

1  
2  
3 **ANEXO 1**  
4  
5  
6  
7  
8  
9

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

15  
16 **CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR**  
17 **UPME 10 – 2015**  
18

19  
20 **(UPME STR 10 – 2015)**  
21  
22  
23  
24

25  
26 **SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,**  
27 **ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y**  
28 **MANTENIMIENTO DE LAS NUEVAS SUBESTACIONES BOLÍVAR 110 kV,**  
29 **MANZANILLO 110 kV Y OBRAS ASOCIADAS, EN EL DEPARTAMENTO DE BOLÍVAR**  
30

31  
32 **DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR**  
33  
34  
35  
36  
37

38 **Bogotá D. C., octubre de 2015**  
39  
40

## ÍNDICE

1			
2			
3			
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....		<b>4</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales .....		4
6	1.2 Definiciones .....		5
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....		<b>5</b>
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones: .....		7
9	2.1.1 En la nueva Subestación Manzanillo 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)		8
10	2.1.2 En la nueva Subestación Bolívar 110 kV (operada inicialmente a 66 kV) .....		8
11	2.1.3 En la Subestación Bolívar 220 kV .....		9
12	2.1.4 En la nueva Subestación Bayunca 110 kV (operada inicialmente a 66 kV).		10
13	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto .....		11
14	2.2.1 En la nueva Subestación Manzanillo 110 kV (operada inicialmente a 66 kV) .		
15	.....		11
16	2.2.2 En la Subestación Bolívar 220 kV .....		11
17	2.2.3 En la nueva Subestación Bayunca 110 kV (operada inicialmente a 66 kV).		12
18	2.2.4 En la existente línea Bayunca-Villa Estrella 66 kV .....		12
19	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....		<b>13</b>
20	3.1 Parámetros del Sistema .....		13
21	3.2 Nivel de Corto Circuito .....		14
22	3.3 Materiales .....		14
23	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....		14
24	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....		15
25	3.6 Pruebas en Fábrica .....		15
26	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV (operadas inicialmente a 66 kV).</b>		<b>15</b>
27	4.1 General .....		15
28	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión .....		17
29	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas .....		18
30	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV .....		18
31	4.4.1 Aislamiento .....		18
32	4.4.2 Conductores de Fase .....		19
33	4.4.3 Cable(s) de Guarda .....		20
34	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas .....		21
35	4.4.5 Estructuras .....		21
36	4.4.6 Localización de Estructuras .....		22
37	4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores .....		22
38	4.4.8 Cimentaciones.....		22
39	4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas.....		23
40	4.4.10 Señalización Aérea.....		24
41	4.4.11 Obras Complementarias .....		24
42	4.5 Informe Técnico .....		24
43	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b> .....		<b>25</b>

1	5.1	General .....	25
2	5.1.1	Predio de las subestaciones .....	25
3	5.1.2	Conexiones con Equipos Existentes .....	27
4	5.1.3	Servicios Auxiliares.....	27
5	5.1.4	Infraestructura y Módulo Común.....	27
6	5.1.5	Espacios de Reserva.....	28
7	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos .....	29
8	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos .....	30
9	5.4	Procedimiento General del Diseño .....	30
10	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica .....	31
11	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle .....	34
12	5.4.3	Estudios del Sistema .....	38
13	5.4.4	Distancias de Seguridad.....	39
14	5.5	Equipos de Potencia .....	39
15	5.5.1	Interruptores .....	39
16	5.5.2	Transformadores de Potencia.....	40
17	5.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	41
18	5.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	42
19	5.5.5	Transformadores de Tensión .....	42
20	5.5.6	Transformadores de Corriente.....	43
21	5.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	44
22	5.5.8	Sistema de puesta a tierra .....	45
23	5.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	45
24	5.6	Equipos de Control y Protección .....	45
25	5.6.1	Sistemas de Protección .....	45
26	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	46
27	5.6.2.1	Características Generales .....	47
28	5.6.3	Medidores multifuncionales .....	49
29	5.6.4	Controladores de Bahía .....	49
30	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	50
31	5.6.6	Switches .....	50
32	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	51
33	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	51
34	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	53
35	5.7	Obras Civiles.....	53
36	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>54</b>
37	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio .....	54
38	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	55
39	<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>55</b>
40	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO .....</b>	<b>55</b>
41	<b>9.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>55</b>
42	<b>10.</b>	<b>FIGURAS .....</b>	<b>56</b>
43			

## ANEXO 1

### 1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME STR 10 - 2015.

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

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

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, los aplicables en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

#### 1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes

1 para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha  
2 anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.  
3

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

## 13 1.2 Definiciones

14  
15 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido  
16 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.  
17  
18

## 19 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

20  
21 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
22 operación y mantenimiento de las siguientes obras:  
23

- 24 i. Suministro e instalación de la nueva Subestación Manzanillo 110 kV (operada  
25 inicialmente a 66 kV) en configuración doble barra más seccionador de transferencia.  
26 Esto incluye el suministro e instalación de dos (2) bahías de línea, una (1) bahía de  
27 acople de barras y los espacios de reserva señalados en el presente anexo. Ver Nota  
28 b del presente numeral 2.  
29
- 30 ii. Suministro e instalación de dos bahías de transformación a 220 kV en configuración  
31 doble barra más seccionador de transferencia, en la existente Subestación Bolívar 220  
32 kV. Esto incluye la extensión del barraje a 220 kV y/o conexión al mismo, junto con los  
33 elementos, equipos, protecciones y adecuaciones físicas y eléctricas necesarias para  
34 el correcto uso, funcionamiento y operación de las mencionadas bahías de  
35 transformación a 220 kV.  
36
- 37 iii. Suministro e instalación de dos (2) transformadores 220/66 kV (convertibles a 220/110  
38 kV) de 100 MVA cada uno, que se conectarán a las dos (2) bahías de transformación  
39 mencionadas en el ítem ii del presente numeral 2 y a las dos (2) bahías de  
40 transformación mencionadas en el ítem iv del presente numeral 2.  
41
- 42 iv. Suministro e instalación, de la nueva Subestación Bolívar 110 kV (operada  
43 inicialmente a 66 kV), en configuración doble barra más seccionador de transferencia.

- 1        Esto incluye el suministro e instalación de tres (3) bahías de línea, una (1) bahía de  
2        acople de barras, dos (2) bahías de transformación y los espacios de reserva  
3        señalados en el presente anexo. Esta subestación estará ubicada en inmediaciones  
4        de la subestación existente Bolívar 220 kV.  
5  
6        v.     Suministro e instalación del nuevo barraje 110 kV en la existente Subestación Bayunca  
7        110 kV (operada inicialmente a 66 kV), en configuración barra sencilla, para la  
8        conexión, como mínimo, de la existente bahía de transformación (ver Nota d del  
9        presente numeral 2), y de dos (2) nuevas bahías de línea 110 kV (operadas  
10        inicialmente a 66 kV).  
11  
12        vi.    Suministro e instalación, de una (1) nueva bahía de línea a 110 kV (operada  
13        inicialmente a 66 kV) en configuración barra sencilla, para la conexión de la existente  
14        línea Bayunca–Villa Estrella al barraje mencionado en el ítem v del presente numeral  
15        2. Cabe aclarar que hace parte de este alcance, la conexión de la mencionada línea a  
16        la nueva bahía de línea junto con todos los elementos, equipos, protecciones, obras y  
17        adecuaciones físicas y eléctricas necesarias para el correcto uso, funcionamiento y  
18        operación. Ver Nota d del presente numeral 2.  
19  
20        vii.   Suministro e instalación, de una (1) nueva bahía de línea a 110 kV (operada  
21        inicialmente a 66 kV) en configuración barra sencilla, en la subestación Bayunca 110  
22        kV (operada inicialmente a 66 kV). Esta bahía estará conectada al barraje mencionado  
23        en el ítem v del presente numeral 2.  
24  
25        viii. Construcción, una nueva línea circuito sencillo a 110 kV (operada inicialmente a 66  
26        kV), con una longitud aproximada de 19 km, desde la nueva subestación Manzanillo  
27        (ítem i del presente numeral 2) hasta la nueva subestación Bolívar 110 kV (ítem ii del  
28        presente numeral 2), para configurar la nueva línea Manzanillo–Bolívar 110 kV  
29        (operada inicialmente a 66 kV).  
30  
31        ix.    Construcción, de una nueva línea circuito sencillo a 110 kV (operada inicialmente a 66  
32        kV), con una longitud aproximada de 8 km, desde la nueva subestación Manzanillo  
33        110 kV (ítem i del presente numeral 2) hasta la subestación Bayunca 110 kV (ítem vii  
34        del presente numeral 2), para configurar la nueva línea Manzanillo–Bayunca 110 kV  
35        (operada inicialmente a 66 kV).  
36  
37        x.     Construcción de una línea doble circuito a 110 kV (operada inicialmente a 66 kV), con  
38        una longitud aproximada de 2,7 km, desde la nueva subestación Bolívar (ítem ii del  
39        presente numeral 2) hasta interceptar la existente línea Bayunca-Villa Estrella para  
40        reconfigurarla en Bayunca–Bolívar–Villa Estrella. Cabe aclarar que hace parte de este  
41        alcance las conexiones y desconexiones requeridas para la reconfiguración  
42        mencionada.  
43

- 1 xi. Suministro e instalación de todos los elementos adicionales necesarios para la  
2 construcción, operación y mantenimiento de las obras objeto de la presente  
3 Convocatoria, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e  
4 infraestructura asociada, sin limitarse a estos.  
5  
6 xii. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5 del presente Anexo.  
7

8 **NOTAS:**  
9

- 10 a. El diagrama unifilar de las Subestaciones intervenidas por motivo de la presente  
11 Convocatoria Pública hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá  
12 modificar la disposición de las bahías en el diagrama unifilar previo concepto del  
13 Interventor y aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso una  
14 disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación presentada  
15 involucra a terceros, como al Operador de Red o propietarios de subestaciones  
16 existentes u otros, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.  
17  
18 b. Dado que el proyecto tiene como finalidad proveer un nuevo punto de inyección para  
19 el SDL de la zona, ELECTRICARIBE tiene contemplado, dentro de su plan de  
20 expansión, la instalación de un (1) transformador 66/13.8 kV – 30 MVA en la nueva  
21 Subestación Manzanillo. Por lo anterior, el Inversionista deberá garantizar la  
22 disponibilidad del barraje 110 kV (operado inicialmente a 66 kV) para la conexión de  
23 la bahía de alta tensión del mencionado transformador y deberá llegar a acuerdos  
24 con ELECTRICARIBE para la disposición de los equipos en la Subestación. En  
25 cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.  
26 Se aclara que tanto el transformador 66/13.8 kV – 30 MVA, como su bahía de alta  
27 tensión no hacen parte de la presente Convocatoria Pública UPME STR 10-2015,  
28 por considerarse activos pertenecientes al SDL.  
29  
30 c. En la existente Subestación Bayunca, actualmente existe una bahía compartida  
31 entre la existente línea Bayunca-Villa Estrella 66 kV y un módulo de transformación  
32 66/13.8 kV, es decir, no existe barraje a 66 kV en la subestación.  
33  
34 d. Para efectos de la presente Convocatoria, se considera que la bahía compartida  
35 mencionada en la anterior Nota c, pertenece al existente módulo de transformación  
36 66/13.8 kV (denominada existente bahía de transformación en el ítem v del presente  
37 numeral 2). Por esta razón, hace parte de la presente convocatoria la normalización  
38 de la conexión (ítems v y vi del presente numeral 2) de la existente línea Bayunca-  
39 Villa Estrella (la cual se reconfigurará en Bayunca–Bolívar–Villa Estrella, ver ítem x  
40 del presente numeral 2).  
41

42 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:**  
43

1 **2.1.1 En la nueva Subestación Manzanillo 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)**

2  
3 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y  
4 la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva  
5 definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera  
6 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6)  
7 o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la  
8 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

9  
10 La nueva Subestación Manzanillo 110 kV (operada inicialmente a 66 kV) deberá ser  
11 construida en configuración doble barra más seccionador de transferencia y deberá incluir  
12 lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo 1. Dado que esta subestación operara  
13 inicialmente a 66 kV y en un futuro a 110 kV, el inversionista suministrará los equipos con  
14 las características técnicas necesarias para realizar este cambio de nivel de tensión de  
15 operación.

16  
17 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
18 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
19 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
20 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

21  
22 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Manzanillo se muestra en la Figura 1. El  
23 Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE, deberán llegar a los  
24 acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá  
25 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos  
26 a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse  
27 para expansiones.

28  
29 Los equipos o elementos a instalar en la nueva subestación Manzanillo 110 kV (operada  
30 inicialmente a 66 kV) deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

31  
32 **2.1.2 En la nueva Subestación Bolívar 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)**

33  
34 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y  
35 la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva  
36 definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera  
37 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6)  
38 o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la  
39 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

40  
41 La nueva Subestación Bolívar 110 kV (operada inicialmente a 66 kV) deberá ser construida  
42 en configuración doble barra más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito  
43 en el numeral 2 del presente Anexo 1. Dado que esta subestación operara inicialmente a



1 66 kV y en un futuro a 110 kV, el inversionista suministrará los equipos con las  
2 características técnicas necesarias para realizar este cambio de nivel de tensión de  
3 operación.

4  
5 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
6 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
7 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
8 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

9  
10 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Bolívar 110 kV se muestra en la Figura 2.

11  
12 Los equipos o elementos a instalar en la nueva Subestación Bolívar 110 kV (operada  
13 inicialmente a 66 kV) deberán ser completamente nuevos y de última tecnología

### 14 15 **2.1.3 En la Subestación Bolívar 220 kV**

16  
17 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y  
18 la construcción de las obras descritas en el numeral 2. Los equipos a instalar podrán ser  
19 convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated  
20 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o  
21 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás  
22 requisitos establecidos en los DSI.

23  
24 Las bahías de transformación 220 kV a instalarse deberán tener la misma configuración de  
25 la existente Subestación Bolívar 220 kV, la cual es doble barra más seccionador de  
26 transferencia. El responsable de la existente Subestación Bolívar 220 kV es  
27 INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

28  
29 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
30 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
31 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
32 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

33  
34 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Bolívar 220 kV se muestra en la Figura 3. El  
35 Inversionista seleccionado en coordinación con INTERCOLOMBIA, deberán llegar a los  
36 acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura. De cualquier forma, los  
37 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan  
38 utilizarse para expansiones.

39  
40 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Bolívar 220 kV deberán ser  
41 completamente nuevos y de última tecnología.

42

1 **2.1.4 En la nueva Subestación Bayunca 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)**

2  
3 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y  
4 la construcción de las obras descritas en el numeral 2. Los equipos a instalar podrán ser  
5 convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated  
6 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o  
7 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás  
8 requisitos establecidos en los DSI.

9  
10 La existente Subestación Bayunca, propiedad de ELECTRICARIBE, no se encuentra  
11 normalizada. En ella, actualmente se conectan la línea Bayuca-Villa Estrella 66 kV y un (1)  
12 transformador 66/13.8 kV a través de una bahía compartida (bahía 66 kV Línea –  
13 Transformador). Para efectos de la presente Convocatoria Pública UPME STR, se  
14 considera que la mencionada bahía compartida es una bahía de transformación (existente  
15 bahía de transformación 110 kV), y que es utilizada por ELECTRICARIBE. Por lo anterior,  
16 hace parte de la presente Convocatoria el barraje 110 kV (operado inicialmente a 66 kV) y  
17 la normalización de la conexión de la línea a dicho barraje. Así, el Inversionista  
18 seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá hacerse cargo de la  
19 construcción del barraje a 110 kV (operada inicialmente a 66 kV), en configuración barra  
20 sencilla, de una bahía de línea para la nueva línea Bayunca-Manzanillo y la normalización  
21 de la conexión de la línea Bayunca-Villa Estrella, mediante una nueva bahía de línea en  
22 configuración barra sencilla, incluyendo todas los elementos, equipos, obras y  
23 adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición, y  
24 demás necesarios para la conexión de la línea a la mencionada bahía de línea. También  
25 estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la construcción,  
26 operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control,  
27 protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe  
28 garantizar su compatibilidad con la infraestructura.

29  
30 La Subestación Bayunca 110 kV (operada inicialmente a 66 kV) deberá incluir lo descrito  
31 en el numeral 2 del presente Anexo 1. Dado que esta subestación operara inicialmente a  
32 66 kV y en un futuro a 110 kV, el Inversionista suministrará los equipos con las  
33 características técnicas necesarias para realizar este cambio de nivel de tensión de  
34 operación.

35  
36 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Bayunca se muestra en la Figura 4. El  
37 Inversionista seleccionado en coordinación con el ELECTRICARIBE, deberán llegar a los  
38 acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura. De cualquier forma los  
39 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan  
40 utilizarse para expansiones.

41  
42 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Bayunca 110 kV (operada  
43 inicialmente a 66 kV) deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

1  
2 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**  
3

4 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la  
5 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o  
6 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión  
7 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en  
8 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de  
9 conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

10  
11 **2.2.1 En la nueva Subestación Manzanillo 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)**  
12

13 El propietario de la nueva Subestación Manzanillo será el Inversionista resultante de la  
14 presente Convocatoria Pública UPME STR 10 – 2015.

15  
16 La frontera, en la nueva Subestación Cereté 110 kV, entre el STR y el SDL será en el barraje  
17 de 110 kV (operado inicialmente a 66 kV). El Transmisor Regional que desarrolle la presente  
18 Convocatoria Pública UPME STR 10-2015, deberá dejar listo, para su uso, el barraje 110  
19 kV (operado inicialmente a 66 kV) para la conexión de una (1) bahía de transformación a  
20 110 kV perteneciente al SDL razón por la cual no hacen parte de esta Convocatoria.

21  
22 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
23 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
24 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
25 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
26 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
27 firmados por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos  
28 en sus condiciones básicas.

29  
30 **2.2.2 En la Subestación Bolívar 220 kV**  
31

32 El responsable de la Subestación Bolivar 220 kV es INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

33  
34 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
35 Bolivar 220 kV es el barraje.

36  
37 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
38 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
39 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
40 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
41 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
42 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
43 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente

1 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en  
2 conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar  
3 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de  
4 conexión.

### 6 **2.2.3 En la nueva Subestación Bayunca 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)**

8 El propietario de la Subestación Bayunca y de la existente línea Bayunca-Villa Estrella es  
9 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

11 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública es en la llegada de  
12 la línea Bayunca-Villa Estrella a la Subestación Bayunca. Este punto permite la conexión  
13 de la normalizada Subestación Bayunca 110 kV (inicialmente operada a 66 kV) al STR  
14 existente.

16 Para la conexión del transformador 66/13.8 kV de propiedad de ELECTRICARIBE, a la  
17 normalizada Subestación Bayunca 110 kV (inicialmente operada a 66 kV), el punto de  
18 conexión es el barraje 110 kV (operado inicialmente a 66 kV).

20 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
21 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
22 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
23 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
24 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
25 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
26 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente  
27 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en  
28 conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar  
29 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de  
30 conexión.

### 32 **2.2.4 En la existente línea Bayunca-Villa Estrella 66 kV**

34 El propietario de la existente línea Bayunca-Villa Estrella 66 kV es ELECTRICARIBE S.A.  
35 E.S.P.

37 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,  
38 control y protecciones de las bahías de línea de la nueva Subestación Bolivar 110 kV  
39 (operada inicialmente a 66 kV), con los sistemas de las bahías de los extremos de las  
40 líneas, específicamente en las Subestaciones Bayunca y Villa Estrella.

42 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
43 Pública UPME STR 10 – 2015 y los propietarios involucrados deberá incluir, entre otros

1 aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a la  
2 línea y con cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las Subestaciones  
3 Bayunca y Villa Estrella que se generen producto de la reconfiguración de la existente línea  
4 Bayunca-Villa Estrella en Bayunca-Bolivar-Villa Estrella. Este contrato de conexión deberá  
5 estar firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al  
6 menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
7 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con  
8 la debida justificación, la modificación del momento en que se firma del contrato de  
9 conexión.

### 12 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

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

#### 25 3.1 Parámetros del Sistema

27 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado  
28 deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características  
29 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

31 Tensión nominal	220/110 kV
32 Frecuencia asignada	60 Hz
33 Puesta a tierra	Sólida
34 Numero de fases	3
35 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
36 Servicios Auxiliares DC	125V
37 Tipo de Subestación	Convencional o GIS o un híbrido

#### 39 Líneas de Transmisión en 110 kV:

41 Tipo de línea: Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o  
42 estructuras compactas, y/o subterránea.

- 1 Circuitos por torre: Según diseño. Se podrán compartir estructuras de  
2 soporte con infraestructura existente.  
3 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.  
4 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

5  
6 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y  
7 subterráneas o subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función del  
8 diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.  
9

### 10 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

11  
12 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se  
13 garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás  
14 elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto  
15 circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas  
16 y los indicados en las normas IEC aplicables.  
17

### 18 **3.3 Materiales**

19  
20 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor  
21 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de  
22 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras  
23 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para  
24 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
25 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista seleccionado deberá  
26 presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las  
27 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE  
28 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará  
29 sobre el Reglamento actualmente vigente.  
30

### 31 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

32  
33 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
34 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
35 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista seleccionado deberá  
36 presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo  
37 y/o reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.  
38

39 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los  
40 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución  
41 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy  
42 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.  
43

### 3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el 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 Inversionista seleccionado. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor.

### 3.6 Pruebas en Fábrica

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

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

## 4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV (operadas inicialmente a 66 kV)

### 4.1 General

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

- 1 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas o  
 2 tramos 110 kV, los cuales se operaran inicialmente a 66 kV:  
 3

Líneas a 110 kV (Operadas inicialmente a 66 kV)				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase	Esta es la tensión de diseño, aunque las líneas se operarán inicialmente a 66 kV.	kV	110
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Tipo de línea			Aérea/Subterránea
4	Longitud aproximada	Esta longitud es de referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones. La longitud real será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	km	Tramo de línea Bolívar a intersección con Línea Villa Estrella-Bayunca: 2,7  Línea Manzanillo-Bayunca: 8  Línea Manzanillo-Bolívar: 18
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Tramo de línea Bolívar a intersección con Línea Villa Estrella-Bayunca: Entre 18 y 30  Línea Manzanillo-Bayunca: Entre 10 y 40  Línea Manzanillo-Bolívar: Entre 10 y 40
6	Ancho mínimo de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	20 para línea en torres y 15 para línea en postes
7	Número de circuitos por torre o canalización		Unidad	Según diseño
8	Distancias de seguridad	RETIE Numeral 13.3 (o aquella que la modifique y/o sustituya)		Según altitud
9	Sub-conductores por fase		Unidad	Según diseño
10	Cantidad de cables de guarda-línea aérea		Unidad	Según diseño



Líneas a 110 kV (Operadas inicialmente a 66 kV)				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
11	Tipo de estructura para línea aérea			Auto soportada
12	Conductor de fase en línea aérea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		AAC, ACAR o AAAC
13	Conductor de fase en línea subterránea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		Cobre
14	Cables de guarda	Con características según numeral 4.4.3 de este Anexo.		Alumoclad
15	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25
16	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda para línea aérea en cualquier condición, referida a su tensión de rotura	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50
17	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra en líneas aéreas	RETIE numeral 15.4 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	Ohm	20
18	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas en línea aérea		Flameos / 100 km-año	3
19	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.			Debe asegurar permanencia en servicio continuo

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

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

7  
 8 **4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión**

9  
 10 La selección de la ruta para las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME  
 11 STR 10 – 2015, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos

1 de definir la ruta de las líneas a 110 kV (operadas inicialmente a 66 kV), será el Inversionista  
2 el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades  
3 ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de  
4 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan  
5 las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general,  
6 con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá  
7 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden  
8 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

9  
10 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados”  
11 publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME 10-  
12 2015 o la información suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente  
13 Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,  
14 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

### 15 16 **4.3 Longitud Aproximada de las Líneas**

17  
18 La longitud anunciada en la tabla del numeral 4.1 de este documento son de referencia y  
19 está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice  
20 el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en  
21 sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

### 22 23 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV**

24  
25 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del  
26 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección  
27 del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado  
28 Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones) y en  
29 el RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea.

30  
31 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de diseño  
32 deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en los casos  
33 en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea  
34 ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al detalle todas las  
35 características del diseño original de la Línea de Transmisión y confrontarlas con la  
36 normatividad actual.

37  
38 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor  
39 Regional cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

#### 40 41 **4.4.1 Aislamiento**

1 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de  
2 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones y/o  
3 las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño del  
4 aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de  
5 aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en  
6 las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en  
7 particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos  
8 desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las  
9 barras de 110 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y  
10 que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas  
11 de crecimiento.

12  
13 Para el caso de líneas o tramos de líneas aéreas se considera como parámetro de diseño  
14 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea/año ante descargas eléctricas  
15 atmosféricas y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

16  
17 Para el caso de líneas o tramos de líneas subterráneas en todos los sitios de transición  
18 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la  
19 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o  
20 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la  
21 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

#### 22 23 **4.4.2 Conductores de Fase**

24  
25 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias  
26 de la ruta y el lugar donde el Proyecto objeto de la presente Convocatoria operará, por tanto  
27 será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si  
28 el diseño realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los  
29 valores límites establecidos.

30  
31 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR,  
32 sean aéreas o subterráneas, deberán ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C  
33 y de igual o mayor capacidad de corriente a las siguientes:

- 34
- 35 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0713
  - 36 ohmios/km.
  - 37 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 700
  - 38 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 39

40 En caso de conductores en haz o múltiples por fase la resistencia equivalente  
41 corresponderá a la resistencia de cada uno de los cables dividida por el número de cables  
42 y la capacidad de corriente, para líneas aéreas será el producto de las capacidades

1 individuales por la cantidad de cables en haz, mientras que para las subterráneas las  
2 capacidades serán determinadas según la norma IEC 60287.

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

6  
7 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
8 el 50% de su correspondiente tensión de rotura. La tensión de tendido y halado de los  
9 cables aislados en líneas subterráneas no deberán exceder las recomendadas por el  
10 fabricante.

11  
12 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores  
13 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético  
14 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular  
15 pueden estar expuestos durante varias horas.

16  
17 De presentarse características en el ambiente, para estas nuevas líneas, que tuvieran  
18 efecto corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos  
19 de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,  
20 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad  
21 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor deberá ser cobre con aislamiento XLPE y  
22 con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito previsibles para la  
23 línea. En caso de que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser  
24 incorporadas al cable o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la  
25 Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

#### 26 27 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

28  
29 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

30  
31 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda  
32 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW, con  
33 la única excepción de líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con fibra óptica.

34  
35 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda  
36 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberá ser del tipo Alumoclad o de otro  
37 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los  
38 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su  
39 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar  
40 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan  
41 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del  
42 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados

1 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por  
2 ellos.

3

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

6

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

9

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

14

#### 15 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

16

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

27

28 Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de  
29 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y las  
30 tensiones de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

31

#### 32 **4.4.5 Estructuras**

33

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

38

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

1  
2 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
3 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
4 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología  
5 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*  
6 *Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y  
7 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a partir de los  
8 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
9 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*  
10 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
11 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los que se  
12 obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara  
13 así, primarán estas últimas.  
14

#### 15 **4.4.6 Localización de Estructuras**

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

#### 25 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

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

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

#### 40 **4.4.8 Cimentaciones**

41  
42 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo  
43 de las cimentaciones propuestas, que deberán hacerse considerando la metodología

1 establecida por el ASCE en la última revisión del documento “*Guidelines for Electrical*  
2 *Transmission Line Structural Loading – Practice 74*” para la evaluación de las cargas y para  
3 el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción  
4 Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en  
5 torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se  
6 deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los  
7 diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse  
8 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar  
9 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas  
10 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de  
11 cada tipo de estructura.

12

#### 13 **4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas**

14

15 De acuerdo con el numeral 22.12 del RETIE las canalizaciones para los tramos  
16 subterráneos podrán realizarse mediante ductos, o enterramiento directo, sin embargo  
17 dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales  
18 vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación  
19 dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las  
20 condiciones particulares de la instalación y su ambiente y aplicar los elementos más  
21 apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con  
22 los permisos de los propietarios o de las autoridades competentes según corresponda.

23

24 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección,  
25 y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales  
26 o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

27

28 Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa,  
29 libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de  
30 protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del  
31 cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo  
32 menor a la vida útil del cable enterrado.

33

34 Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las  
35 derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus  
36 sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su  
37 interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación,  
38 conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas  
39 de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante  
40 del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben  
41 quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.

42

1 Las tapas de las cajas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales  
2 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente  
3 y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de  
4 una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

#### 6 **4.4.10 Señalización Aérea**

8 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas  
9 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aérea de  
10 Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito  
11 de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que  
12 hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes  
13 originados por la carencia de ellos.

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

#### 19 **4.4.11 Obras Complementarias**

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

### 27 **4.5 Informe Técnico**

29 El Interventor verificará que el Inversionista suministre los siguientes documentos técnicos,  
30 en igual forma a lo requerido para las líneas del STN, de acuerdo con lo establecido en el  
31 numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en resoluciones  
32 posteriores a esta, durante las respectivas etapas de construcción de las líneas de  
33 transmisión del Proyecto:

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



- 1 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 2
- 3 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 4
- 5
- 6 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 7
- 8
- 9

## 10 5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

11 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

### 12 5.1 General

13 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 8 del presente Anexo.

#### 14 5.1.1 Predio de las subestaciones

##### 15 **Subestación Manzanillo 110 kV (operada inicialmente a 66 kV):**

16 El predio para la nueva Subestación Manzanillo 110 kV (operada inicialmente a 66 kV) será el que adquiera el Inversionista. Sin embargo su ubicación está limitada a un radio de 500 metros medidos desde el siguiente punto:

17 Latitud: 10°30'56.02"N  
18 Longitud: 75°27'44.73"O

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

20 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

1  
2 El Inversionista deberá dotar la nueva Subestación Manzanillo 110 kV del espacio físico  
3 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública  
4 UPME STR 10 – 2015 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.

5  
6 **Subestación Bolívar 110 kV (operada inicialmente a 66 kV):**  
7

8 El predio para la nueva Subestación Bolivar 110 kV será el que adquiera el Inversionista  
9 Adjudicatario. Sin embargo su ubicación está limitada a un radio de 500 m medidos a partir  
10 de las coordenadas, aproximadas, de localización de la Subestación Bolívar 220 kV  
11 señaladas a continuación:

12  
13 Latitud: 10°26'46.57"N  
14 Longitud: 75°23'43.42"O  
15

16 La existente Subestación Bolívar 220 kV es administrada, operada y mantenida por  
17 INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.  
18

19 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y  
20 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes  
21 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para  
22 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
23 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir  
24 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán  
25 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades  
26 para los accesos, equipos y obras.  
27

28 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar  
29 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento  
30 soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará  
31 parte de las memorias del proyecto.  
32

33 El Inversionista deberá dotar la nueva Subestación Bolivar 110 kV del espacio físico  
34 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública  
35 UPME STR 10 – 2015 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.  
36

37 **Subestación Bayunca 110 kV (operada inicialmente a 66 kV):**  
38

39 La existente Subestación Bayunca 66 kV, propiedad de ELECTRICARIBE se encuentra  
40 localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá  
41 verificar el Interesado:  
42

43 Latitud: 10°26'46.57"N

1 Longitud: 75°23'43.42"O

2

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

11

12 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar  
13 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento  
14 soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará  
15 parte de las memorias del proyecto.

16

17 El Inversionista y ELECTRICARIBE deberá llegar a acuerdos para la ubicación y/o  
18 disposición física de los equipos en la Subestaciones. En cualquier caso, se deberá  
19 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

20

### 21 **5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

22

23 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer  
24 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de  
25 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.

26

### 27 **5.1.3 Servicios Auxiliares**

28

29 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes  
30 para la topología de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del  
31 presente Anexo 1.

32

### 33 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

34

35 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos  
36 del módulo común como se describe a continuación:

37

38 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del patio  
39 de conexiones del nivel 110 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los  
40 espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la  
41 disponibilidad de espacio en los predios y las eventuales restricciones o condicionantes que  
42 establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del

1 Inversionista las vías de acceso a los predios de las Subestaciones y/o adecuaciones que  
2 sean necesarias.

3

4 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y  
5 módulo común en las Subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las  
6 obras civiles y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las  
7 bahías de la Subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente  
8 Convocatoria Pública. La infraestructura y módulo común de la nueva subestación, estarán  
9 conformados como mínimo por los siguientes componentes:

10

11 Infraestructura civil: Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino  
12 si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas  
13 de acceso a los patios de conexiones; y la adecuación del terreno para los espacios de  
14 reserva. En el espacio que ocupará la Subestación, las obras civiles incluyen: drenajes;  
15 alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos los cerramientos para  
16 seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a  
17 acueductos/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos  
18 comunes, y en general, todas aquellas obras civiles necesarias para todas las obras  
19 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1. Los espacios de reserva no deberán ser  
20 provistos de malla de puesta a tierra, pero si se deberán proveer los puntos de conexión  
21 para la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

22

23 Equipos: Todos los equipos necesarios para las nuevas bahías y la integración de nuevas  
24 bahías a 220 kV y 110 kV (operadas inicialmente a 66 kV) con la infraestructura existente.  
25 Se incluyen entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de  
26 protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación, los  
27 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC,  
28 los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se  
29 incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías, con las  
30 subestaciones existentes, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y  
31 servicios auxiliares.

32

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

36

### 37 **5.1.5 Espacios de Reserva**

38

39 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública  
40 UPME STR 10 – 2015 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la  
41 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito en  
42 el Numeral 5.1.4 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de  
43 la presente Convocatoria.

1  
2 La nueva **Subestación Manzanillo 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)** deberá incluir  
3 espacios de reserva para:

- 4  
5 • La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser  
6 utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.  
7  
8 • La futura instalación de dos (2) Transformadores de potencia.  
9

10 La nueva **Subestación Bolívar 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)** deberá incluir  
11 espacios de reserva para:

- 12  
13 • La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser  
14 utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.  
15  
16 • La futura instalación de dos (2) Transformadores de potencia.  
17

18 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como  
19 Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios  
20 de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la presente  
21 Convocatoria Pública.  
22

23 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las Subestaciones existentes o nuevas  
24 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,  
25 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.  
26

27 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en  
28 los espacios de reserva objeto de la presente Convocatoria Pública, es decir, deberá dejar  
29 explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las obras  
30 civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore. Adicionalmente, tanto  
31 los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas dentro  
32 del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.  
33

34 El Transmisor Regional preparará un documento en el cual se indiquen las características  
35 de los espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos con la  
36 disposición propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de las bahías y/o  
37 equipos. Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las  
38 exigencias para los espacios de reserva.  
39

## 40 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

41

42 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última  
43 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*

1 *Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American National Standards Institute,  
2 *International Telecommunications Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des  
3 *Perturbations Radioélectriques* – CISPR.

### 5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

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

### 5.4 Procedimiento General del Diseño

16 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

#### 34 35 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

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

43

1 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista  
2 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y  
3 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
4 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los  
5 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva  
6 recomendación si es del caso.

7

8 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

9

#### 10 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

11

- 12 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 13 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 14 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 15 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 16 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 17 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 18 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 19 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 20 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 21 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 22 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 23 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 24 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 25 • Análisis de identificación de riesgos.

26

#### 27 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

28

- 29 • Especificación técnica equipos de patio.
- 30 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 31 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 32 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 33 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 34 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 35 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 36 equipos.
- 37 • Especificación funcional del sistema de control.
- 38 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 39 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 40 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 41 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 42 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42

**5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 110/220 kV**

- Características técnicas, equipos 110/220 kV.
  - Interruptores 110/220 kV
  - Seccionadores 110/220 kV.
  - Transformadores de corriente 110/220 kV.
  - Transformadores de tensión 110/220 kV.
  - Descargadores de sobretensión 110/220 kV.
  - Aisladores y cadenas de aisladores 110/220 kV.
- Dimensiones de equipos.
- Características técnicas, cables de fuerza y control.
- Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- Características técnicas, sistema de automatización y control.
- Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y barrajes.

**5.4.1.4 Planos electromecánicos**

- Diagrama unifilar de la subestación
- Diagrama unifilar con características de equipos
- Diagrama unifilar de protecciones.
- Diagrama unifilar de medidas.
- Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- Arquitectura sistema de control de la subestación.
- Planimetría del sistema de apantallamiento
- Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- Planos en planta de ubicación de equipos 110 kV.
- Planos vista en cortes de equipos 110 kV.
- Planos ubicación de equipos en sala de control.
- Elevación general de edificaciones y equipos.
- Planimetría del sistema de apantallamiento.
- Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

**5.4.1.5 Planos de obras civiles**

- Plano localización de la subestación.
- Plano disposición de bases de equipos.

- 1 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 2 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 3 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 4 • Plano de drenajes de la subestación.
- 5 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 6 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 7 • Planos casa de control.
- 8 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 9 • Plano cerramiento de la subestación.
- 10 • Plano obras de adecuación.

11

#### 12 **5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

13

- 14 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 15 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 16 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 17 transporte de equipos y materiales.
- 18 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 19 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 20 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 21 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

22

#### 23 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

24

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

30

31 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista  
32 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y  
33 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
34 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los  
35 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

36

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

41

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

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

8  
9 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

#### 10 11 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 12
- 13 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 14 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 15 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 16 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 17 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 18 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 19 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 20 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 21 cárcamos interiores en caseta de control.
- 22 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 23 barrajes.
- 24 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
- 25 rígido.
- 26 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 27 casa de control.
- 28 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 29 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 30

#### 31 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 32
- 33 • Planos para construcción de bases para equipos
- 34 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
- 35 soporte para equipos y pórticos a 110 kV.
- 36 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 37 potencia.
- 38 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 39 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 40 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 41 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 42 tableros, equipos y canales interiores.

- Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- Planos para construcción de vías

#### 5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control, protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

##### a. Sistema de puesta a tierra:

- Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y estructuras.
- Lista de materiales referenciados sobre planos.
- Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
- Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.

##### b. Equipos principales:

- Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al nivel rasante del patio.
- Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas de anclaje.
- Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
- Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control. Diseño civil de los canales de cables.
- Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos para cables entre los equipos y las bandejas.
- Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.

- 1  
2  
3 **c. Equipos de patio 110 kV:**  
4 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de  
5 sobretensión.  
6 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras  
7 de interconexión.  
8 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.  
9 - Placas de características técnicas.  
10 - Información técnica complementaria y catálogos.  
11 - Manuales detallados para montaje de los equipos.  
12 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.  
13 - Protocolo de pruebas en fábrica.  
14 - Procedimiento para pruebas en sitio.  
15  
16 **d. Para tableros:**  
17 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.  
18 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de  
19 control, señalización y protección.  
20 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,  
21 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y  
22 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.  
23 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.  
24 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.  
25 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,  
26 telecontrol y teleprotección, incluyendo:  
27 - Diagramas de principio y unifilares  
28 - Diagramas de circuito  
29 - Diagramas de localización exterior e interior.  
30 - Tablas de cableado interno y externo.  
31 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.  
32 - Diagramas de principio  
33 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes  
34 diagramas de principio:  
35     ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.  
36     ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.  
37     ▪ Diagramas de medición de energía.  
38     ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.  
39     ▪ Diagramas de comunicaciones.  
40 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.  
41 - Listado de cables y borneras.  
42 - Planos de Interfase con equipos existentes.  
43 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,  
señalización y alarmas.

1  
2 **e. Reportes de Pruebas:**

- 3 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última  
4 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que  
5 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de  
6 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.  
7 Las instrucciones deberán estar en idioma español.  
8

9 **5.4.3 Estudios del Sistema**

10  
11 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que  
12 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan  
13 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo  
14 en lo que aplique:

- 15  
16 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
17 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos  
18 y de resistividad.  
19  
20 - Cálculo de flechas y tensiones.  
21  
22 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar  
23 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.  
24  
25 - Estudios de coordinación de protecciones.  
26  
27 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y  
28 distancias eléctricas.  
29  
30 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo  
31 y a corto circuito.  
32  
33 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores  
34 aislados.  
35  
36 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.  
37  
38 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas  
39  
40 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares ac y dc.  
41  
42 - Informe de interfaces con equipos existentes.  
43

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

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

- 9  
10 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.  
11  
12 - Origen de los datos de entrada.  
13  
14 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio  
15 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.  
16  
17 - Resultados.  
18  
19 - Bibliografía.  
20

#### 21 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

22  
23 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos  
24 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.  
25

### 26 **5.5 Equipos de Potencia**

#### 27 **5.5.1 Interruptores**

28  
29 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las  
30 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 31  
32  
33 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"  
34 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear  
35 standards".  
36 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of  
37 52 kV an above"  
38

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

1  
2 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
3 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
4 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
5 Interventoría.

6  
7 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
8 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o  
9 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su  
10 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos  
11 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

12  
13 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
14 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

## 15 16 **5.5.2 Transformadores de Potencia**

17  
18 El Transmisor Regional suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le  
19 permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición  
20 de la publicación IEC 60076, "Power Transformers".

21  
22 Cada transformador de potencia 220/66 kV (convertibles a 220/110 kV) – 100 MVA, podrá  
23 estar compuesto de una (1) unidad trifásica o tres (3) unidades monofásicas. La capacidad  
24 total de 100 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa  
25 de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente  
26 en donde estará cada transformador.

27  
28 El diseño y fabricación de cada transformador de potencia 220/66 kV (convertibles a  
29 220/110 kV) – 100 MVA, deberá tener en cuenta que al inicio los transformadores operarán  
30 con niveles de tensión 220/66 kV y en un futuro operarán con niveles de tensión 220/110  
31 kV, para lo cual deberán prever todas las facilidades para realizar este cambio de tensiones  
32 en el sitio de la subestación.

33  
34 Cada transformador de potencia 220/66 kV (convertibles a 220/110 kV) – 100 MVA, debe  
35 tener una capacidad de sobrecarga del 20% durante 30 minutos.

36  
37 Se requiere que el transformador de potencia 220/66 kV (convertibles a 220/110 kV) – 100  
38 MVA tengan devanado terciario, con una capacidad mínima de un tercio de la capacidad  
39 de cada uno de los otros dos devanados. El devanado terciario dará las facilidades  
40 necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la Subestación, para lo cual deben  
41 suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso de servicios  
42 auxiliares utilizando esta fuente.

43



1 El grupo de conexión de la transformación será YNynd.

2  
3 Cada transformador de potencia 220/66 kV (convertibles a 220/110 kV) – 100 MVA deberá  
4 estar dotado de cambiadores de derivaciones, para operación manual y automática bajo  
5 carga, con un total de 21 pasos de 1% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación,  
6 la posición 11 para la relación nominal y la posición 21 para la mínima relación.

7  
8 Cada transformador de potencia 220/66 kV (convertibles a 220/110 kV) – 100 MVA deberá  
9 tener una impedancia entre los devanados 220 y 110 kV, medida con el cambiador en la  
10 posición nominal, igual a 10.5%, sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones  
11 nominales.

12  
13 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga  
14 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo  
15 establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

16  
17 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de  
18 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de  
19 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría

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

25  
26 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
27 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

### 28 29 **5.5.3 Descargadores de Sobretensión**

30  
31 Los descargadores de sobretensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición  
32 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a  
33 suministrar

- 34  
35 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.  
36 systems"  
37 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and  
38 controlgear".

39  
40 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
41 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
42 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
43 Interventoría.

1  
2 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
3 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o  
4 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su  
5 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos  
6 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

7  
8 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
9 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

#### 10 11 **5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

12  
13 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra, deben cumplir las prescripciones  
14 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al  
15 tipo de equipo a suministrar:

- 16
- 17 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su  
18 equivalente en ANSI.
- 19 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with  
20 nominal voltages greater than 1000 V".
- 21 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".
- 22

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

27  
28 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
29 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o  
30 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su  
31 equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos  
32 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

#### 36 37 **5.5.5 Transformadores de Tensión**

38  
39 Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de  
40 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a  
41 suministrar:

- 1 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial  
2 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 3 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 4 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and  
5 capacitor dividers".

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

12  
13 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
14 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1.o  
15 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
16 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

17  
18 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
19 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
20 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación  
21 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el  
22 Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas  
23 pruebas a su costa.

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

### 27 28 **5.5.6 Transformadores de Corriente**

29  
30 Los Transformadores de Corriente, deben cumplir las prescripciones de la última edición de  
31 las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a  
32 suministrar:

- 33  
34 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su  
35 equivalente en ANSI.
- 36 • IEC 60044-1: "Current Transformers"

37  
38 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en  
39 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
40 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
41 025 de 1995, en su última revisión.

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

5  
6 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
7 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
8 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación  
9 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no  
10 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

11  
12 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
13 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

### 14 15 **5.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

16  
17 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated  
18 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe  
19 cumplir la siguiente normatividad:

20  
21 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las  
22 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como  
23 lo indicado en estas especificaciones.

- 24
- 25 • IEC60071-Insulation Coordination.
- 26 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- 27 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 28 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 29 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 30 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 31 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 32 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 33 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 34 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 35 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

36 |  
37 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,  
38 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

39  
40 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
41 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

42

1 **5.5.8 Sistema de puesta a tierra**

2  
3 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la  
4 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current  
5 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

6  
7 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en  
8 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado  
9 en cualquier lugar, al que tenga acceso.

10  
11 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto  
12 más cercano y conveniente.

13  
14 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos  
15 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

16  
17 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los  
18 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y  
19 las tensiones de paso y contacto, según requerimientos del RETIE.

20  
21 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

22  
23 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para  
24 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán  
25 aterrizados con cables bajantes de cobre.

26  
27 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección  
28 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá  
29 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

30  
31 **5.6 Equipos de Control y Protección**

32  
33 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de  
34 control y protección:

35  
36 **5.6.1 Sistemas de Protección**

37  
38 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la  
39 publicación IEC 60255 "*Electrical relays*", en la IEC 60870 "*Telecontrol equipments and*  
40 *systems*" y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el  
41 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE  
42 C37.111 o en su defecto, el Inversionista seleccionado deberá proveer el software que haga

1 la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con  
 2 las respectivas normas equivalentes ANSI.

3  
 4 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
 5 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus  
 6 modificaciones.

7  
 8 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

9  
 10 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 11 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:  
 12

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.	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.
	El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.  Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.  Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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.	corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.  Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.
	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.	
<b>0</b>	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.  Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

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

### 5.6.2.1 Características Generales

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

El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la

1 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema  
2 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la  
3 verificación de cumplimiento.

4  
5 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la  
6 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin  
7 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización  
8 del sistema, etc.

9  
10 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual  
11 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección  
12 y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 13
- 14 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,  
15 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.  
16
  - 17 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:  
18 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre  
19 equipos vía la red.  
20 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización  
21 de la Subestación.  
22
  - 23 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
24 funciones:  
25 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.  
26 ○ Permitir la integración de elementos futuros.  
27 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.  
28 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación  
29 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni  
30 detener el sistema.  
31 ○ Mantenimiento de cada equipo.  
32 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones  
33 del sistema.  
34

35 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o  
36 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación  
37 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista seleccionado (sean funciones de  
38 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista seleccionado es responsable  
39 por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos  
40 de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son  
41 responsabilidad del Inversionista seleccionado.  
42



1 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
2 Subestación:

- 3
- 4 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 5 Subestación.
- 6
- 7 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
- 8 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
- 9 de un reloj GPS.
- 10
- 11 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 12 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 13

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

### 20 21 **5.6.3 Medidores multifuncionales**

22  
23 Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida,  
24 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,  
25 potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o  
26 un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo  
27 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su  
28 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

### 29 30 **5.6.4 Controladores de Bahía**

31  
32 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
33 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
34 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
35 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista  
36 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

37  
38 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
39 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
40 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los  
41 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un  
42 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

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

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

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

#### 15 16 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

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

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

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

35  
36 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos  
37 para la comunicación.

#### 38 39 **5.6.6 Switches**

40  
41 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
42 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 1
- 2 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 3
- 4 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 5
- 6 • Deberá incluir las siguientes características de red:
- 7     o IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
- 8     o IEEE 802.1q VLAN
- 9
- 10 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 11
- 12 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 13     descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 14
- 15 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
- 16     exigente.
- 17

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

### 21 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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 seleccionado.

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 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores  
33 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-  
34 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

### 35 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

### 5.6.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

### 5.6.8.2 Registradores de Fallas

Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

### 5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.

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

19

#### 20 **5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

21

22 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,

23 en su última revisión.

24

#### 25 **5.7 Obras Civiles**

26

27 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles necesarias

28 en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación. Todos los diseños

29 de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas

30 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

31

32 El Interventor verificará e informará a la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los

33 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para

34 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos

35 de construcción previamente aprobados. El Interventor verificará e informará a la UPME y

36 hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El

37 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

38

- 39 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.

40

- 41 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
- 42 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.

- 1  
2 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y  
3 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones  
4 hechas en campo verificadas por el Interventor.  
5

6  
7 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**  
8

9 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**  
10

11 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
12 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
13 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG  
14 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo  
15 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.  
16

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

25 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes  
26 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los  
27 requerimientos del CND, vigentes:  
28

- 29 • Direccionalidad de las protecciones de línea.  
30  
31 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
32 asociadas.  
33  
34 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
35 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
36 protecciones.  
37  
38 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.  
39

40 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución  
41 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
42 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.  
43

## 6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

- Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- Diagrama Unifilar.
- Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto.
- Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- Cronograma de pruebas.
- Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
- Protocolo de energización.
- Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- Carta de declaración en operación comercial.
- Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

## 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

## 8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

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

## 9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los

1 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante  
2 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá  
3 ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su  
4 responsabilidad consultarlos e investigarlos.

5

6

## 7 **10. FIGURAS**

8

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

10

11 Figura 1 - Unifilar nueva Subestación Manzanillo 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)

12

13 Figura 2 - Unifilar Subestación Bolívar 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)

14

15 Figura 3 - Unifilar Subestación Bolívar 220 kV

16

17 Figura 4 - Unifilar Subestación Bayunca 110 kV (operada inicialmente a 66 kV)