

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., marzo de 2014

ÍNDICE

1			
2			
3			
4	1.	CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2	Definiciones	5
7	2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
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	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	11
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	13
21	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	13
22	3.6	Infraestructura y Módulo Común	13
23	3.7	Pruebas en Fábrica	15
24	4.	ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV.....	15
25	4.1	General	15
26	4.2	Ruta de las Líneas de Transmisión 230 kV	17
27	4.3	Longitud Aproximada de la Línea	17
28	4.4	Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV	18
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	20
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 – Espaciadores - Amortiguadores	21
37	4.4.9	Cimentaciones.....	22
38	4.4.10	Señalización Aérea.....	22
39	4.4.11	Obras Complementarias	22
40	4.5	Informe Técnico	22
41	5.	ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES.....	23

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

1 ANEXO 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**

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 predios
34 de la actual subestación Guayabal 110 kV en el casco urbano de la ciudad de
35 Medellín (Antioquia).
36
37 ii. Construcción de una línea circuito sencillo 230 kV con un longitud aproximada de 34
38 km, desde la nueva subestación Guayabal 230 kV hasta la subestación Bello 230 kV.
39

1 iii. Construcción de una línea circuito sencillo 230 kV con un longitud aproximada de 14
2 km, desde la nueva subestación Guayabal 230 kV hasta la subestación Ancón Sur
3 230 kV.

4
5 iv. Instalación de una (1) bahía de línea 230 kV en la Subestación Bello 230 kV.

6
7 v. Instalación de una (1) bahía de línea 230 kV en la Subestación Ancón Sur 230 kV.

8
9 Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del
10 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una
11 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
12 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

13
14 Las líneas podrán ser aéreas con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras
15 compactas y/o subterráneas y podrán tener uno o más circuitos por estructura, de
16 conformidad con las normas técnicas aplicables, entre ellas el RETIE. Las longitudes
17 serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

18
19 **Nota:** los bancos de transformadores que se conectarán en la Subestación Guayabal 230
20 kV y sus respectivas bahías en el lado de baja no hacen parte del objeto de la presente
21 Convocatoria Pública 04-2013. La frontera entre el Transmisor y el OR en la Subestación
22 Guayabal 230 kV será en los bornes de alta de los transformadores.

23 24 25 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones**

26 27 **2.1.1 Subestación Bello 230 kV**

28
29 La obra en la subestación Bello 230 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación
30 de una (1) nueva bahía de línea a 230 kV para el circuito proveniente de la nueva
31 subestación Guayabal 230 kV.

32
33 Esta bahía deberá mantener la configuración actual de la subestación Bello 230 kV, la
34 cual es Barra Sencilla.

35
36 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en
37 funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la
38 infraestructura existente en la subestación Bello 230 kV.

39
40

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 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 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 E.S.P.

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 Guayabal 230 kV 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
3	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	2
4	Módulo de barraje tipo 1, configuración interruptor y medio.	1
5	Protección diferencial de barras tipo 1	1
6	Módulo común tipo 1	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
 4 estructuras, canalizaciones o cárcamos y aisladores soporte para la conexión entre las
 5 bahías y los transformadores del OR.

6
 7 El Transmisor también se hará cargo de reubicar la infraestructura que interfiera con la
 8 construcción de la subestación Guayabal 230 kV en el lote previsto para ello como torres
 9 o postes, considerando las restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento
 10 territorial en el área como pueden ser la ampliación de vías.

11
 12

13 2.1.3 Subestación Ancón Sur 230 kV

14

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

18

19 Esta bahía deberá mantener la configuración actual de la subestación Ancón Sur 230 kV,
 20 la cual es Barra Sencilla.

21

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

25

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

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

2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

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

2.2.1 En la Subestación Bello 230 kV

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

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

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

2.2.2 En la Subestación Guayabal 230 kV

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

5
6 De acuerdo con lo solicitado por EPM E.S.P., se prevé la conexión de dos (2) bancos de
7 transformadores 230/110 kV de 180 MVA cada uno, en la subestación Guayabal 230 kV.

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

20 21 **2.2.3 En la Subestación Ancón Sur 230 kV**

22
23 El propietario de la Subestación Ancón Sur kV es EPM E.S.P. Esta subestación, a nivel de
24 230 kV tiene una configuración Barra Sencilla.

25
26 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública 04-2013 en la
27 subestación Ancón Sur 230 kV, es el barraje 230 kV.

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

1
2
3 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**
4

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

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

16 **3.1 Parámetros del Sistema**
17

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

22 Tensión nominal	230 kV
23 Frecuencia asignada	60 Hz
24 Puesta a tierra	Sólida
25 Numero de fases	3
26 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
27 Servicios Auxiliares DC	125V
28 Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.
29	

30 **Línea de transmisión Bello – Guayabal 230 kV:**
31

32 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o 33 estructuras compactas y/o subterránea
34 Circuitos por estructura:	Según el diseño del Transmisor. Podrá tener uno o 35 más circuitos por estructura, de conformidad con las 36 normas técnicas aplicables.
37 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
38 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
39	

1 La línea de transmisión Bello – Guayabal 230 kV, podrá ser totalmente aérea o
2 parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios
3 pertinentes que realice el Inversionista.

4
5 **Línea de transmisión Guayabal – Ancón Sur 230 kV:**

6
7 Tipo de línea: Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o
8 estructuras compactas y/o subterránea
9 Circuitos por estructura: Según el diseño del Transmisor. Podrá tener uno o
10 más circuitos por estructura, de conformidad con las
11 normas técnicas aplicables.
12 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
13 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

14
15 La línea de transmisión Guayabal - Ancón 230 kV, podrá ser totalmente aérea o
16 parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios
17 pertinentes que realice el Inversionista.

18
19 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

20
21 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la
22 presente Convocatoria no podrá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista deberá
23 realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de corto
24 asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La duración
25 asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir como
26 referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado por la
27 UPME.

28
29 **3.3 Materiales**

30
31 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,
32 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser
33 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el
34 Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
35 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para
36 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores
37 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del
38 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el
39 Reglamento actualmente vigente.

40

3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible

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

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

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

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

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

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

3.6 Infraestructura y Módulo Común

El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de la conexión del nivel 230 kV objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 04-2013,, junto con los

1 espacios de acceso, vías internas y edificios según se requiera, considerando la
2 disponibilidad de espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o
3 condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área como pueden ser la
4 ampliación de vías. Igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al
5 predio de la Subestación Guayabal 230 kV y/o adecuaciones que sean necesarias.
6

7 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura
8 y módulo común de la subestación Guayabal 230 kV, es decir las obras civiles y los
9 equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías de la
10 subestación. La infraestructura y módulo común de la subestación, estarán conformadas
11 como mínimo por los siguientes componentes:
12

13 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto
14 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación; las vías de acceso a la
15 Subestación y/o adecuaciones que sean necesarias; las vías internas de acceso a los
16 patios de conexiones y/o adecuaciones que sean necesarias; la adecuación del terreno.
17 En el espacio que ocupará la subestación, las obras civiles incluyen: drenajes;
18 alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos los cerramientos para
19 seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto /
20 alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes.
21

22 **Equipos:** incluye los sistemas de automatización, de gestión de medición, de
23 protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación a 230
24 kV, los materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares,
25 AC yDC, los equipos de conexión a 230 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles
26 asociadas.
27

28 Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías a las
29 subestaciones existentes en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y
30 servicios auxiliares.
31

32 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las
33 previsiones que faciliten la evolución de la subestación.
34

35 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
36 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de
37 1995) o aquella que la modifique o sustituya.
38

39 **NOTA:** Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la
40 Subestación Guayabal 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 04-
41 2013, el Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las

1 facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a
 2 protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

3
 4 **3.7 Pruebas en Fábrica**

5
 6 Una vez el Inversionista haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al
 7 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
 8 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
 9 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las
 10 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
 11 Inversionista.

12
 13 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser
 14 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la
 15 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser
 16 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

17
 18
 19 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV**

20
 21
 22 **4.1 General**

23
 24 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de
 25 230 kV:
 26

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	Según diseño del Transmisor
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	Según diseño del Transmisor para garantizar exigencias de impedancia

LÍNEAS DE 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
				máxima
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		
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.

4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión 230 kV

La selección de la ruta de las líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 04-2013, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de las líneas a 230 kV, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluido en este Anexo, muestra la sensibilidad ambiental identificada en la franja comprendida entre las actuales subestaciones Bello 230 kV, Guayabal 110 kV y Ancón Sur 230 kV, sobre lo cual el Transmisor deberá analizar adicionalmente los Planes de Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma. Dada la complejidad que desde el punto de vista ambiental, social y predial podría tener esta línea, en la Figura 1 se identifica una (1) alternativa de ruta, la cual se debe considerar a título exclusivamente ilustrativo.

Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de la alternativa de ruta identificada con el propósito de referenciar la altura sobre el nivel del mar.

Es responsabilidad del Inversionista asumir en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

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

4.3 Longitud Aproximada de la Línea

La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para

1 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias
 2 evaluaciones, análisis y consideraciones.

3

4 Circuito	5 Tensión	6 Longitud Aproximada
7 Bello - Guayabal	8 230 kV	9 34 km
10 Guayabal – Ancón Sur	11 230 kV	12 14 km

8

9 **4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV**

10

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

17

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

20

21 **4.4.1 Aislamiento**

22

23 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones de contaminación de la
 24 zona en la que se construirán las líneas y la nueva subestación 230 kV, con base en ello,
 25 hacer el diseño del aislamiento de la línea y de los equipos de subestación, la
 26 coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan
 27 presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la
 28 operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con
 29 extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las
 30 tensiones en las barras de 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110%
 31 del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de
 32 recuperación y sus tasas de crecimiento.

33

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

38

39 **4.4.2 Conductores de Fase**

40

1 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características
2 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del
3 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por
4 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites
5 establecidos:
6

7 El conductor para la línea de 230 kV Bello – Guayabal – Ancón Sur deberá tener:
8

- 9 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000
10 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 11
- 12 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase de 0,0500 ohmios/km. En el
13 caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la resistencia en paralelo de
14 los cables sub-conductores de cada fase.
- 15

16 El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y
17 resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos.
18

19 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
20 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.
21

22 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
23 establecidas en la normatividad aplicable.
24

25 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
26 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
27 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en
28 particular pueden estar expuestos durante varias horas.
29

30 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

31

32 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.
33

34 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
35 (convencionales u OPGW). El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el
36 impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,
37 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El
38 incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán
39 soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.
40

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

3
4 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
5 con las normas técnicas aplicables.

6
7 En el evento de que el Inversionista decida usar la nueva línea que interconecta las
8 Subestaciones Bello – Guayabal – Ancón Sur 230 kV para la transmisión de
9 comunicaciones por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y
10 características técnicas del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

11 12 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

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

23 24 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

25
26 Las líneas Bello – Guayabal – Ancón Sur 230 kV no tendrán trasposición de fases.

27 28 **4.4.6 Estructuras**

29
30 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la
31 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones
32 debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las
33 sobretensiones de frecuencia industrial.

34
35 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas y no deberán
36 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El
37 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que
38 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

39
40 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las
41 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para

1 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la
2 metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*
3 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso
4 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los
5 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo
6 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*
7 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas
8 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que
9 se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE, Artículo 25.
10 Si ello resultara así, primarán estas últimas.

11 12 **4.4.7 Localización de Estructuras**

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

24 25 **4.4.8 Sistema Antivibratorio – Espaciadores - Amortiguadores**

26
27 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección
28 anti vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los espaciadores -
29 amortiguadores a instalar en el haz de conductores, cuya separación será de 457.2
30 mm, deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango
31 de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, El Inversionista determinará los sitios de colocación, a
32 lo largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal manera que la
33 amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será
34 entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

35
36 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación
37 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio
38 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al
39 Interventor.
40

1 **4.4.9 Cimentaciones**

2
3 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de
4 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución
5 CREG 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de
6 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión
7 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que
8 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas
9 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en
10 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

11
12
13 **4.4.10 Señalización Aérea**

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

22
23 **4.4.11 Obras Complementarias**

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

30
31 **4.5 Informe Técnico**

32
33 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o
34 como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el
35 Transmisor suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas
36 de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- 37
38 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098
39 de 2000.
40

- 1 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
- 2 2000.
- 3
- 4 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
- 5 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 6
- 7 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de
- 8 2000.
- 9
- 10 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
- 11 Resolución CREG 098 de 2000.
- 12
- 13 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG
- 14 098 de 2000.
- 15
- 16

17 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

18 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

19 **5.1. General**

20 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
Configuración	Barra Sencilla	Interruptor y medio	Barra Sencilla
Subestación nueva	NO	SI	NO
Propietario de la subestación	EPM E.S.P.	Inversionista Adjudicatario Convocatoria Pública 04-2013	EPM E.S.P.
Número de bahías a instalar	1	4	1

26 **5.1.1. Predios de las subestaciones de 230 kV**

27 **Subestación Bello 230 kV**

1
2 La subestación existente Bello 230 kV, de propiedad de EPM E.S.P., está localizada en el
3 municipio de Bello en el Departamento de Antioquia, en las siguientes coordenadas
4 aproximadas:

5
6 Longitud: 75° 32' 15,40 O
7 Latitud: 6° 20' 16,82 N
8 Altitud: 1456,72 msnm

9
10 Esta subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida
11 para este Proyecto. No obstante, se requiere la construcción de una nueva caseta de
12 control para los equipos asociados a la bahía.

13
14 NOTA: Información específica referente a la Subestación Bello 230 kV, recopilada por la
15 UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

16 **Subestación Guayabal 230 kV**

17
18
19 Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, en inmediaciones de la
20 subestación existente Guayabal 110 kV propiedad de EPM E.S.P., la cual está ubicada en
21 la ciudad de Medellín en el departamento de Antioquia, considerando las facilidades para
22 los accesos de las líneas de transmisión objeto del Proyecto y el acceso de las líneas del
23 STR. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones
24 detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con
25 los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las
26 restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general,
27 con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta
28 que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este
29 sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

30
31 En la selección del predio de la subestación, el Inversionista deberá analizar todos los
32 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los
33 riesgos de inundación ante eventuales desbordamientos de los ríos aledaños, condición
34 que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un
35 documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a consideración
36 del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

37
38 La subestación Guayabal 110 kV existente está localizada en las siguientes coordenadas
39 aproximadamente:

40
41 Longitud: 75° 34' 46,48" O

1 Latitud: 6° 12' 40,24 N
2 Altitud: 1511,77 msnm
3

4 En el documento “**ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**
5 **DEL PROYECTO GUAYABAL 230 KV OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA**
6 **UPME 04-2013**” se suministra información de referencia sobre la alternativa de ruta de la
7 línea de transmisión estudiada y para la localización del predio de la Subestación. Su
8 objeto es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones,
9 constituyéndose en una referencia ilustrativa para los diferentes Interesados.

10
11 NOTA: Información específica referente a la Subestación Guayabal 110 kV existente,
12 recopilada por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.
13

14 **Subestación Ancón Sur 230 kV**

15

16 La subestación existente Ancón Sur 230 kV, de propiedad de EPM E.S.P., está localizada
17 en el sector sur de Medellín, cercano a Sabaneta en el Departamento de Antioquia, en las
18 siguientes coordenadas aproximadas:
19

20 Longitud: 75° 37' 59,53” O
21 Latitud: 6° 09' 03,84” N
22 Altitud: 1456,72 msnm
23

24 Esta subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida
25 para este Proyecto. No obstante, se deben tener en cuenta las siguientes
26 consideraciones:

- 27
- Construcción de una nueva caseta de control para los equipos asociados a la bahía.
- 28
- Revisión de distancias aledañas a ríos, quebradas u otros afluentes.
- 29

30
31 NOTA: Información específica referente a la Subestación Ancón Sur 230 kV, recopilada
32 por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.
33

34 **5.1.2. Conexiones con Equipos Existentes**

35

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

1
2 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
3 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
4 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
5 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.
6

7 **5.1.3. Servicios Auxiliares**

8
9 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
10 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.
11

12 **5.1.4. Infraestructura y Módulo Común**

13
14 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
15 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.
16

17 **5.2. Normas para Fabricación de los Equipos**

18
19 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
20 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
21 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
22 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
23 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
24 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
25 eminentemente técnicos y de calidad.
26

27 **5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos**

28
29 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
30 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de
31 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of
32 Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al
33 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son
34 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.
35

36 **5.3.1. Procedimiento General del Diseño**

37
38 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:
39

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

1
2 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
3 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
4 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
5 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
6 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
7 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
8 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
9 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
10 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
11 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
12 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte,
13 almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de
14 construcción y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los
15 cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos
16 del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los
17 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para
18 efectuar las pruebas funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las
19 pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto
20 y los procedimientos de operación y mantenimiento.

21
22 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
23 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
24 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

25
26 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
27 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
28 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
29 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
30 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
31 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

32
33 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
34 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
35 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán
36 reuniones conjuntas entre ambas partes con el fin de lograr los acuerdos
37 modificadorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

38
39 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el
40 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
41 Proyecto.

1
2 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
3 documento de cumplimiento obligatorio.

4
5 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
6 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
7 pruebas.

8
9 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
10 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
11 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la
12 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la
13 operación y mantenimiento.

14
15 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y
16 entregada a la Interventoría para revisión.

17
18 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros
19 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las
20 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,
21 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican
22 las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar
23 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de
24 Ingeniería Básica.

25
26 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la
27 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.
28 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o
29 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al
30 Inversionista y a la UPME si es del caso.

31
32 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la
33 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y
34 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos
35 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las
36 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

37
38 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
39 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si
40 es del caso.

41

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

5
6 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y
7 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán
8 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
9 y a la UPME si es del caso.

10
11 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,
12 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

13 14 **5.3.2. Estudios del Sistema**

15
16 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines
17 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros
18 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los
19 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos
20 y/o memorias de cálculo:

- 21 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
22 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,
23 sísmicos y de resistividad.
- 24 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 25
26 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
27 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 28
29 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 30
31 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
32 distancias eléctricas.
- 33
34 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
35 y a corto circuito.
- 36
37 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
38 aislados.
- 39
40
41

- 1 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 2
- 3 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 4
- 5 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 6
- 7 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 8
- 9 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
- 10
- 11
- 12 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- 13
- 14

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

- 17
- 18 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 19
- 20 - Origen de los datos de entrada.
- 21
- 22 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
23 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 24
- 25 - Resultados.
- 26
- 27 - Bibliografía.
- 28

29 5.3.3. Distancias de Seguridad

30

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

34 5.4. Equipos de Potencia

35 5.4.1. Interruptores

36

37

38

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

1
2 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener
3 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

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

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

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

20 21 **5.4.2. Descargadores de Sobretensión**

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

27
28 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
29 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los
30 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
31 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 descargadores iguales o similares
35 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su
36 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer
37 las respectivas pruebas a su costa.

38 39 **5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

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

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

12 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
13 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares
14 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su
15 equivalente en ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las
16 respectivas pruebas a su costa.
17

18 5.4.4. Transformadores de Tensión

19
20 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC
21 60358, “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument*
22 *transformers, Measurement of partial discharges*” o su equivalente en ANSI.
23

24 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
25 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
26 cargas externas adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en
27 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
28 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus
29 anexos.
30

31 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
32 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
33 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
34 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
35

36 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
37 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión
38 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
39 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
40 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su
41 costa.

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
- Common clauses or HV switchgear and controlgear standards - IEC62271-1

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

5
6 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta
7 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

8
9 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
10 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

11 12 **5.5. Equipos de Control y Protección**

13 14 **5.5.1. Sistemas de Protección**

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

23
24 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones
25 principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos
26 protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema
27 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo
28 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección
29 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de
30 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

31
32 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en
33 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las
34 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

35
36 El esquema de protección de barras, en la nueva Subestación Guayabal 230 kV deberá
37 consistir de un sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.
38

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

9
 10 **5.5.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

11
 12 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 13 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>reportes.</p> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>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>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>
0	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	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:

26

- 27 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
 28 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 29
- 30 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
- 31 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
 32 equipos vía la red.

- 1 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
2 Automatización de la Subestación.
3
4 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
5 funciones:
6 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.
7 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.
8 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
9 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
10 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
11 detener el sistema.
12 ➤ Mantenimiento de cada equipo.
13 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
14 del sistema.
15

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

24 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
25 subestación:

- 26 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
27 Subestación.
28
29 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
30 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización
31 proveniente de un reloj GPS.
32
33 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
34 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
35

36 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de las Subestaciones
37 para el correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional
38 de Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En
39 este aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos
40 los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.
41

1 **5.5.3. Medidores Multifuncionales**

2
3 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
4 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
5 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con
6 emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben
7 cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995,
8 en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

9
10 **5.5.4. Controladores de Bahía**

11
12 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
13 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
14 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
15 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá
16 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

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

- 24
25 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
26
27 - Despliegue de alarmas.
28
29 - Despliegue de eventos.
30
31 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
32
33 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
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
40 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
41 puertos para la comunicación.

1
2 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
3 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares

4
5
6
7 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
8 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
9 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

10
11 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz
12 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y
13 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de
14 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
15 funcionalidades como mínimo:

- 16 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 17
- 18 - Despliegue de alarmas.
- 19
- 20 - Despliegue de eventos.
- 21
- 22 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 23
- 24 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
25 función.
- 26
- 27 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 28

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

5.5.6. Switches

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

- 38 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.
- 39
- 40 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
- 41

- 1
2 - Deberá incluir las siguientes características de red:
3
4 • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en MAC Bridges
5 • IEEE 802.1q VLAN
6
7 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
8
9 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
10 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
11
12 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
13 más exigente.
14

15 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para
16 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de
17 protección y medida.
18

19 **5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

20
21 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:
22

23 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
24 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez
25 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
26 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
27 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.
28

29 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
30 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos
31 distribuidos en la Subestación.
32

33 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores
34 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con
35 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.
36

37 **5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2**

38 **5.5.8.1. Controlador de la Subestación**

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

9
10 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
11 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
12 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
13 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores
14 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,
15 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de
16 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

17 18 **5.5.8.2. Registradores de Fallas**

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

26 27 **5.5.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

28
29 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través
30 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo
31 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para
32 mostrar la información del proceso.

33
34 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
35 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
36 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 37
38 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
39
40 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
41

- 1 - Comunicación con el CND.
- 2
- 3 - Comunicación con la red de área local.
- 4
- 5 - Facilidades de mantenimiento.
- 6
- 7 - Facilidades para entrenamiento.
- 8
- 9 - Función de bloqueo.
- 10
- 11 - Función de supervisión.
- 12
- 13 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 14
- 15 - Guía de operación.
- 16
- 17 - Manejo de alarmas.
- 18
- 19 - Manejo de curvas de tendencias.
- 20
- 21 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 22
- 23 - Marcación de eventos y alarmas.
- 24
- 25 - Operación de los equipos.
- 26
- 27 - Programación, parametrización y actualización.
- 28
- 29 - Reportes de operación.
- 30
- 31 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 32 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 33
- 34 - Secuencia de eventos.
- 35
- 36 - Secuencias automáticas.
- 37
- 38 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 39
- 40 - Supervisión de la red de área local.
- 41

1 **5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones**

2
3 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
4 1995, en su última revisión.

5
6 **5.6. Obras Civiles**

7
8 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de las Subestaciones
9 con el siguiente alcance:

10
11 **Subestación Guayabal 230 kV**

- 12
- 13 • Diseño y construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el
14 edificio de control.
 - 15
 - 16 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación,
17 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental
18 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
 - 19
 - 20 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos
21 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo
22 Resistente NSR-10.
 - 23

24 **Subestaciones Bello 230 kV y Ancón Sur 230 kV**

- 25
- 26 • Diseño y construcción de todas las obras civiles para instalar las nuevas bahías y
27 construcción o ampliación de los edificios de control
 - 28
 - 29 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación,
30 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental
31 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
 - 32
 - 33 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos
34 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo
35 Resistente NSR-10.
 - 36

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

1 el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista
2 deberá presentarle a la Interventoría la siguiente información:

- 3
- 4 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
 - 5
 - 6 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
7 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
 - 8
 - 9 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse
10 la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en
11 campo verificadas por el Interventor.
- 12

13 **5.7. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

14

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

20

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

26

28 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

29

31 **6.1. Pruebas y Puesta en Servicio**

32

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

37

38 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
39 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
40 diseñados por el Inversionista de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el
41 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por

1 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
2 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen
3 con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

4
5 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista debe efectuar las siguientes pruebas
6 como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los
7 requerimientos del CND, vigentes:

- 8
9 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
10
11 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
12 asociadas.
13
14 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el
15 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,
16 gestión de protecciones.
17
18 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
19

20 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las
21 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
22 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
23

24 6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- 27
28 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
29
30 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
31
32 - Diagrama Unifilar.
33
34 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
35 Proyecto.
36
37 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
38
39 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
40
41 - Cronograma de pruebas.

- 1
2 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
3 con información definitiva.
4
5 - Protocolo de energización.
6
7 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
8
9 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
10 punto de conexión.
11
12 - Carta de declaración en operación comercial.
13
14 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
15 actualizados por el CND.
16
17

18 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

19
20
21 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
22 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
23
24

25 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

26
27
28 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 04-2013, como costos
29 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital
30 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
31 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
32 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información
33 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos
34 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
35
36

37 **9. FIGURAS**

38
39
40 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:
41

- 1 Figura 1 Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental Mapa
- 2 referencial e ilustrativo únicamente.
- 3
- 4 Figura 2 Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e
- 5 ilustrativo únicamente.
- 6
- 7 Figura 3 Diagrama Unifilar Subestación Bello 230 kV.
- 8
- 9 Figura 4 Diagrama Unifilar Subestación Guayabal 230 kV.
- 10
- 11 Figura 5 Diagrama Unifilar Subestación Ancón Sur 230 kV.
- 12