25 CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de  
26 ejecución de los diseños y la ejecución de las obras. **En los aspectos a los que no  
27 hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo  
28 indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido  
29 prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y  
30 documentados al Interventor.** La adopción de criterios de ingeniería y normas  
31 específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en  
32 ningún caso con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el  
33 Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y  
34 Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes  
35 en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y  
36 permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad  
37 establecidos en la regulación.  
38

39 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**  
40

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 30 de agosto de 2013,  
3 Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que se deba  
4 contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente  
5 competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del  
6 RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

7  
8 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos  
9 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con  
10 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del  
11 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una  
12 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los  
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.

## 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.

## 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, modificada por la Resolución MME No.  
30 91159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- 31  
32 i. Construcción de la nueva Subestación Guayabal 230 kV con sus dos (2) bahías de  
33 línea asociadas y dos (2) bahías de transformación a 230 kV, a ubicarse en  
34 inmediaciones del casco urbano de la ciudad de Medellín (Antioquia).  
35  
36 ii. Construcción de una línea en circuito sencillo 230 kV con un longitud aproximada de  
37 34 km, desde la nueva subestación Guayabal 230 kV hasta la subestación Bello 230  
38 kV.  
39

iii. Construcción de una línea en circuito sencillo 230 kV con un longitud aproximada de 14 km, desde la nueva subestación Guayabal 230 kV hasta la subestación Ancón Sur 230 kV.

iv. Instalación de una (1) bahía de línea 230 kV en la Subestación Bello 230 kV.

v. Instalación de una (1) bahía de línea 230 kV en la Subestación Ancón Sur 230 kV.

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 según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

Nota: los bancos de transformadores que se conectarán en la Subestación Guayabal 230 kV y sus respectivas bahías en el lado de baja no hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública 04-2013, ya que se trata de activos de uso del nivel de tensión 4. La frontera entre el Transmisor y el OR en la Subestación Guayabal 230 kV será en los bornes de alta de los transformadores.

## 2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones

### 2.1.1 Subestación Bello 230 kV

La obra en la subestación Bello 230 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación de una (1) nueva bahía de línea a 230 kV para el circuito proveniente de la nueva subestación Guayabal 230 kV.

Esta bahía deberá mantener la configuración actual de la subestación Bello 230 kV, la cual es Barra Sencilla.

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 Bello 230 kV.

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN BELLO 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Barra Sencilla.	1
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El diagrama unifilar de la Subestación Bello 230 kV se muestra en la Figura 3.

**2.1.2 Subestación Guayabal 230 kV**

Las obras en la subestación Guayabal 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva subestación a 230 kV en predios de la actual subestación Guayabal 110 kV de propiedad de EPM S.A. E.S.P. 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 según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La subestación Guayabal 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio y deberá incluir cuatro (4) bahías, dos (2) para las dos líneas de 230 kV que irán desde la nueva subestación Guayabal 230 kV, una hacia la subestación Bello 230 kV y la otra hacia la subestación Ancón Sur 230 kV, y dos (2) bahías de transformación para la conexión al STN del Operador de Red (OR) – EPM S.A. E.S.P.

Si bien el terreno para la instalación de los equipos del OR, debe ser previsto por el Transmisor, las condiciones para acceder al uso del terreno deben ser acordados por las partes en el Contrato de Conexión.

El diagrama unifilar de la subestación Guayabal 230 kV se muestra en la Figura 4. Sin embargo, el Transmisor en coordinación con el OR responsable de los transformadores que se conectarán allí, podrán llegar a un acuerdo para efectos de reubicación física de las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en tal caso, el diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública, podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la UPME.

La subestación Guayabal 230 kV estará compuesta por los módulos que se indican a continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN GUAYABAL 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	2
2	Bahías de transformación, configuración de interruptor y medio.	2

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN GUAYABAL 230 kV	CANTIDAD
3	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	2
4	Módulo de barraje tipo 2, configuración interruptor y medio.	1
5	Protección diferencial de barras tipo 2	1
6	Módulo común tipo 2	1
7	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

1  
 2 Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado  
 3 de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase incluyendo estructuras  
 4 y aisladores soporte para la conexión entre las bahías y los transformadores del OR.  
 5

### 6 2.1.3 Subestación Ancón Sur 230 kV

7  
 8 La obra en la subestación Ancón Sur 230 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la  
 9 instalación de una (1) nueva bahía de línea a 230 KV para el circuito proveniente de la  
 10 nueva subestación Guayabal 230 kV.  
 11

12 Esta bahía deberá mantener la configuración actual de la subestación Ancón Sur 230 kV,  
 13 la cual es Barra Sencilla.  
 14

15 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en  
 16 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la  
 17 infraestructura existente en la Subestación Ancón Sur 230 kV.  
 18

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN ANCÓN SUR 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Barra Sencilla.	1
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

19  
 20 El diagrama unifilar de la Subestación Ancón Sur 230 kV se muestra en la Figura 5.  
 21



1 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

2  
3 El Transmisor, además de adquirir el predio para la construcción de la nueva subestación  
4 Guayabal 230 kV, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de  
5 los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el  
6 responsable y propietario de los activos relacionados.

7  
8 **2.2.1 En la Subestación Bello 230 kV**

9  
10 El propietario de la subestación Bello 230 kV es EPM S.A. E.S.P. Esta subestación, a  
11 nivel de 230 kV tiene una configuración Barra Sencilla.

12  
13 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública 04-2013 en la  
14 subestación Bello 230 kV, es el barraje 230 kV.

15  
16 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
17 Pública UPME 04 - 2013 y EPM S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según  
18 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la  
19 ubicación de la bahía de línea 230 kV; del espacio para la ubicación de los tableros de  
20 control y protecciones de los módulos de 230 kV; el enlace al sistema de control del CND;  
21 en el evento en que se acuerde los servicios de administración y operación de los activos  
22 de 230 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo  
23 remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,  
24 dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que  
25 oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria  
26 Pública, al menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en caso de  
27 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la  
28 fecha de firma del contrato de conexión.

29  
30 **2.2.2 En la Subestación Guayabal 230 kV**

31  
32 El propietario de la subestación Guayabal 230 kV será el Inversionista resultante de la  
33 Convocatoria Pública UPME 04-2013. Esta subestación tendrá una configuración de  
34 interruptor y medio, la cual estará compuesta por los elementos establecidos en el  
35 Numeral 2.1 del presente Anexo.

36  
37 De acuerdo con lo solicitado por EPM S.A. E.S.P., se prevé la conexión de dos (2) bancos  
38 de transformadores 230/110 kV de 150 MVA cada uno, en la subestación Guayabal 230  
39 kV.

40

1 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
2 Pública UPME 04-2013 y EPM S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según  
3 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la  
4 ubicación de los dos (2) bancos de transformación 230/110 kV; del espacio para la  
5 ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 230 kV; enlace al  
6 sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato  
7 de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes  
8 a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del  
9 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus  
10 condiciones básicas. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la  
11 UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de  
12 conexión.  
13

### 14 **2.2.3 En la Subestación Ancón Sur 230 kV**

15  
16 El propietario de la Subestación Ancón Sur kV es EPM S.A. E.S.P. Esta subestación, a  
17 nivel de 230 kV tiene una configuración Barra Sencilla.  
18

19 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública 04-2013 en la  
20 subestación Ancón Sur 230 kV, es el barraje 230 kV.  
21

22 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
23 Pública UPME 04 - 2013 y EPM S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según  
24 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la  
25 ubicación de la bahía de línea 230 kV; del espacio para la ubicación de los tableros de  
26 control y protecciones de los módulos de 230 kV; el enlace al sistema de control del CND;  
27 en el evento en que se acuerde los servicios de administración y operación de los activos  
28 de 230 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo  
29 remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,  
30 dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que  
31 oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria  
32 Pública, al menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en caso de  
33 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la  
34 fecha de firma del contrato de conexión.  
35  
36

## 37 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

38  
39

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

8  
9 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
10 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

### 11 12 **3.1 Parámetros del Sistema**

13  
14 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir  
15 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la  
16 Interventoría para la UPME.

18 Tensión nominal	230 kV
19 Frecuencia asignada	60 Hz
20 Puesta a tierra	Sólida
21 Numero de fases	3
22 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
23 Servicios Auxiliares DC	125V
24 Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.

#### 25 26 **Línea de transmisión Bello – Guayabal 230 kV:**

28 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o subterránea
29 Circuitos por torre:	Uno (1)
30 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
31 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

32  
33 NOTA: la línea de transmisión Bello – Guayabal 230 kV, podrá ser totalmente aérea o  
34 parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios  
35 pertinentes que realice el Inversionista.

#### 36 37 **Línea de transmisión Guayabal – Ancón Sur 230 kV:**

39 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o subterránea
40 Circuitos por torre:	Uno (1)

- 1 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.  
2 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

3  
4 NOTA: la línea de transmisión Guayabal - Ancón 230 kV, podrá ser totalmente aérea o  
5 parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios  
6 pertinentes que realice el Inversionista.

### 8 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

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

### 18 **3.3 Materiales**

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

### 30 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

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

37  
38 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima  
39 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen

1 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de  
2 buen tiempo.

3  
4 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares  
5 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de  
6 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio  
7 de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

### 9 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

10  
11 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.  
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**  
16 **como Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por**  
17 **parte del 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 Infraestructura y Módulo Común**

26  
27 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del  
28 patio de conexión del nivel 230 kV, junto con los espacios de acceso, vías internas y  
29 edificios. Igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de la  
30 Subestación Guayabal 230 kV y/o adecuaciones que sean necesarias.

31  
32 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura  
33 y módulo común de la subestación Guayabal 230 kV, es decir las obras civiles y los  
34 equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías de la  
35 subestación. La infraestructura y módulo común de la subestación, estarán conformadas  
36 como mínimo por los siguientes componentes:

37  
38 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto  
39 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación; las vías de acceso a la  
40 Subestación y/o adecuaciones que sean necesarias; las vías internas de acceso a los

1 patios de conexiones y/o adecuaciones que sean necesarias; la adecuación del terreno.  
2 En el espacio que ocupará la subestación, las obras civiles incluyen: drenajes;  
3 alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos los cerramientos para  
4 seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto /  
5 alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes.  
6

7 **Equipos:** incluye los sistemas de automatización, de gestión de medición, de  
8 protecciones y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación a 230 kV, los  
9 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares, los  
10 equipos de conexión a 230 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas.  
11

12 Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías a las  
13 subestaciones existentes en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y  
14 servicios auxiliares.  
15

16 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las  
17 previsiones que faciliten la evolución de la subestación.  
18

19 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
20 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de  
21 1995) o aquella que la modifique o sustituya.  
22

23 NOTA: Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la  
24 Subestación Guayabal 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 04-  
25 2013, el Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las  
26 facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a  
27 protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.  
28

### 29 3.7 Pruebas en Fábrica

30  
31 Una vez el Inversionista haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al  
32 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en  
33 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y  
34 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las  
35 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del  
36 Inversionista.  
37

38 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser  
39 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la

1 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser  
 2 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

3  
 4  
 5 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV**

6  
 7  
 8 **4.1 General**

9  
 10 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de  
 11 230 kV:  
 12

LÍNEAS DE 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	230
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos por torre		Unidad	1
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	Entre 1690 y 1720
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		No se presenta	
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		

LÍNEAS DE 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
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 El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos,  
 3 incluyendo todas sus modificaciones.

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

7  
 8 **4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV**

9  
 10 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria  
 11 Pública UPME 04-2013, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto,  
 12 a efectos de definir la ruta de la línea a 230 kV, será el Inversionista el responsable de  
 13 realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los  
 14 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se  
 15 puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de  
 16 influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones  
 17 existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.  
 18 Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden  
 19 nacional, 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 comprendida entre las actuales subestaciones Bello



1 230 kV, Guayabal 110 kV y Ancón Sur 230 kV, sin considerar los Planes de Ordenamiento  
2 Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, dada la complejidad que  
3 desde el punto ambiental que podría tener esta línea se ha localizado una (1) alternativa  
4 de ruta que se deben considerar a título exclusivamente ilustrativo.

5 Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de la alternativa de ruta estudiada con el propósito  
6 de que se conozca la altura sobre el nivel del mar típica.

7  
8 **NOTA:** la línea de transmisión Bello – Guayabal – Ancón Sur 230 kV, podrá ser totalmente  
9 aérea o parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y  
10 estudios pertinentes que realice el Inversionista. Es responsabilidad del Inversionista en  
11 asumir en su integridad los riesgos inherentes al desarrollo del Proyecto, para ello deberá  
12 validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades  
13 competentes, entre otras.

14  
15 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS DEL**  
16 **PROYECTO GUAYABAL 230 KV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS**  
17 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 04 DE 2013”** se suministra  
18 información de referencia sobre la alternativa de ruta de la línea de transmisión estudiada  
19 y para la localización del predio de la Subestación. Su objeto es identificar de manera  
20 preliminar las posibilidades y restricciones, constituyéndose en una referencia ilustrativa  
21 para los diferentes Interesados.

#### 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 Bello - Guayabal	230 kV	34 km
33 Guayabal – Ancón Sur	230 kV	14 km

#### 34 35 **4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV**

36  
37 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del  
38 Proyecto son las establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección del  
39 Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y  
40 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708

1 de 30 de agosto de 2013 y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de  
2 la línea).

3  
4 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor  
5 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

#### 6 7 **4.4.1 Aislamiento**

8  
9 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones de contaminación de la  
10 zona en la que se construirán las líneas y la nueva subestación 230 kV, con base en ello,  
11 hacer el diseño del aislamiento de la línea y de los equipos de subestación, la  
12 coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan  
13 presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la  
14 operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con  
15 extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las  
16 tensiones en las barras de 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110%  
17 del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de  
18 recuperación y sus tasas de crecimiento.

19  
20 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de  
21 diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante  
22 descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de  
23 la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

#### 24 25 **4.4.2 Conductores de Fase**

26  
27 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características  
28 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del  
29 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por  
30 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites  
31 establecidos:

32  
33 El conductor para la línea de 230 kV Bello – Guayabal – Ancón Sur deberá tener:

- 34  
35 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000  
36 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 37  
38 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase de 0,0556 ohmios/km. En el  
39 caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la resistencia en paralelo de  
40 los cables sub-conductores de cada fase.

1  
2 El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y  
3 resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos.

4  
5 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
6 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

7  
8 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia  
9 establecidas en la normatividad aplicable.

10  
11 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 14 del RETIE, los valores  
12 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético  
13 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en  
14 particular pueden estar expuestos durante varias horas.

#### 15 16 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

17  
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). El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el  
22 impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,  
23 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El  
24 incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán  
25 soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.

26  
27 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,  
28 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

29  
30 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla  
31 con las normas técnicas aplicables.

32  
33 En el evento de que el Inversionista decida usar la nueva línea que interconecta las  
34 Subestaciones Bello – Guayabal – Ancón Sur 230 kV para la transmisión de  
35 comunicaciones por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y  
36 características técnicas del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

#### 37 38 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

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

#### 10 11 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

12  
13 Las líneas Bello – Guayabal – Ancón Sur 230 kV no tendrán trasposición de fases.

#### 14 15 **4.4.6 Estructuras**

16  
17 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la  
18 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones  
19 debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las  
20 sobretensiones de frecuencia industrial.

21  
22 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas y no deberán  
23 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El  
24 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que  
25 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

26  
27 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
28 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
29 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la  
30 metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*  
31 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso  
32 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los  
33 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
34 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*  
35 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
36 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que  
37 se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE, Artículo 25.  
38 Si ello resultara así, primarán estas últimas.

39

#### 1 **4.4.7 Localización de Estructuras**

2  
3 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de  
4 seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a  
5 peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos,  
6 líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en  
7 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la  
8 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante  
9 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13. Si las características de alguno  
10 o algunos de obstáculos presentes a lo largo de la ruta obligan a tener distancias de  
11 seguridad mayores que las que exige el RETIE, estas distancias mayores deberán  
12 respetarse.  
13

#### 14 **4.4.8 Sistema Antivibratorio**

15  
16 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección  
17 anti vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser  
18 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias  
19 de 10 Hz a 100 Hz, de tal manera que los esfuerzos de flexión calculados a una distancia  
20 de 89 mm desde el último punto de contacto de la grapa de suspensión con el conductor o  
21 cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico a pico, medidos de acuerdo al método  
22 establecido en el documento "Standardization of Conductor Vibration Measurements".  
23 Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.  
24

#### 25 **4.4.9 Cimentaciones**

26  
27 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de  
28 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución  
29 CREG 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de  
30 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión  
31 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que  
32 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas  
33 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en  
34 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.  
35  
36

#### 37 **4.4.10 Señalización Aérea**

38  
39 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil y, en el caso  
40 particular de esta Convocatoria, con la Armada Nacional, si existen aeródromos o zonas

1 de tránsito de aeronaves particulares o militares que hagan imperioso que la línea lleve  
2 algún tipo de señales que impidan accidentes por la carencia de ellos. Se mencionan en  
3 su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas de señalización  
4 aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros centelleantes en  
5 torres en casos más severos.

#### 6 7 **4.4.11 Obras Complementarias** 8

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

#### 14 15 **4.5 Informe Técnico** 16

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

- 21  
22 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098  
23 de 2000.
- 24  
25 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de  
26 2000.
- 27  
28 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo  
29 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 30  
31 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de  
32 2000.
- 33  
34 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la  
35 Resolución CREG 098 de 2000.
- 36  
37 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG  
38 098 de 2000.
- 39  
40

1 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

2  
 3  
 4 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

5  
 6 **5.1. General**

7  
 8 La siguiente tabla presenta las bahías de 230 kV que son parte del proyecto:

DESCRIPCIÓN	BELLO 230 kV	GUAYABAL 230 kV	ANCÓN SUR 230 kV
<b>Configuración</b>	Barra Sencilla	Interruptor y medio	Barra Sencilla
<b>Subestación nueva</b>	NO	SI	NO
<b>Propietario de la subestación</b>	EPM S.A. E.S.P.	Inversionista Adjudicatario Convocatoria Pública 04-2013	EPM S.A. E.S.P.
<b>Número de bahías a instalar</b>	1	4	1

9  
 10  
 11 **5.1.1. Predios de las subestaciones de 230 kV**

12  
 13 **Subestación Bello 230 kV**

14  
 15 La subestación existente Bello 230 kV, de propiedad de EPM S.A. E.S.P., está localizada  
 16 en el municipio de Bello en el Departamento de Antioquia, en las siguientes coordenadas  
 17 aproximadas:

18  
 19 Longitud: 75° 32' 15,40 O  
 20 Latitud: 6° 20' 16,82 N  
 21 Altitud: 1456,72 msnm

22  
 23 Esta subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida  
 24 para este Proyecto. No obstante, se requiere la construcción de una nueva caseta de  
 25 control para los equipos asociados a la bahía.

26  
 27 **NOTA:** Información específica referente a la Subestación Bello 230 kV, recopilada por la  
 28 UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

1  
2 **Subestación Guayabal 230 kV**  
3

4 Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, en inmediaciones de la  
5 subestación existente Guayabal 110 kV propiedad de EPM S.A. E.S.P., la cual está  
6 ubicada en la ciudad de Medellín en el departamento de Antioquia, considerando las  
7 facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del Proyecto y el acceso  
8 de las líneas del STR. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar  
9 investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos  
10 ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver  
11 afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del  
12 Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se  
13 deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional,  
14 regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere  
15 lugar.

16  
17 En la selección del predio de la subestación, el Inversionista deberá analizar todos los  
18 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los  
19 riesgos de inundación ante eventuales desbordamientos de los ríos aledaños, condición  
20 que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un  
21 documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a consideración  
22 del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.  
23

24 La subestación Guayabal 110 kV existente está localizada en las siguientes coordenadas  
25 aproximadamente:  
26

27 Longitud: 75° 34' 46,48" O  
28 Latitud: 6° 12' 40,24 N  
29 Altitud: 1511,77 msnm  
30

31 En el documento "**ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**  
32 **DEL PROYECTO GUAYABAL 230 KV OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA**  
33 **UPME 04-2013**" se suministra información de referencia sobre la alternativa de ruta de la  
34 línea de transmisión estudiada y para la localización del predio de la Subestación. Su  
35 objeto es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones,  
36 constituyéndose en una referencia ilustrativa para los diferentes Interesados.  
37

38 NOTA: Información específica referente a la Subestación Guayabal 110 kV existente,  
39 recopilada por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.  
40



1 **Subestación Ancón Sur 230 kV**

2  
3 La subestación existente Ancón Sur 230 kV, de propiedad de EPM S.A. E.S.P., está  
4 localizada en el sector sur de Medellín, cercado a Sabaneta en el Departamento de  
5 Antioquia, en las siguientes coordenadas aproximadas:

6  
7 Longitud: 75° 37' 59,53" O  
8 Latitud: 6° 09' 03,84" N  
9 Altitud: 1456,72 msnm

10  
11 Esta subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida  
12 para este Proyecto. No obstante, se deben tener en cuenta las siguientes  
13 consideraciones:

- 14 • Construcción de una nueva caseta de control para los equipos asociados a la  
15 bahía.  
16 • Revisión de distancias aledañas a ríos, quebradas u otros afluentes.

17  
18 NOTA: Información específica referente a la Subestación Ancón Sur 230 kV, recopilada  
19 por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

20  
21 **5.1.2. Conexiones con Equipos Existentes**

22  
23 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
24 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
25 protección de las bahías de las subestaciones Bello 230 kV y Ancón Sur 230 kV con la  
26 infraestructura existente en cada una de estas subestaciones.

27  
28 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
29 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el  
30 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en  
31 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

32  
33 **5.1.3. Servicios Auxiliares**

34  
35 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la  
36 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

1                   **5.1.4. Infraestructura y Módulo Común**

2  
3 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos  
4 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.  
5

6                   **5.2. Normas para Fabricación de los Equipos**

7  
8 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las  
9 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*  
10 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*  
11 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*  
12 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a  
13 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos  
14 eminentemente técnicos y de calidad.  
15

16                   **5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos**

17  
18 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la  
19 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de  
20 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of  
21 Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al  
22 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son  
23 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.  
24

25                   **5.3.1. Procedimiento General del Diseño**

26  
27 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 28  
29 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto,  
30 que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.  
31

32 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones  
33 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;  
34 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las  
35 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados  
36 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de  
37 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,  
38 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas  
39 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;  
40 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la

1 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y  
2 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte,  
3 almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de  
4 construcción y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los  
5 cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos  
6 del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los  
7 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para  
8 efectuar las pruebas funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las  
9 pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto  
10 y los procedimientos de operación y mantenimiento.

11  
12 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
13 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
14 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

15  
16 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
17 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
18 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
19 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que  
20 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
21 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

22  
23 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
24 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
25 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán  
26 reuniones conjuntas entre ambas partes con el fin de lograr los acuerdos  
27 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

28  
29 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el  
30 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
31 Proyecto.

32  
33 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
34 documento de cumplimiento obligatorio.

35  
36 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
37 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
38 pruebas.

39

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

6  
7 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y  
8 entregada a la Interventoría para revisión.

9  
10 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros  
11 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las  
12 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,  
13 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican  
14 las provisiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar  
15 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de  
16 Ingeniería Básica.

17  
18 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la  
19 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.  
20 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o  
21 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al  
22 Inversionista y a la UPME si es del caso.

23  
24 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la  
25 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y  
26 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos  
27 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las  
28 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

29  
30 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la  
31 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si  
32 es del caso.

33  
34 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos  
35 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.  
36 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará  
37 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

38  
39 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y  
40 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán

1 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista  
2 y a la UPME si es del caso.

3  
4 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,  
5 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

### 6 7 **5.3.2. Estudios del Sistema**

8  
9 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines  
10 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros  
11 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los  
12 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos  
13 y/o memorias de cálculo:

- 14
- 15 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
16 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,  
17 sísmicos y de resistividad.
- 18
- 19 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 20
- 21 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar  
22 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 23
- 24 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 25
- 26 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y  
27 distancias eléctricas.
- 28
- 29 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo  
30 y a corto circuito.
- 31
- 32 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores  
33 aislados.
- 34
- 35 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 36
- 37 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 38
- 39 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 40

- 1 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 2
- 3 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo
- 4 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
- 5
- 6 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
- 7 de fallas.
- 8

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

- 11
- 12 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 13
- 14 - Origen de los datos de entrada.
- 15
- 16 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
- 17 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 18
- 19 - Resultados.
- 20
- 21 - Bibliografía.
- 22

### 23 **5.3.3. Distancias de Seguridad**

24

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

## 28 **5.4. Equipos de Potencia**

### 29 **5.4.1. Interruptores**

30

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

34

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

37

38

39

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

5  
6 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
7 establecidos en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
8 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
9 Interventoría.

10  
11 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
12 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a  
13 los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su  
14 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer  
15 las respectivas pruebas a su costa.

#### 16 17 **5.4.2. Descargadores de Sobretensión**

18  
19 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*” o su  
20 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin  
21 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se  
22 conectarán fase a tierra.

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

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

#### 34 35 **5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

36  
37 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC  
38 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en  
39 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los

1 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas  
2 por los otros circuitos.

3  
4 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
5 establecidos en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
6 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
7 Interventoría.

8  
9 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
10 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares  
11 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su  
12 equivalente en ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las  
13 respectivas pruebas a su costa.

#### 14 **5.4.4.Transformadores de Tensión**

15  
16  
17 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC  
18 60358, “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument*  
19 *transformers, Measurement of partial discharges*” o su equivalente en ANSI.

20  
21 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre  
22 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar  
23 cargas externas adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en  
24 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución  
25 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus  
26 anexos.

27  
28 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
29 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o  
30 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
31 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

32  
33 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
34 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión  
35 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
36 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el  
37 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su  
38 costa.

39



#### 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”, 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, 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 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 5.4.6. Equipo GIS o Híbrido

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

- Instrument transformer - IEC6189
- Insulation Coordination - IEC60071
- High voltage switchgear and controlgear - IEC62271-203
- Insulated bushings above 1000V - IEC60137
- Partial discharge measurement - IEC60270
- Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- Guide for checking SF6 - IEC 60480

- 1 • Common clauses or HV switchgear and controlgear standards - IEC62271-1
- 2 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 3 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears - IEC 62271-209
- 4 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears - IEC62271-303
- 5 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

6  
7 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta  
8 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

9  
10 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
11 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

## 12 13 **5.5. Equipos de Control y Protección**

### 14 15 **5.5.1. Sistemas de Protección**

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

24  
25 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones  
26 principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos  
27 protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema  
28 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo  
29 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección  
30 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de  
31 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

32  
33 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en  
34 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
35 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

36

1 El esquema de protección de barras, en la nueva Subestación Guayabal 230 kV deberá  
 2 consistir de un sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

3  
 4 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de  
 5 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben  
 6 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los  
 7 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la  
 8 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de  
 9 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con  
 10 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de  
 11 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

12  
 13 **5.5.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.  Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.  El sistema de procesamiento del nivel 2	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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>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>condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
	<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 style="text-align: center;">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 style="text-align: center;">0</p>	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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.	seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.  Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1  
 2 **5.5.2.1. Características Generales**  
 3

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

6 El Transmisor 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 Transmisor 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 Transmisor 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:

- 1  
2 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,  
3 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.  
4  
5 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:  
6 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre  
7 equipos vía la red.  
8 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y  
9 Automatización de la Subestación.  
10  
11 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
12 funciones:  
13 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.  
14 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.  
15 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.  
16 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación  
17 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni  
18 detener el sistema.  
19 ➤ Mantenimiento de cada equipo.  
20 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones  
21 del sistema.  
22

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

31 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
32 subestación:

- 33 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la  
34 Subestación.  
35  
36 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y  
37 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización  
38 proveniente de un reloj GPS.  
39

1 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control  
2 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).  
3

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

### 10 **5.5.3. Medidores Multifuncionales**

11  
12 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de  
13 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,  
14 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con  
15 emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben  
16 cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995,  
17 en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.  
18

### 19 **5.5.4. Controladores de Bahía**

20  
21 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
22 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
23 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
24 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá  
25 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.  
26

27 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
28 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
29 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los  
30 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con  
31 un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como  
32 mínimo:  
33

34 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.  
35

36 - Despliegue de alarmas.  
37

38 - Despliegue de eventos.  
39

40 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.

- 1  
2 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.  
3  
4 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
5 función.  
6  
7 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.  
8

9 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
10 puertos para la comunicación.  
11

12 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria  
13 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.  
14

#### 15 **5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares**

16  
17 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.  
18 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y  
19 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.  
20

21 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz  
22 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y  
23 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de  
24 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
25 funcionalidades como mínimo:  
26

- 27 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.  
28  
29 - Despliegue de alarmas.  
30  
31 - Despliegue de eventos.  
32  
33 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.  
34  
35 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
36 función.  
37  
38 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.  
39



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

### 3 4 **5.5.6. Switches**

5  
6 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
7 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes  
8 requisitos:

- 9
- 10 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard* - "error free" networking device.
  - 11 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
  - 12 - Deberá incluir las siguientes características de red:
    - 13 • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en MAC Bridges
    - 14 • IEEE 802.1q VLAN
  - 15 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
  - 16 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
  - 17 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
  - 18 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
  - 19 más exigente.
- 20  
21  
22  
23  
24  
25  
26

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

### 30 31 **5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

32  
33 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

34  
35 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe  
36 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez  
37 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,  
38 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y  
39 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

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

4  
5 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores  
6 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con  
7 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

## 9 **5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2**

### 10 **5.5.8.1. Controlador de la Subestación**

11  
12  
13 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del  
14 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y  
15 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la  
16 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la  
17 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada  
18 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de  
19 ella. La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces  
20 de comunicaciones.

21  
22 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés  
23 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la  
24 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para  
25 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores  
26 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,  
27 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de  
28 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

### 29 **5.5.8.2. Registradores de Fallas**

30  
31  
32 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
33 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
34 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
35 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
36 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
37 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

### 38 **5.5.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

- 1 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través  
2 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo  
3 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para  
4 mostrar la información del proceso.  
5  
6 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
7 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
8 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:  
9  
10 - Adquisición de datos y asignación de comandos.  
11  
12 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.  
13  
14 - Comunicación con el CND.  
15  
16 - Comunicación con la red de área local.  
17  
18 - Facilidades de mantenimiento.  
19  
20 - Facilidades para entrenamiento.  
21  
22 - Función de bloqueo.  
23  
24 - Función de supervisión.  
25  
26 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.  
27  
28 - Guía de operación.  
29  
30 - Manejo de alarmas.  
31  
32 - Manejo de curvas de tendencias.  
33  
34 - Manejo de mensajes y consignas de operación.  
35  
36 - Marcación de eventos y alarmas.  
37  
38 - Operación de los equipos.  
39  
40 - Programación, parametrización y actualización.

- 1  
2 - Reportes de operación.  
3  
4 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la  
5 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.  
6  
7 - Secuencia de eventos.  
8  
9 - Secuencias automáticas.  
10  
11 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.  
12  
13 - Supervisión de la red de área local.  
14

#### 15 **5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones**

16  
17 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de  
18 1995, en su última revisión.  
19

#### 20 **5.6. Obras Civiles**

21  
22 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de las Subestaciones  
23 con el siguiente alcance:  
24

##### 25 **Subestación Guayabal 230 kV**

- 26  
27 • Diseño y construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el  
28 edificio de control.  
29  
30 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación,  
31 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental  
32 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.  
33  
34 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos  
35 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo  
36 Resistente NSR-10.  
37

##### 38 **Subestaciones Bello 230 kV y Ancón Sur 230 kV**

39

- Diseño y construcción de todas las obras civiles para instalar las nuevas bahías y construcción o ampliación de los edificios de control
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación, deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

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

### 5.7. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

1  
2  
3 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**  
4  
5

6 **6.1. Pruebas y Puesta en Servicio**  
7

8 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
9 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
10 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad  
11 CREG vigente y los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND.  
12

13 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
14 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
15 diseñados por el Inversionista de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el  
16 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
17 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta  
18 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen  
19 con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.  
20

21 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista debe efectuar las siguientes pruebas  
22 como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los  
23 requerimientos del CND, vigentes:  
24

- 25 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 26
- 27 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
28 asociadas.
- 29
- 30 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el  
31 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,  
32 gestión de protecciones.
- 33
- 34 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.  
35

36 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las  
37 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
38 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.  
39

1           **6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

2  
3 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 4  
5 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.  
6  
7 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.  
8  
9 - Diagrama Unifilar.  
10  
11 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
12 Proyecto.  
13  
14 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.  
15  
16 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.  
17  
18 - Cronograma de pruebas.  
19  
20 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías  
21 con información definitiva.  
22  
23 - Protocolo de energización.  
24  
25 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.  
26  
27 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
28 punto de conexión.  
29  
30 - Carta de declaración en operación comercial.  
31  
32 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
33 actualizados por el CND.  
34

35  
36           **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

37  
38  
39 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
40 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

1  
2  
3 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**  
4  
5

6 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 04-2013, como costos  
7 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital  
8 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los  
9 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante  
10 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información  
11 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos  
12 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.  
13

14  
15 **9. FIGURAS**  
16  
17

18 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:  
19

20 Figura 1 Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental Mapa  
21 referencial e ilustrativo únicamente.  
22

23 Figura 2 Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e  
24 ilustrativo únicamente.  
25

26 Figura 3 Diagrama Unifilar Subestación Bello 230 kV.  
27

28 Figura 4 Diagrama Unifilar Subestación Guayabal 230 kV.  
29

30 Figura 5 Diagrama Unifilar Subestación Ancón Sur 230 kV.  
31