

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

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

15  
16 **CONVOCATORIAS PÚBLICAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR**  
17 **UPME 14 y 15 – 2015**  
18

19  
20 **(UPME STR 14 y 15 – 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 OBRAS ASOCIADAS A LAS SUBESTACIONES**  
29 **TERMOFLORES, LAS FLORES, CENTRO, OASIS, MAGDALENA, UNIÓN, TEBSA Y**  
30 **ESTADIO EN EL DEPARTAMENTO DE ATLÁNTICO**  
31

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

38 **Bogotá D. C., noviembre de 2015**  
39  
40  
41

## ÍNDICE

1		
2		
3		
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b>	<b>5</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	5
6	1.2 Definiciones	6
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS</b>	<b>6</b>
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:	11
9	2.1.1 En subestación Termoflores I 110 kV	11
10	2.1.2 En subestación Centro 110 kV	12
11	2.1.3 En la nueva subestación Estadio 110 kV	12
12	2.1.4 En subestación Oasis 110 kV	13
13	2.1.5 En subestación Las Flores 110 kV	14
14	2.1.6 En la nueva subestación Magdalena 110 kV	15
15	2.1.7 En subestación El Río 110 kV	16
16	2.1.8 En la subestación Unión 110 kV	16
17	2.1.9 En subestación Tebsa 110 kV	17
18	2.1.10 En la nueva subestación Tebsa II 110 kV	18
19	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	19
20	2.2.1 En subestación Termoflores I 110 kV	19
21	2.2.2 En subestación Centro 110 kV	20
22	2.2.3 En la nueva subestación Estadio 110 kV	20
23	2.2.4 En subestación Oasis 110 kV	21
24	2.2.5 En subestación Las Flores 110 kV	21
25	2.2.6 En la nueva subestación Magdalena 110 kV	22
26	2.2.7 En subestación El Río 110 kV	22
27	2.2.8 En la subestación Unión 110 kV	23
28	2.2.9 En subestación Tebsa 110 kV	23
29	2.2.10 En la nueva subestación Tebsa II 110 kV	24
30	2.2.11 En la línea Termoflores I-Centro 110 kV	24
31	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b>	<b>25</b>
32	3.1 Parámetros del Sistema	26
33	3.2 Nivel de Corto Circuito	26
34	3.3 Materiales	26
35	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	27
36	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	27
37	3.6 Pruebas en Fábrica	27
38	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV</b>	<b>28</b>
39	4.1 General	28
40	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	30
41	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas	31
42	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV	31
43	4.4.1 Aislamiento	31

1	4.4.2	Conductores de Fase .....	32
2	4.4.3	Cable(s) de Guarda .....	33
3	4.4.4	Puesta a Tierra de las Líneas .....	34
4	4.4.5	Estructuras .....	34
5	4.4.6	Localización de Estructuras .....	35
6	4.4.7	Sistema Antivibratorio - Amortiguadores .....	35
7	4.4.8	Cimentaciones.....	35
8	4.4.9	Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas.....	36
9	4.4.10	Señalización Aérea.....	36
10	4.4.11	Obras Complementarias .....	37
11	4.5	Informe Técnico .....	37
12	<b>5.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES .....</b>	<b>38</b>
13	5.1	General .....	38
14	5.1.1	Predio de las subestaciones .....	38
15	5.1.2	Conexiones con Equipos Existentes .....	44
16	5.1.3	Servicios Auxiliares.....	44
17	5.1.4	Infraestructura y Módulo Común.....	45
18	5.1.5	Espacios de Reserva.....	46
19	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos .....	47
20	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos .....	47
21	5.4	Procedimiento General del Diseño .....	47
22	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica .....	49
23	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle .....	52
24	5.4.3	Estudios del Sistema .....	55
25	5.4.4	Distancias de Seguridad .....	57
26	5.5	Equipos de Potencia .....	57
27	5.5.1	Interruptores .....	57
28	5.5.2	Transformadores de Potencia.....	57
29	5.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	59
30	5.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	59
31	5.5.5	Transformadores de Tensión .....	60
32	5.5.6	Transformadores de Corriente .....	61
33	5.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	61
34	5.5.8	Sistema de puesta a tierra .....	62
35	5.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	62
36	5.6	Equipos de Control y Protección .....	63
37	5.6.1	Sistemas de Protección .....	63
38	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	63
39	5.6.2.1	Características Generales .....	65
40	5.6.3	Medidores multifuncionales .....	66
41	5.6.4	Controladores de Bahía.....	67
42	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	67
43	5.6.6	Switches .....	68

1	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	68
2	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	69
3	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	70
4	5.7	Obras Civiles.....	70
5	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO .....</b>	<b>71</b>
6	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio .....	71
7	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	72
8	<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>72</b>
9	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO .....</b>	<b>73</b>
10	<b>9.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>73</b>
11	<b>10.</b>	<b>FIGURAS .....</b>	<b>73</b>
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			
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 las Convocatorias UPME STR 14 y 15 – 2015.

Salvo se diga lo contrario, se entenderá que todo lo indicado en este Anexo aplica para cada una de las Convocatorias UPME STR 14 – 2015 y UPME STR 15 – 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**

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

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

## 16 17 **1.2 Definiciones**

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

## 21 22 23 **2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS**

24  
25 Los Proyectos consisten en el diseño, adquisición de los suministros, construcción,  
26 pruebas, operación y mantenimiento de las siguientes obras:

### 27 28 **i. Convocatoria Pública UPME STR 14-2015, compuesta por:**

- 29 a. Una (1) bahía de línea, en configuración doble barra más seccionador de by-  
30 pass, en la subestación Termoflores I 110 kV.
- 31 b. Un (1) circuito subterráneo entre las subestaciones Termoflores I 110 kV y la  
32 subestación Centro 110 kV, para configurar la nueva línea Termoflores1-  
33 Centro 110 kV. Hace parte de este alcance, la cámara de empalme desde  
34 donde se derivará el circuito hacia la futura subestación Estadio 110 kV  
35 (subestación objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 15-2015), ver Nota  
36 b) del presente numeral 2.
- 37 c. Una (1) bahía de línea a 110 kV, en configuración doble barra, en la  
38 subestación Centro 110 kV.
- 39 d. Una (1) bahía de acople de barras a 110 kV, en la subestación Centro 110 kV.
- 40 e. Suministro e instalación de todos los elementos adicionales necesarios para la  
41 construcción, operación y mantenimiento de las obras objeto de la presente  
42 Convocatoria Pública UPME STR 14-2015, como por ejemplo extensiones de

- 1                   barraje, sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura  
2                   asociada, sin limitarse a estos.  
3                   f. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5 del presente Anexo.  
4
- 5   **ii. Convocatoria Pública UPME STR 15-2015, compuesta por:**
- 6                   a. Nueva subestación Estadio 110 kV, en configuración doble barra más  
7                   seccionador de transferencia, la cual incluye dos (2) bahías de línea, una bahía  
8                   (1) de acoples de barras y los espacios de reserva señalados en el presente  
9                   anexo. Ver Nota c) del presente numeral 2.
- 10                  b. Una (1) línea doble circuito, subterránea, desde la nueva subestación Estadio  
11                  110 kV hasta interceptar la línea Termoflores1-Centro 110 kV y reconfigurarla  
12                  en Termoflores1-Estadio-Centro 110 kV. Hacen parte de este alcance las  
13                  conexiones y desconexiones requeridas para la reconfiguración mencionada,  
14                  junto con todos los elementos, equipos, protecciones, obras y adecuaciones  
15                  físicas y eléctricas necesarias. Ver Nota b) del presente numeral 2.
- 16                  c. Una (1) bahía de línea a 110 kV, en configuración doble barra más seccionador  
17                  de by-pass, en la subestación Termoflores I 110 kV.
- 18                  d. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones Termoflores I 110 kV y Oasis 110  
19                  kV, para configurar la nueva línea Termoflores1-Oasis 110 kV.
- 20                  e. Una (1) bahía de línea a 110 kV, en configuración doble barra, en la  
21                  subestación Oasis 110 kV. Ver Nota d) del presente numeral 2.
- 22                  f. Una (1) bahía de acople de barras a 110 kV, en la subestación Oasis 110 kV.  
23                  Ver Nota d) del presente numeral 2.
- 24                  g. Dos (2) bahías de línea, en configuración doble barra, en la subestación Las  
25                  Flores 110 kV.
- 26                  h. Dos (2) circuitos sencillos a 110 kV, desde la subestación Las Flores hasta  
27                  interceptar el circuito aéreo existente Termoflores1-Oasis 110 kV, y  
28                  configurarlo en Termoflores1-Las Flores-Oasis 110 kV.
- 29                  i. Una (1) bahía de acople de barras a 110 kV, en la subestación Las Flores 110  
30                  kV.
- 31                  j. Obras de conexión y desconexión en la subestación Oasis 110 kV para unir los  
32                  circuitos Las Flores-Oasis (resultante de la reconfiguración del anterior literal  
33                  h) y Oasis-El Río, para configurar la línea Las Flores-El Río 110 kV. Esto  
34                  incluye todos los elementos, equipos, protecciones, obras y adecuaciones  
35                  físicas y eléctricas necesarias.
- 36                  k. Nueva subestación Magdalena 110 kV, en configuración doble barra más  
37                  seccionador de transferencia, la cual incluye dos (2) bahías de línea a 110 kV,  
38                  una bahía (1) de acoples de barras a 110 kV y los espacios de reserva  
39                  señalados en el presente anexo. Ver Nota e) del presente numeral 2.
- 40                  l. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones El Rio 110 kV y Magdalena 110  
41                  kV, para configurar la nueva línea El Rio-Magdalena 110 kV.
- 42                  m. Una (1) bahía de línea a 110 kV, en configuración barra sencilla, en la  
43                  subestación El Rio 110 kV.

- 1 n. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones Unión 110 kV y Magdalena 110  
2 kV, para configurar la nueva línea Unión-Magdalena 110 kV.  
3 o. Normalización de la existente subestación Unión 110 kV, mediante un (1)  
4 nuevo barraje a 110 kV, en configuración barra sencilla, para la conexión como  
5 mínimo de la existente bahía de transformación a 110 kV y de tres (3) nuevas  
6 bahías de línea a 110 kV. Ver Nota f) del presente numeral 2.  
7 p. Una (1) nueva bahía de línea a 110 kV, en configuración barra sencilla, para la  
8 conexión de la existente línea Unión-Tebesa 110 kV al barraje mencionado en  
9 el anterior literal o. Cabe aclarar que hace parte de este alcance, la conexión  
10 de la mencionada línea a la nueva bahía de línea junto con todos los  
11 elementos, equipos, protecciones, obras y adecuaciones físicas y eléctricas  
12 necesarias para el correcto uso, funcionamiento y operación. Ver Nota g) del  
13 presente numeral 2.  
14 q. Dos (2) bahías de línea a 110 kV, en configuración barra sencilla, en la  
15 subestación Unión 110 kV. Estas bahías se conectarán al barraje mencionado  
16 en el anterior literal o.  
17 r. Un (1) nuevo circuito entre las subestaciones Unión 110 kV y Tebsa 110 kV,  
18 para configurar la nueva línea Unión-Tebesa 110 kV.  
19 s. Una (1) bahía de línea a 110 kV, en configuración interruptor y medio, en la  
20 existente subestación Tebsa 110 kV. Ver Nota h) del presente numeral 2.  
21 t. Una (1) bahía de transformación a 110 kV, en configuración interruptor y medio,  
22 en la existente subestación Tebsa 110 kV. Ver Nota h) del presente numeral 2.  
23 u. Un transformador 220/110 kV – 100 MVA, a conectarse en la bahía a 110 kV  
24 mencionada en el anterior literal t. Ver Nota i) del presente numeral 2.  
25 v. Nueva subestación Tebsa II 110 kV, en configuración interruptor y medio, la  
26 cual incluye una (1) bahía de transformador a 110 kV para el traslado de la  
27 conexión del transformador 220/110 kV – 180 MVA desde la existente  
28 subestación Tebsa 110 kV hasta la nueva subestación Tebsa II 110 kV. Cabe  
29 aclarar que hace parte de este alcance, el traslado de la mencionada conexión  
30 a la bahía de transformación en la nueva subestación Tebsa II 110 kV, junto con  
31 todos los elementos, equipos, protecciones, obras y adecuaciones físicas y  
32 eléctricas necesarias para el correcto uso, funcionamiento y operación. Ver  
33 Nota j) del presente numeral 2.  
34 w. Suministro e instalación de todos los elementos adicionales necesarios para la  
35 construcción, operación y mantenimiento de las obras objeto de la presente  
36 Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015, como por ejemplo extensiones  
37 de barraje, sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura  
38 asociada, sin limitarse a estos.  
39 x. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5 del presente Anexo.  
40

41 **NOTAS:**  
42



- 1 a) Los diagramas unifilares de las Subestaciones intervenidas por motivo de las  
2 Convocatorias Públicas UPME STR 14-2015 y UPME STR 15-2015, hacen parte del  
3 presente Anexo 1. El Inversionista seleccionado para cada Convocatoria, podrá  
4 modificar la disposición de las bahías en el diagrama unifilar que le corresponda  
5 previo concepto del Interventor y aprobación por parte de la UPME, garantizando en  
6 cualquier caso una disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de  
7 modificación presentada involucra a terceros, como al Operador de Red o  
8 propietarios de subestaciones existentes u otros implicados, deberán establecerse  
9 acuerdos previos a la solicitud.  
10
- 11 b) La ubicación de la cámara de empalme desde donde se derivará el circuito hacia la  
12 futura subestación Estadio 110 kV (subestación objeto de la Convocatoria Pública  
13 UPME STR 15-2015), estará limitada a un radio de 500 metros medidos desde el  
14 punto con coordenadas 10°59'39.61"N (latitud) y 74°48'35.10"O (longitud). Esta  
15 cámara de empalme deberá tener el espacio suficiente para albergar los todos  
16 conductores, empalmes y demás elementos necesarios para reconfigurar la línea  
17 Termoflores1-Centro 110 kV en Termoflores1-Estadio-Centro 110 kV. Se deberá  
18 tener en cuenta que ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. pone a disposición de los  
19 Interesados el ducto de su propiedad entre las subestaciones Oasis 110 kV y Centro  
20 110 kV, mediante comunicado UPME 20151260029882. También se debe tener en  
21 consideración que CELSIA S.A. E.S.P. es propietaria de ductos subterráneos entre  
22 las subestaciones Termoflores 110 kV y Oasis 110 kV.  
23
- 24 c) Dado que el proyecto tiene como finalidad proveer un nuevo punto de inyección para  
25 el SDL de la zona, ELECTRICARIBE tiene contemplado, dentro de su plan de  
26 expansión, la instalación de dos (2) transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA en la  
27 nueva subestación Estadio. Por lo anterior, el Inversionista deberá garantizar la  
28 disponibilidad del barraje 110 kV para la conexión de las bahías de alta tensión de  
29 los mencionados transformadores (esto solo si la subestación es convencional) y  
30 deberá llegar a acuerdos con ELECTRICARIBE para el uso de espacios, la  
31 ubicación y la disposición de los equipos del SDL en la subestación. En cualquier  
32 caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. Se aclara  
33 que tanto los transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA, como sus bahías de alta  
34 tensión no hacen parte de la Convocatoria Pública UPME STR, por considerarse  
35 activos pertenecientes al SDL.  
36
- 37 d) Se debe tener en cuenta que en la subestación Oasis 110 kV se liberará equipos  
38 y/o espacio debido a reconfiguración de las líneas Termoflores1-Oasis 110 kV y  
39 Oasis-El Rio 110 kV en la línea Las Flores-El Rio 110 kV.  
40
- 41 e) Dado que el proyecto tiene como finalidad proveer un nuevo punto de inyección para  
42 el SDL de la zona, ELECTRICARIBE tiene contemplado, dentro de su plan de  
43 expansión, la instalación de dos (2) transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA en la

- 1 nueva subestación Magdalena. Por lo anterior, el Inversionista deberá garantizar la  
2 disponibilidad del barraje 110 kV para la conexión de las bahías de alta tensión de  
3 los mencionados transformadores (esto solo si la subestación es convencional) y  
4 deberá llegar a acuerdos con ELECTRICARIBE para el uso de espacios, la  
5 ubicación y la disposición de los equipos del SDL en la subestación. En cualquier  
6 caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. Se aclara  
7 que tanto los transformadores 110/13.8 kV – 30 MVA, como sus bahías de alta  
8 tensión no hacen parte de la Convocatoria Pública UPME STR, por considerarse  
9 activos pertenecientes al SDL.  
10
- 11 f) En la existente Subestación Unión, actualmente existe una bahía compartida entre  
12 la existente línea Unión-Tebesa 110 kV y un módulo de transformación 110/34.5 kV,  
13 es decir, no existe barraje a 110 kV en la subestación.  
14
- 15 g) Para efectos de la presente Convocatoria, se considera que la bahía compartida  
16 mencionada en la anterior Nota f), pertenece al existente módulo de transformación  
17 110/34.5 kV (denominada existente bahía de transformación a 110 kV en el literal o  
18 ítem ii del presente numeral 2). Por esta razón, hace parte de la Convocatoria  
19 Pública UPME STR la normalización de la conexión (literales o y p ítem ii del  
20 presente numeral 2) de la existente línea Unión-Tebesa 110 kV.  
21
- 22 h) Se debe tener en cuenta que en la existente subestación Tebsa 110 kV, se liberará  
23 equipos y/o espacio debido al traslado de la conexión de la generación  
24 Termobarranquilla unidades 3 y 4 (esto es, una bahía 110 kV) y al traslado de la  
25 conexión a 110 kV del transformador 220/110 – 180 MVA existente (esto es, otra  
26 bahía) hacia la nueva subestación Tebsa II 110 kV (literal v ítem ii del presente  
27 numeral 2).  
28
- 29 i) La bahía de transformación a 220 kV no hace parte de la Convocatoria Pública  
30 UPME STR.  
31
- 32 j) La nueva subestación Tebsa II 110 kV, tiene dos finalidades: 1) el disminuir el nivel  
33 de cortocircuito de la existente subestación Tebsa 110 kV al trasladar la conexión  
34 en 110 kV del existente transformador 220/110 kV – 180 MVA y al proveer un punto  
35 para el traslado de la generación Termobarranquilla unidades 3 y 4. Y 2) el atender  
36 carga del SDL de la zona mediante la instalación de un (1) transformador 110/13.8  
37 – 15 MVA. Por lo anterior, el Inversionista deberá garantizar la disponibilidad del  
38 barraje a 110 kV (esto solo si la subestación es convencional), en la nueva  
39 subestación Tebsa II 110 kV, para la conexión de dos (2) bahías a 110 kV (una  
40 asociada la conexión de la generación y otra relacionada con el transformador del  
41 SDL) y deberá llegar a los acuerdos necesarios con los involucrados para el uso de  
42 espacios, la ubicación y la disposición de los equipos en la nueva subestación Tebsa  
43 II 110 kV. Cabe resaltar que no hace parte de la Convocatoria Pública UPME STR

1 el traslado o la instalación, en la nueva subestación Tebsa II 110 kV, de la  
2 generación y su bahía a 110 kV asociada, esto por considerarse activos de  
3 conexión. Tampoco hacen parte de la Convocatoria Pública UPME STR tanto el  
4 transformador 110/13.8 kV – 15 MVA, como su bahía a 110 kV, por considerarse  
5 activos pertenecientes al SDL.

- 6 k) En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de las presentes  
7 Convocatorias Públicas, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse  
8 para una ampliación futura, el Transmisor Regional deberá hacerse cargo del enlace  
9 entre el corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser  
10 removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.

## 11 12 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:**

### 13 14 **2.1.1 En subestación Termoflores I 110 kV**

#### 15 16 **Convocatoria Pública UPME STR 14 – 2015 y Convocatoria Pública UPME STR 15 –** 17 **2015:**

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

25  
26 La existente subestación es convencional. Las bahías de línea 110 kV a instalarse, deberán  
27 tener la misma configuración de la existente subestación Termoflores I 110 kV, la cual es  
28 doble barra más seccionador de by-pass. El propietario de la existente subestación  
29 Termoflores I 110 kV es CELSIA S.A. E.S.P.

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

35  
36 El diagrama unifilar de la subestación Termoflores I 110 kV se muestra en la Figura 1. El  
37 Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la  
38 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la  
39 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de  
40 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y  
41 uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

42

1 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Termoflores I 110 kV deberán ser  
2 completamente nuevos y de última tecnología.

### 3 4 **2.1.2 En subestación Centro 110 kV**

#### 5 6 **Convocatoria Pública UPME STR 14 – 2015:**

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

14  
15 La existente subestación es GIS. La bahía de línea 110 kV a instalarse, deberá tener la  
16 misma configuración de la existente subestación Centro 110 kV, la cual es doble barra. El  
17 propietario de la existente subestación Centro 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

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

23  
24 El diagrama unifilar de la subestación Centro 110 kV se muestra en la Figura 2. El  
25 Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la  
26 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la  
27 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de  
28 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y  
29 uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

30  
31 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Centro 110 kV deberán ser  
32 completamente nuevos y de última tecnología.

### 33 34 **2.1.3 En la nueva subestación Estadio 110 kV**

#### 35 36 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

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

1 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI. Debido  
2 a posibles restricciones, se recomienda evaluar la necesidad de una subestación tipo GIS.

3  
4 La nueva subestación Estadio 110 kV, deberá ser construida en configuración doble barra  
5 más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente  
6 Anexo 1.

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

12  
13 El diagrama unifilar de la nueva subestación Estadio 110 kV se muestra en la Figura 3. El  
14 Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE, deberán llegar a los  
15 acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura del SDL y en cualquier caso,  
16 se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los  
17 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan  
18 utilizarse para expansiones.

19  
20 Los equipos o elementos a instalar en la nueva subestación Estadio 110 kV deberán ser  
21 completamente nuevos y de última tecnología.

## 22 23 **2.1.4 En subestación Oasis 110 kV**

### 24 25 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

26  
27 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y  
28 la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva  
29 definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera  
30 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6)  
31 o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la  
32 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

33  
34 La existente subestación es GIS. Las bahías de línea 110 kV y de acople de barras 110 kV  
35 a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación Oasis 110  
36 kV, la cual es doble barra. El propietario de la existente subestación Oasis 110 kV es  
37 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

38  
39 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
40 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
41 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
42 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

43

1 El existente diagrama unifilar de la subestación Oasis 110 kV se muestra en la Figura 4A.  
2 Se debe tener en cuenta que en la subestación Oasis 110 kV se liberarán equipos y/o  
3 espacio debido a reconfiguración de las líneas Termoflores1-Oasis 110 kV y Oasis-El Rio  
4 110 kV en la línea Las Flores-El Rio 110 kV. La Figura 4B muestra el diagrama unifilar de  
5 la subestación Oasis 110 kV luego de la ejecución de las obras de la Convocatoria Publica  
6 UPME 15 – 2015, sin considerar espacios libres o disponibles. El Inversionista seleccionado  
7 en coordinación con el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los  
8 acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá  
9 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos  
10 a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse  
11 para expansiones.

12  
13 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Centro 110 kV deberán ser  
14 completamente nuevos y de última tecnología. Sin embargo, se permiten utilizar o instalar  
15 los equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras  
16 objeto de la Convocatoria Publica UPME 15 – 2015, esto siempre y cuando cumplan con  
17 las condiciones técnicas y de seguridad mínimas requeridas, por lo cual el Inversionista es  
18 el responsable de determinar su uso y asumirá los riesgos que de eso se deriven.

## 20 **2.1.5 En subestación Las Flores 110 kV**

### 21 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

22  
23  
24 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y  
25 la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva  
26 definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera  
27 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6)  
28 o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la  
29 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

30  
31 La existente subestación es GIS. Las bahías de línea 110 kV y la bahía de acople 110 kV  
32 a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación Las Flores  
33 110 kV, la cual es doble barra. El propietario de la existente subestación Las Flores 110 kV  
34 es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

35  
36 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
37 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
38 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
39 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

40  
41 El diagrama unifilar de la subestación Las Flores 110 kV se muestra en la Figura 5. El  
42 Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la  
43 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la

1 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de  
2 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y  
3 uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.  
4

5 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Centro 110 kV deberán ser  
6 completamente nuevos y de última tecnología. Sin embargo, se permiten utilizar o instalar  
7 los equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras  
8 objeto de la Convocatoria Publica UPME 15 – 2015, esto siempre y cuando cumplan con  
9 las condiciones técnicas y de seguridad mínimas requeridas, por lo cual el Inversionista es  
10 el responsable de determinar su uso y asumirá los riesgos que de eso se deriven.  
11

## 12 **2.1.6 En la nueva subestación Magdalena 110 kV**

### 13 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

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

22 La nueva subestación Magdalena 110 kV, deberá ser construida en configuración doble  
23 barra más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del  
24 presente Anexo 1.  
25

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

31 El diagrama unifilar de la nueva subestación Magdalena 110 kV se muestra en la Figura 6.  
32 El Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE, deberán llegar a los  
33 acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura del SDL y en cualquier caso,  
34 se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los  
35 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan  
36 utilizarse para expansiones.  
37

38 Los equipos o elementos a instalar en la nueva subestación Magdalena 110 kV deberán ser  
39 completamente nuevos y de última tecnología.  
40  
41  
42

1 **2.1.7 En subestación El Río 110 kV**

2  
3 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

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

11  
12 La existente subestación es convencional. La bahía de línea 110 kV a instalarse, deberá  
13 tener la misma configuración de la existente subestación El Río 110 kV, la cual es barra  
14 sencilla. El propietario de la existente subestación El Río 110 kV es ELECTRICARIBE S.A.  
15 E.S.P.

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 subestación El Río 110 kV se muestra en la Figura 7. El  
23 Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la  
24 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la  
25 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de  
26 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y  
27 uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

28  
29 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Centro 110 kV deberán ser  
30 completamente nuevos y de última tecnología.

31  
32 **2.1.8 En la subestación Unión 110 kV**

33  
34 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

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



1 La existente Subestación Unión 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, no se encuentra  
2 normalizada. En ella, actualmente se conectan la línea Tebsa-Unión 110 kV y un (1)  
3 transformador 110/34.5 kV a través de una bahía compartida (bahía 110 kV Línea –  
4 Transformador) tipo convencional. Para efectos de la presente Convocatoria Pública UPME  
5 STR, se considera que la mencionada bahía compartida es una bahía de transformación  
6 (existente bahía de transformación 110 kV), y que es utilizada por ELECTRICARIBE. Por lo  
7 anterior, hace parte de la Convocatoria Pública UPME STR el barraje 110 kV y la  
8 normalización de la conexión de la línea Tebsa-Unión 110 kV a dicho barraje. Así, el  
9 Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la construcción del barraje a 110 kV,  
10 en configuración barra sencilla, de dos bahías de línea 110 kV (para las nuevas líneas  
11 Unión-Magdalena 110 kV y Unión Tebsa 110 kV), y de la normalización de la conexión de  
12 la existente línea Tebsa-Unión 110 kV, mediante una nueva bahía de línea en configuración  
13 barra sencilla, incluyendo todas los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas,  
14 civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición, y demás necesarios para la  
15 conexión de la línea a la mencionada bahía de línea. También estarán a cargo del  
16 Inversionista, los demás elementos necesarios para la construcción, operación y  
17 mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control, protecciones,  
18 comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe garantizar su  
19 compatibilidad con la infraestructura.

20  
21 La subestación Unión 110 kV deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo  
22 1. El existente diagrama unifilar de la subestación Unión 110 kV se muestra en la Figura  
23 8A. La Figura 8B muestra el diagrama unifilar de la subestación Unión 110 kV luego de la  
24 ejecución de las obras de la Convocatoria Publica UPME 15 – 2015, sin considerar espacios  
25 libres o disponibles. El Inversionista seleccionado en coordinación con el ELECTRICARIBE,  
26 deberán llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura. De  
27 cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas  
28 que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

29  
30 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Unión 110 kV deberán ser  
31 completamente nuevos y de última tecnología.

32  
33 **2.1.9 En subestación Tebsa 110 kV**

34  
35 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

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

43

1 La existente subestación es convencional. Las bahías de línea 110 kV y de transformación  
2 110 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación  
3 Tebsa 110 kV, la cual es interruptor y medio. El propietario de la existente subestación  
4 Tebsa 110 kV es TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. - TEBSA.

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

10  
11 El existente diagrama unifilar de la subestación Oasis 110 kV se muestra en la Figura 9A.  
12 Se debe tener en cuenta que en la existente subestación Tebsa 110 kV se liberarán equipos  
13 y/o espacios debido al traslado de la conexión en 110 kV del existente transformador  
14 220/110 kV – 180 MVA y al traslado de la generación Termobarranquilla unidades 3 y 4.  
15 Cabe resaltar que el traslado de la generación no hace parte de la Convocatoria Pública  
16 UPME STR. La Figura 9B muestra el diagrama unifilar de la subestación Tebsa 110 kV  
17 luego de la ejecución de las obras de la Convocatoria Publica UPME 15 – 2015, sin  
18 considerar espacios libres o disponibles. El Inversionista seleccionado en coordinación con  
19 el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios  
20 para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una  
21 disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen  
22 no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para  
23 expansiones.

24  
25 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Tebsa 110 kV deberán ser  
26 completamente nuevos y de última tecnología. Sin embargo, se permiten utilizar o instalar  
27 los equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras  
28 objeto de la Convocatoria Publica UPME 15 – 2015, esto siempre y cuando cumplan con  
29 las condiciones técnicas y de seguridad mínimas requeridas, por lo cual el Inversionista es  
30 el responsable de determinar su uso y asumirá los riesgos que de eso se deriven.

### 31 32 **2.1.10 En la nueva subestación Tebsa II 110 kV**

#### 33 34 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

35  
36 El Inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño y  
37 la construcción de las obras descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva  
38 definidos. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera  
39 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6)  
40 o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la  
41 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI. Debido  
42 a posibles restricciones, se recomienda evaluar la necesidad de una subestación tipo GIS.  
43

1 La nueva subestación Tebsa II 110 kV, deberá ser construida en configuración interruptor  
2 y medio, y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo 1.

3  
4 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la  
5 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
6 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
7 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

8  
9 El diagrama unifilar de la nueva subestación Tebsa II 110 kV se muestra en la Figura 10. El  
10 Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE y TEBSA, deberán llegar  
11 a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura a conectar y en cualquier  
12 caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier  
13 forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a  
14 futuro puedan utilizarse para expansiones.

15  
16 Los equipos o elementos a instalar en la nueva subestación Tebsa II 110 kV deberán ser  
17 completamente nuevos y de última tecnología.

## 18 19 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

20  
21 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la  
22 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o  
23 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión  
24 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en  
25 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de  
26 conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

### 27 28 **2.2.1 En subestación Termoflores I 110 kV**

#### 29 30 **Convocatoria Pública UPME STR 14 – 2015 y Convocatoria Pública UPME STR 15 –** 31 **2015:**

32  
33 El propietario de la subestación Termoflores I 110 kV es CELSIA S.A. E.S.P.

34  
35 El punto de conexión para las Convocatorias Públicas UPME STR 14 y 15 de 2015 en la  
36 subestación Termoflores I 110 kV, es el barraje 110 kV.

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

1 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente  
2 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en  
3 conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar  
4 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de  
5 conexión.  
6

## 7 **2.2.2 En subestación Centro 110 kV**

### 8 **Convocatoria Pública UPME STR 14 – 2015:**

9 El propietario de la subestación Centro 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.  
10

11 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 14 – 2015 en la subestación  
12 Centro 110 kV, es el barraje 110 kV.  
13

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

## 27 **2.2.3 En la nueva subestación Estadio 110 kV**

### 28 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

29 El propietario de la nueva subestación Estadio 110 kV será el Inversionista resultante de la  
30 Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015.  
31

32 La frontera, en la nueva subestación Estadio 110 kV, entre el STR y el SDL será en el  
33 barraje de 110 kV. El Transmisor Regional que desarrolle la Convocatoria Pública UPME  
34 STR 15 – 2015, deberá dejar listo, para su uso, el barraje 110 kV (esto solo si la subestación  
35 es tipo convencional) para la conexión de dos (2) bahías de transformación a 110 kV  
36 pertenecientes al SDL, razón por la cual no hacen parte de esta Convocatoria.  
37  
38

39 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
40 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
41 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
42  
43

1 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
2 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
3 firmados por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos  
4 en sus condiciones básicas.

#### 5 6 **2.2.4 En subestación Oasis 110 kV**

##### 7 8 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

9  
10 El propietario de la subestación Oasis 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

11  
12 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015 en la subestación  
13 Oasis 110 kV, es el barraje 110 kV. Sin embargo, dado que se permite el uso de equipos  
14 y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras objeto de la  
15 Convocatoria Publica UPME 15 – 2015, el punto de conexión también podrá ser a la llegada  
16 de las bahías libres o disponibles.

17  
18 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
19 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
20 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
21 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
22 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
23 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
24 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente  
25 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en  
26 conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar  
27 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de  
28 conexión.

#### 29 30 **2.2.5 En subestación Las Flores 110 kV**

##### 31 32 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

33  
34 El propietario de la subestación Las Flores 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

35  
36 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015 en la subestación  
37 Las Flores 110 kV, es el barraje 110 kV. Sin embargo, dado que se permite el uso de  
38 equipos y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras objeto  
39 de la Convocatoria Publica UPME 15 – 2015, el punto de conexión también podrá ser a la  
40 llegada de las bahías libres o disponibles.

41  
42 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
43 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,

1 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
2 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
3 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
4 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
5 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente  
6 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en  
7 conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar  
8 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de  
9 conexión.

## 10 **2.2.6 En la nueva subestación Magdalena 110 kV**

### 11 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

12  
13 El propietario de la nueva subestación Magdalena 110 kV será el Inversionista resultante  
14 de la Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015.

15  
16 La frontera, en la nueva subestación Magdalena 110 kV, entre el STR y el SDL será en el  
17 barraje de 110 kV. El Transmisor Regional que desarrolle la Convocatoria Pública UPME  
18 STR 15 – 2015, deberá dejar listo, para su uso, el barraje 110 kV (esto solo si la subestación  
19 es tipo convencional) para la conexión de dos (2) bahías de transformación a 110 kV  
20 pertenecientes 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 **2.2.7 En subestación El Río 110 kV**

### 30 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

31  
32 El propietario de la subestación El Río 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

33  
34 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015 en la subestación  
35 El Río 110 kV, es el barraje 110 kV.

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  
41  
42  
43

1 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
2 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
3 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
4 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente  
5 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en  
6 conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar  
7 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de  
8 conexión.

## 9 10 **2.2.8 En la subestación Unión 110 kV**

### 11 12 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

13  
14 El propietario de la subestación Unión y de la existente línea Tebsa-Unión 110 kV es  
15 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

16  
17 El punto de conexión de la Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015 es en la llegada de  
18 la línea Tebsa-Unión 110 kV a la Subestación Unión 110 kV. Este punto permitirá la  
19 conexión de la normalizada subestación Unión 110 kV al STR existente.

20  
21 Para la conexión del existente transformador 110/34.5 kV de propiedad de  
22 ELECTRICARIBE, a la normalizada Subestación Unión 110 kV, el punto de conexión es el  
23 barraje 110 kV.

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

## 36 37 **2.2.9 En subestación Tebsa 110 kV**

### 38 39 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

40  
41 El propietario de la subestación Tebsa 110 kV es TERMOBARRANQUILLA S.A. E.S.P. -  
42 TEBSA.

1 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015 en la subestación  
2 Tebsa 110 kV, es el barraje 110 kV. Sin embargo, dado que se permite el uso de equipos  
3 y/o elementos liberados, o que queden disponibles, por motivo de las obras objeto de la  
4 Convocatoria Publica UPME 15 – 2015, el punto de conexión también podrá ser a la llegada  
5 de las bahías libres o disponibles.  
6

7 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
8 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
9 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
10 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
11 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
12 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la  
13 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente  
14 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en  
15 conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso de requerirse, podrán solicitar  
16 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de  
17 conexión.  
18

## 19 **2.2.10 En la nueva subestación Tebsa II 110 kV**

### 20 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

21 El propietario de la nueva subestación Tebsa II 110 kV será el Inversionista resultante de la  
22 Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015.  
23

24 La frontera, en la nueva subestación Tebsa II 110 kV, entre el STR y el otros agentes será  
25 en el barraje de 110 kV. El Transmisor Regional que desarrolle la Convocatoria Pública  
26 UPME STR 15 – 2015, deberá dejar listo, para su uso, el barraje 110 kV (esto solo si la  
27 subestación es tipo convencional) para la conexión de una (1) bahía de transformación a  
28 110 kV perteneciente al SDL y una (1) bahía para la conexión de la generación  
29 Termobarranquilla unidades 3 y 4. Se aclara que ni estas bahías, ni los traslados o  
30 conexiones, o equipos asociados hacen parte de la Convocatoria Pública UPME STR.  
31

32 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
33 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
34 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
35 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
36 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
37 firmados por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos  
38 en sus condiciones básicas.  
39

## 40 **2.2.11 En la línea Termoflores I-Centro 110 kV**



1 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015:**

2  
3 El propietario de la línea Termoflores I-Centro 110 kV será el Inversionista resultante de la  
4 Convocatoria Pública UPME STR 14 – 2015.

5  
6 El propietario del tramo que conecta la subestación Estadio 110 kV a la línea Termoflores  
7 I-Centro 110 kV será el Inversionista resultante de la Convocatoria Pública UPME STR 15  
8 – 2015.

9  
10 El Inversionista resultante de la Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015 deberá  
11 garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones, control y protecciones de  
12 las bahías de línea de la nueva subestación Estadio 110 kV, con los sistemas de las bahías  
13 de los extremos de la línea, específicamente en las subestaciones Termoflores I 110 kV y  
14 Centro 110 kV.

15  
16 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015 a la línea  
17 Termoflores I-Centro 110 kV, es el lugar donde el Inversionista resultante de la  
18 Convocatoria Pública UPME STR 14 – 2015 ubique la cámara de empalme indicada en la  
19 Nota b) del numeral 2.

20  
21 El contrato de conexión, si aplica, deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda,  
22 todos los temas relacionados con la conexión a la línea y con cambios o ajustes de cualquier  
23 índole que deban hacerse en las subestaciones Termoflores I 110 kV y Centro 110 kV que  
24 se generen producto de la reconfiguración de la línea Termoflores I-Centro 110 kV en  
25 Termoflores I-Estadio-Centro 110 kV. Este contrato de conexión, si aplica, deberá estar  
26 firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos  
27 en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No  
28 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida  
29 justificación, la modificación del momento en que se firma del contrato de conexión.

30  
31  
32 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

41  
42 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
43 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de las Convocatorias.

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  
43

**3.1 Parámetros del Sistema**

Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado deberán ser nuevos y de última tecnología (salvo excepciones), y cumplir con las siguientes características técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría o Interventorías para la UPME.

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

**Líneas de Transmisión en 110 kV:**

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

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

**3.2 Nivel de Corto Circuito**

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

**3.3 Materiales**

Todos los equipos y materiales incorporados a las Convocatorias deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones, salvo excepciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los

1 materiales usados para las Convocatorias, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar  
2 con certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista  
3 o Inversionistas seleccionados deberán presentar para fines pertinentes al Interventor o  
4 Interventores correspondientes los documentos que le permitan verificar las anteriores  
5 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del  
6 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el  
7 Reglamento actualmente vigente.

### 8 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

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

17 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los  
18 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución  
19 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy  
20 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

### 22 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

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

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

### 37 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

8  
 9 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,  
 10 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo  
 11 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de  
 12 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

13  
 14  
 15 **4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV**

16  
 17 **4.1 General**

18  
 19 La información específica referente a la líneas existentes, remitida por el propietario de la  
 20 infraestructura, como costos, datos técnicos, etc, serán suministrados por la UPME  
 21 conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

22  
 23 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas o  
 24 tramos 110 kV, de las Convocatorias Públicas UPME STR 14 y 15 de 2015:  
 25

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase		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	km	Longitud aproximada Línea Termoflores – Centro: 11  Longitud aproximada Línea Termoflores– Oasis: 4  Longitud aproximada Línea Las Flores hasta interceptar la línea Termoflores – Oasis: 1

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
		pertinentes que realice el Inversionista		Longitud aproximada Línea doble circuito Estadio– Conexión a la línea Termoflores – Centro: 1  Longitud aproximada Línea Magdalena – Unión 110 kV: 2  Longitud aproximada Línea Magdalena – El Río 110 kV: 6  Longitud aproximada Línea Tebsa – Unión 110 kV: 4
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Entre 20 y 50
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
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 o Aluminio
14	Cables de guarda	Con características según numeral 4.4.3 de este Anexo.		Alumoclad
15	Máxima tensión mecánica de tendido de	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
	los conductores referida a su tensión de rotura			
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

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

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

#### 4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión

La selección de la ruta para las líneas objeto de las Convocatorias Públicas UPME STR 14 y 15 de 2015, será responsabilidad del Inversionista seleccionado correspondiente. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta para las líneas a 110 kV, será el Inversionista correspondiente el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia de cada Convocatoria y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados” publicados en la página WEB de la UPME en el link de las Convocatorias Públicas UPME 14 y 15 de 2015 o la información suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del

1 presente Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios  
2 estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

### 4.3 Longitud Aproximada de las Líneas

5  
6 La longitud anunciada en la tabla del numeral 4.1 de este documento son de referencia y  
7 está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice  
8 el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en  
9 sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

### 4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV

12  
13 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución de  
14 las Convocatorias son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de  
15 Selección del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema  
16 Interconectado Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y  
17 actualizaciones) y en el RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y  
18 construcción de la línea.

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

25  
26 El Interventor correspondiente verificará para la UPME, que los diseños realizados por el  
27 Transmisor Regional correspondiente cumplan con las normas técnicas aplicables y con  
28 las siguientes especificaciones.

#### 4.4.1 Aislamiento

30  
31  
32 El Inversionista correspondiente deberá verificar, en primer lugar, las condiciones  
33 meteorológicas y de contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las  
34 nuevas subestaciones y/o las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en  
35 ello, hacer el diseño del aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y  
36 la coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que  
37 puedan presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias  
38 de la operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas  
39 con extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las  
40 tensiones en las barras de 110 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del  
41 valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación  
42 y sus tasas de crecimiento.

1 Para el caso de líneas o tramos de líneas aéreas se considera como parámetro de diseño  
2 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea/año ante descargas eléctricas  
3 atmosféricas y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.  
4

5 Para el caso de líneas o tramos de líneas subterráneas en todos los sitios de transición  
6 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la  
7 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o  
8 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la  
9 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

#### 11 **4.4.2 Conductores de Fase**

12  
13 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias  
14 de la ruta y el lugar donde los Proyectos objeto de las Convocatorias operará, por tanto será  
15 responsabilidad del Inversionista correspondiente su verificación. El Interventor  
16 correspondiente informará a la UPME si el diseño realizado por el Inversionista  
17 correspondiente cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites  
18 establecidos.  
19

20 El conductor de fase, de las líneas objeto de las Convocatorias Públicas UPME STR 14 y  
21 15 de 2015, para tramos aéreos, deberán ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20°  
22 C y de igual o mayor capacidad de corriente a las siguientes:

- 24 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0713  
25 ohmios/km.
- 26 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 700  
27 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.

28  
29 Para tramos subterráneos la máxima resistencia DC a 20°C debe ser igual o inferior a  
30 0,0311 ohmios/km y la Capacidad normal de operación no inferior a 900 Amperios.

31  
32 En caso de conductores en haz o múltiples por fase la resistencia equivalente  
33 corresponderá a la resistencia de cada uno de los cables dividida por el número de cables  
34 y la capacidad de corriente, para líneas aéreas será el producto de las capacidades  
35 individuales por la cantidad de cables en haz, mientras que para las subterráneas las  
36 capacidades serán determinadas según la norma IEC 60287.  
37

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

40  
41 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
42 el 50% de su correspondiente tensión de rotura. La tensión de tendido y halado de los



1 cables asilados en líneas subterráneas no deberán exceder las recomendadas por el  
2 fabricante.

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

8  
9 De presentarse características en el ambiente, para estas nuevas líneas, que tuvieren  
10 efecto corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos  
11 de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,  
12 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad  
13 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor deberá ser cobre con aislamiento XLPE y  
14 con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito previsible para la  
15 línea. En caso de que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser  
16 incorporadas al cable o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la  
17 Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

#### 18 19 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

20  
21 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

22  
23 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda  
24 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW, con  
25 la única excepción de líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con fibra óptica.

26  
27 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda  
28 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberá ser del tipo Alumoclad o de otro  
29 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los  
30 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su  
31 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar  
32 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan  
33 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del  
34 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados  
35 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por  
36 ellos.

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

40  
41 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional  
42 cumpla con las normas técnicas aplicables.

43

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

#### 6 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

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

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

#### 23 **4.4.5 Estructuras**

25 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la  
26 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas  
27 a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de  
28 frecuencia industrial.

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

36 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
37 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
38 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología  
39 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical  
40 Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y  
41 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a partir de los  
42 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
43 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*

1 *Transmision Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
2 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los que se  
3 obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara  
4 así, primarán estas últimas.

#### 6 **4.4.6 Localización de Estructuras**

8 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad  
9 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las  
10 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de  
11 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La  
12 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las  
13 condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del  
14 Proyecto según el RETIE.

#### 16 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

18 El Interventor correspondiente informará a la UPME los resultados del estudio del sistema  
19 de protección anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los  
20 amortiguadores deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en  
21 un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista correspondiente determinará  
22 los sitios de colocación, a lo largo de cada vano, de los amortiguadores de tal manera que  
23 la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será  
24 entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

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

#### 31 **4.4.8 Cimentaciones**

33 Para los fines pertinentes, el Interventor correspondiente revisará los resultados de las  
34 memorias de cálculo de las cimentaciones propuestas, que deberán hacerse considerando  
35 la metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*  
36 *Electrical Transmission Line Structural Loading – Practice 74*" para la evaluación de las  
37 cargas y para el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de  
38 Construcción Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las  
39 cargas en torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del  
40 caso, se deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las  
41 obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben  
42 hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe  
43 adelantar el Inversionista correspondiente en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel

1 de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles  
2 de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

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

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

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

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

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

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

#### 4.4.10 Señalización Aérea

41 El Inversionista correspondiente deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica  
42 Civil, las Empresas Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la  
43 Fuerza Aérea de Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o

1 zonas de tránsito de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación  
2 aérea, etc) que hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan  
3 eventuales accidentes originados por la carencia de ellos.  
4

5 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas  
6 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros  
7 centelleantes en torres en casos más severos.  
8

#### 9 **4.4.11 Obras Complementarias**

10  
11 El Interventor correspondiente informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos  
12 técnicos del diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad  
13 de los sitios de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de  
14 contención, tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos  
15 ambientales y demás obras que se requieran.  
16

#### 17 **4.5 Informe Técnico**

18  
19 El Interventor correspondiente verificará que el Inversionista correspondiente suministre los  
20 siguientes documentos técnicos, en igual forma a lo requerido para las líneas del STN, de  
21 acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como  
22 se establezca en resoluciones posteriores a esta, durante las respectivas etapas de  
23 construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:  
24

- 25 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de  
26 2000.
- 27
- 28 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de  
29 2000.
- 30
- 31 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo  
32 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 33
- 34 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.  
35
- 36 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la  
37 Resolución CREG 098 de 2000.  
38
- 39 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098  
40 de 2000.  
41  
42

1 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

2  
3 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las subestaciones.

4  
5 **5.1 General**

6  
7 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la  
8 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán  
9 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 9 del presente Anexo.

10  
11 **5.1.1 Predio de las subestaciones**

12  
13 **Subestación Termoflores I 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 14 – 2015 y**  
14 **Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015):**

15  
16 La existente subestación Termoflores I 110 kV, propiedad de CELSIA, se encuentra  
17 localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá  
18 verificar el Interesado:

19  
20 Latitud: 11° 1'30.07"N  
21 Longitud: 74°48'44.39"O  
22

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

31  
32 En el predio para el desarrollo de las Convocatorias, el Inversionista seleccionado  
33 correspondiente deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se  
34 debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del  
35 Interventor correspondiente y de la UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria  
36 correspondiente.

37  
38 El Inversionista correspondiente y CELSIA deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o  
39 disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá  
40 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

41  
42 **Subestación Centro 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 14 – 2015):**

1 La existente subestación Centro 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, se encuentra  
2 localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá  
3 verificar el Interesado:

4  
5 Latitud: 10°58'33.82"N  
6 Longitud: 74°47'24.68"O  
7

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

17 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá  
18 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un  
19 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME  
20 y hará parte de las memorias de la Convocatoria.  
21

22 El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o  
23 disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá  
24 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.  
25

### 26 **La nueva subestación Estadio 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015):**

27  
28 El predio para la nueva subestación Estadio 110 kV será el que adquiera el Inversionista.  
29 Sin embargo su ubicación está limitada a un radio de 500 metros medidos desde el siguiente  
30 punto:

31  
32 Latitud: 10°59'33.79"N  
33 Longitud: 74°48'13.11"O  
34

35 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y  
36 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes  
37 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para  
38 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
39 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir  
40 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán  
41 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades  
42 para los accesos, equipos y obras.  
43

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

5  
6 El Inversionista deberá dotar la nueva subestación Estadio 110 kV del espacio físico  
7 necesario para la construcción de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR  
8 15 – 2015 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.

9  
10 **Subestación Oasis 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015):**

11  
12 La existente subestación Oasis 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, se encuentra  
13 localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá  
14 verificar el Interesado:

15  
16 Latitud: 11° 0'32.00"N  
17 Longitud: 74°47'44.09"O  
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 de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá  
29 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un  
30 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME  
31 y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

32  
33 El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o  
34 disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá  
35 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

36  
37 **Subestación Las Flores 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015):**

38  
39 La existente subestación Las Flores 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, se encuentra  
40 localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá  
41 verificar el Interesado:

42  
43 Latitud: 11° 1'45.49"N



1 Longitud: 74°48'25.86"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 de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá  
13 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un  
14 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME  
15 y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

16

17 El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán 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 **La nueva subestación Magdalena 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 15 –**  
22 **2015):**

23

24 El predio para la nueva subestación Magdalena 110 kV será el que adquiera el Inversionista.  
25 Sin embargo su ubicación está limitada a un radio de 500 metros medidos desde el siguiente  
26 punto:

27

28 Latitud: 10°56'59.02"N

29 Longitud: 74°46'17.45"O

30

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

39

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

1  
2 El Inversionista deberá dotar la nueva subestación Estadio 110 kV del espacio físico  
3 necesario para la construcción de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR  
4 15 – 2015 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.

5  
6 **Subestación El Río 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015):**  
7

8 La existente subestación El Río 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE, se encuentra  
9 localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá  
10 verificar el Interesado:

11  
12 Latitud: 10°59'1.64"N  
13 Longitud: 74°45'56.52"O  
14

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

24 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá  
25 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un  
26 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME  
27 y hará parte de las memorias de la Convocatoria.  
28

29 El Inversionista y ELECTRICARIBE deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o  
30 disposición física de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá  
31 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.  
32

33 **La normalizada subestación Unión 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 15 –**  
34 **2015):**  
35

36 El predio para la normalizada subestación Unión 110 kV será el que adquiera el  
37 Inversionista. Sin embargo su ubicación está limitada a un radio de 500 metros medidos  
38 desde el siguiente punto:

39  
40 Latitud: 10°56'54.58"N  
41 Longitud: 74°47'10.33"O  
42

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

9  
10 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá  
11 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un  
12 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME  
13 y hará parte de las memorias del proyecto.

14  
15 El Inversionista deberá dotar a la normalizada subestación Unión 110 kV del espacio físico  
16 necesario para la construcción de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR  
17 15 – 2015 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.

18  
19 **Subestación Tebsa 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015):**

20  
21 La existente subestación Tebsa 110 kV, propiedad de TEBSA, se encuentra localizada en  
22 las siguientes coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el  
23 Interesado:

24  
25 Latitud: 10°56'15.17"N  
26 Longitud: 74°45'48.17"O

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

36  
37 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá  
38 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un  
39 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME  
40 y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

41

1 El Inversionista y TEBSA deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física  
2 de los equipos en la subestaciones. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición  
3 de alto nivel de confiabilidad.

4  
5 **La nueva subestación Tebsa II 110 kV (Convocatoria Pública UPME STR 15 – 2015):**

6  
7 El predio para la nueva subestación Tebsa II 110 kV será el que adquiera el Inversionista.  
8 Sin embargo su ubicación está limitada a un radio de 500 metros medidos desde el siguiente  
9 punto:

10  
11 Latitud: 10°56'16.88"N  
12 Longitud: 74°45'56.39"O

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

22  
23 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá  
24 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un  
25 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME  
26 y hará parte de las memorias del proyecto.

27  
28 El Inversionista deberá dotar la nueva subestación Tebsa II 110 kV del espacio físico  
29 necesario para la construcción de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR  
30 15 – 2015 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.

31  
32 **5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

33  
34 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer  
35 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de  
36 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.

37  
38 **5.1.3 Servicios Auxiliares**

39  
40 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes  
41 para la topología de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del  
42 presente Anexo 1.

43

#### 1 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

2  
3 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos  
4 del módulo común como se describe a continuación:

5  
6 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del patio  
7 de conexiones del nivel 110 kV, objeto de las Convocatorias Públicas, junto con los espacios  
8 de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de  
9 espacio en los predios y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el  
10 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de  
11 acceso a los predios de las Subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias.

12  
13 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y  
14 módulo común en las subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las  
15 obras civiles y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las  
16 bahías de la subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de las presentes  
17 Convocatorias Públicas. La infraestructura y módulo común de una nueva o normalizada  
18 subestación, estarán conformados como mínimo por los siguientes componentes:

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

31  
32 Equipos: Todos los equipos necesarios para las nuevas bahías y la integración de nuevas  
33 bahías a 110 kV con la infraestructura existente. Se incluyen entre otros, los sistemas de  
34 automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de  
35 comunicaciones propio de cada subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra y  
36 los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado  
37 necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para  
38 integrar las nuevas bahías, con las subestaciones existentes, en conexiones de potencia,  
39 control, medida, protecciones y servicios auxiliares.

40  
41 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
42 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que  
43 la modifique o sustituya).

1  
2 **5.1.5 Espacios de Reserva**  
3

4 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública  
5 UPME STR 15 – 2015 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la  
6 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito en  
7 el Numeral 5.1.4 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de  
8 la presente Convocatoria.  
9

10 La nueva **subestación Estadio 110 kV** deberá incluir espacios de reserva para:

- 11
- 12 • La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser  
13 utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.
- 14
- 15 • La futura instalación de dos (2) Transformadores de potencia del SDL.  
16

17 La nueva **subestación Magdalena 110 kV** deberá incluir espacios de reserva para:

- 18
- 19 • La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser  
20 utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.
- 21
- 22 • La futura instalación de dos (2) Transformadores de potencia del SDL.  
23

24 La normalizada **subestación Unión 110 kV**, si se desarrolla por fuera del predio de la  
25 existente subestación Unión 110 kV, deberá incluir espacios de reserva para:

- 26
- 27 • La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser  
28 utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.
- 29
- 30 • La futura instalación de dos (2) Transformadores de potencia del SDL.  
31

32 La nueva **subestación Tebsa II 110 kV**, si se desarrolla por fuera del predio de la existente  
33 subestación Tebsa 110 kV, deberá incluir espacios de reserva para:

- 34
- 35 • La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser  
36 utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.
- 37
- 38 • La futura instalación de dos (2) Transformadores de potencia del SDL.  
39

40 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como  
41 Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios  
42 de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la Convocatorias  
43 Públicas.

1  
2 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las subestaciones existentes o nuevas  
3 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,  
4 edificaciones, etc.) objeto de las Convocatorias Públicas.

5  
6 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en  
7 los espacios de reserva objeto de las presentes Convocatorias Públicas, es decir, deberá  
8 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las  
9 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore. Adicionalmente,  
10 tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas  
11 dentro del mantenimiento que el Inversionista correspondiente realice a la Subestación,  
12 hasta tanto sean ocupados.

13  
14 El Transmisor Regional preparará un documento en el cual se indiquen las características  
15 de los espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos con la  
16 disposición propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de las bahías y/o  
17 equipos. Esto deberá ser entregado al Interventor correspondiente quien verificará el  
18 cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva.

## 20 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

21  
22 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última  
23 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*  
24 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*  
25 *International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des*  
26 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

## 28 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

## 37 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

38  
39 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

20  
21 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
22 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
23 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

24  
25 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
26 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
27 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
28 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que  
29 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
30 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

31  
32 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
33 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
34 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior  
35 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que  
36 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

37  
38 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista  
39 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
40 Proyecto.

41  
42 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
43 documento de cumplimiento obligatorio.



1  
2 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
3 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
4 pruebas.

5  
6 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
7 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
8 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas  
9 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y  
10 mantenimiento.

11  
12 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista  
13 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.

#### 14 15 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

16  
17 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el  
18 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;  
19 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la  
20 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del  
21 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las  
22 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

23  
24 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista  
25 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y  
26 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
27 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los  
28 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva  
29 recomendación si es del caso.

30  
31 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

##### 32 33 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 34  
35
- 36 • Criterios básicos de diseño electromecánico
  - 37 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
  - 38 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
  - 39 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
  - 40 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
  - 41 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
  - 42 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
  - 43 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
  - Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra

- 1 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 2 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 3 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 4 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 5 • Análisis de identificación de riesgos.

#### 7 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

- 9 • Especificación técnica equipos de patio.
- 10 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 11 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 12 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 13 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 14 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 15 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 16 equipos.
- 17 • Especificación funcional del sistema de control.
- 18 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 19 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 20 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 21 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 22 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

#### 24 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 110/220 kV**

- 26 • Características técnicas, equipos 110/220 kV.
  - 27 - Interruptores 110/220 kV
  - 28 - Seccionadores 110/220 kV.
  - 29 - Transformadores de corriente 110/220 kV.
  - 30 - Transformadores de tensión 110/220 kV.
  - 31 - Descargadores de sobretensión 110/220 kV.
  - 32 - Aisladores y cadenas de aisladores 110/220 kV.
- 33 • Dimensiones de equipos.
- 34 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 35 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 36 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 37 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 38 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 39 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y
- 40 barrajes.

1 **5.4.1.4 Planos electromecánicos**

- 2
- 3 • Diagrama unifilar de la subestación
- 4 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 5 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 6 • Diagrama unifilar de medidas.
- 7 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 8 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 9 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 10 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 11 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 12 • Planos en planta de ubicación de equipos 110 kV.
- 13 • Planos vista en cortes de equipos 110 kV.
- 14 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 15 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 16 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 17 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 18 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.
- 19

20 **5.4.1.5 Planos de obras civiles**

- 21
- 22 • Plano localización de la subestación.
- 23 • Plano disposición de bases de equipos.
- 24 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 25 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 26 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 27 • Plano de drenajes de la subestación.
- 28 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 29 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 30 • Planos casa de control.
- 31 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 32 • Plano cerramiento de la subestación.
- 33 • Plano obras de adecuación.
- 34

35 **5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

- 36
- 37 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 38 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 39 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 40 transporte de equipos y materiales.
- 41 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.

- 1 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 2 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 3 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

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

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

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

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

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

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

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

##### 5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles

- 36 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 37 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 38 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 39 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 40 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 41 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 42 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.

- 1 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 2 cárcamos interiores en caseta de control.
- 3 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 4 barrajes.
- 5 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
- 6 rígido.
- 7 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 8 casa de control.
- 9 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 10 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.

#### 11

#### 12 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

#### 13

- 14 • Planos para construcción de bases para equipos
- 15 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
- 16 soporte para equipos y pórticos a 110 kV.
- 17 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 18 potencia.
- 19 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 20 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 21 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 22 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 23 tableros, equipos y canales interiores.
- 24 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 25 • Planos para construcción de vías

#### 26

#### 27 **5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

#### 28

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

37

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

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

#### 42

- 1 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y  
2 estructuras.  
3 • Lista de materiales referenciados sobre planos.  
4 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.  
5 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.  
6 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el  
7 RETIE.  
8 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el  
9 RETIE.  
10  
11 **b. Equipos principales:**  
12 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de  
13 conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.  
14 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al  
15 nivel rasante del patio.  
16 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos,  
17 sistemas de anclaje.  
18 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.  
19 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.  
20 Diseño civil de los canales de cables.  
21 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos  
22 para cables entre los equipos y las bandejas.  
23 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.  
24  
25 **c. Equipos de patio 110 kV:**  
26 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de  
27 sobretensión.  
28 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras  
29 de interconexión.  
30 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.  
31 - Placas de características técnicas.  
32 - Información técnica complementaria y catálogos.  
33 - Manuales detallados para montaje de los equipos.  
34 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.  
35 - Protocolo de pruebas en fábrica.  
36 - Procedimiento para pruebas en sitio.  
37  
38 **d. Para tableros:**  
39 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.  
40 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de  
41 control, señalización y protección.

- 1 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,  
2 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y  
3 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
  - 4 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
  - 5 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
  - 6 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,  
7 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
    - 8 - Diagramas de principio y unifilares
    - 9 - Diagramas de circuito
    - 10 - Diagramas de localización exterior e interior.
    - 11 - Tablas de cableado interno y externo.
    - 12 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
    - 13 - Diagramas de principio
    - 14 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes  
15 diagramas de principio:
      - 16 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
      - 17 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
      - 18 ▪ Diagramas de medición de energía.
      - 19 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
      - 20 ▪ Diagramas de comunicaciones.
    - 21 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
    - 22 - Listado de cables y borneras.
    - 23 - Planos de Interfase con equipos existentes.
    - 24 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,  
25 señalización y alarmas.
- 26
- 27 **e. Reportes de Pruebas:**
- 28 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última  
29 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que  
30 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de  
31 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.  
32 Las instrucciones deberán estar en idioma español.
- 33

#### 34 5.4.3 Estudios del Sistema

35

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

40

- 41 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
42 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos  
43 y de resistividad.

- 1
- 2 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 3
- 4 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
- 5 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 6
- 7 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 8
- 9 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
- 10 distancias eléctricas.
- 11
- 12 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
- 13 y a corto circuito.
- 14
- 15 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
- 16 aislados.
- 17
- 18 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 19
- 20 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 21
- 22 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares ac y dc.
- 23
- 24 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 25
- 26 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
- 27 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 28
- 29 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
- 30 de fallas.
- 31
- 32 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
- 33 como mínimo los siguientes aspectos:
- 34
- 35 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 36
- 37 - Origen de los datos de entrada.
- 38
- 39 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
- 40 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 41
- 42 - Resultados.
- 43



1 - Bibliografía.  
2

### 3 **5.4.4 Distancias de Seguridad** 4

5 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos  
6 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.  
7

## 8 **5.5 Equipos de Potencia** 9

### 10 **5.5.1 Interruptores** 11

12 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las  
13 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:  
14

- 15 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 16 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear  
17 standards".
- 18 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of  
19 52 kV an above"
  
20

21 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado  
22 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo  
23 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido  
24 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser  
25 totalmente independientes.  
26

27 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
28 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
29 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
30 Interventoría.  
31

32 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
33 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o  
34 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su  
35 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos  
36 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
37

38 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in sitio para verificar las  
39 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.  
40

### 41 **5.5.2 Transformadores de Potencia** 42

1 El Transmisor Regional suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le  
2 permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición  
3 de la publicación IEC 60076, “Power Transformers”.

4  
5 El transformador de potencia 220/110 kV – 100 MVA, estará compuesto de una (1) unidad  
6 trifásica. La capacidad total de 100 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar  
7 bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y  
8 temperatura ambiente en donde estará cada transformador. El transformador deberá tener  
9 una capacidad de sobrecarga del 20% durante 30 minutos.

10  
11 Se requiere que el transformador de potencia 220/110 kV – 100 MVA tengan devanado  
12 terciario, con una capacidad mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros  
13 dos devanados. El devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de  
14 servicios auxiliares de la subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos  
15 los equipos necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.

16  
17 El grupo de conexión de la transformación será YNynd.

18  
19 El transformador de potencia 220/110 kV– 100 MVA deberá estar dotado de cambiadores  
20 de derivaciones, para operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos  
21 de 1% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación, la posición 11 para la relación  
22 nominal y la posición 21 para la mínima relación.

23  
24 El transformador de potencia 220/110 kV – 100 MVA deberá tener una impedancia entre  
25 los devanados 220 y 110 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual al de  
26 los transformadores existentes 220/110 kV – 100 MVA conectados en paralelo (es decir  
27 10.5%), sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

28  
29 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga  
30 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo  
31 establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

32  
33 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de  
34 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de  
35 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría

36  
37 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe  
38 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en  
39 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de  
40 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

41  
42 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
43 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

### 5.5.3 Descargadores de Sobretensión

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

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

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

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

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

### 5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

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

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

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

6  
7 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
8 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

### 9 10 **5.5.5 Transformadores de Tensión**

11  
12 Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de  
13 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a  
14 suministrar:

- 15
- 16 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial  
17 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 18 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 19 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and  
20 capacitor dividers".

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

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

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

39  
40 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
41 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

42

### 5.5.6 Transformadores de Corriente

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

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

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

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

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

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

### 5.5.7 Equipo GIS o Híbrido

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

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

- IEC60071-Insulation Coordination.
- IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- IEC60270-Partial discharge measurement.

- 1 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 2 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 3 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 4 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 5 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 6 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 7 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

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

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

#### 14 **5.5.8 Sistema de puesta a tierra**

15  
16  
17 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la  
18 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current  
19 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

20  
21 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en  
22 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado  
23 en cualquier lugar, al que tenga acceso.

24  
25 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto  
26 más cercano y conveniente.

27  
28 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos  
29 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

30  
31 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los  
32 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y  
33 las tensiones de paso y contacto, según requerimientos del RETIE.

#### 34 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

35  
36  
37 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para  
38 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán  
39 aterrizados con cables bajantes de cobre.

40  
41 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección  
42 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá  
43 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

1  
 2 **5.6 Equipos de Control y Protección**  
 3

4 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de  
 5 control y protección:  
 6

7 **5.6.1 Sistemas de Protección**  
 8

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

17 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
 18 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus  
 19 modificaciones.  
 20

21 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**  
 22

23 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 24 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:  
 25

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.            Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	<p>enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0.            Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
0	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión,</p>



Nivel	Descripción	Modos de Operación
		especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1  
 2 **5.6.2.1 Características Generales**  
 3

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

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

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

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

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

- 1       ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
- 2       normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
- 3       detener el sistema.
- 4       ○ Mantenimiento de cada equipo.
- 5       ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
- 6       del sistema.

7  
8 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o  
9 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación  
10 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista seleccionado (sean funciones de  
11 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista seleccionado es responsable  
12 por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos  
13 de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son  
14 responsabilidad del Inversionista seleccionado.

15  
16 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
17 Subestación:

- 18
- 19 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 20 Subestación.
- 21
- 22 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
- 23 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
- 24 de un reloj GPS.
- 25
- 26 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 27 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 28

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

### 35

### 36 **5.6.3 Medidores multifuncionales**

### 37

38 Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida,  
39 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,  
40 potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o  
41 un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo  
42 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su  
43 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  
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  
43

#### 5.6.4 Controladores de Bahía

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

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

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

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

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

#### 5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía.

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

7  
8 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos  
9 para la comunicación.

10

### 11 **5.6.6 Switches**

12

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

15

- 16 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 17
- 18 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 19
- 20 • Deberá incluir las siguientes características de red:
  - 21 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
  - 22 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 23
- 24 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 25
- 26 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 27 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 28
- 29 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
- 30 exigente.

31

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

35

### 36 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

37

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

39

40 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe  
41 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez  
42 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,

1 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y  
2 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista  
3 seleccionado.

4  
5 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás  
6 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos  
7 distribuidos en la Subestación.

8  
9 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores  
10 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-  
11 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

## 12 13 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

### 14 15 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

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

### 33 34 **5.6.8.2 Registradores de Fallas**

35  
36 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
37 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
38 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
39 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
40 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
41 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

42

### 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.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.
- Programación, parametrización y actualización.
- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

### 5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

### 5.7 Obras Civiles

1 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles necesarias  
2 en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación. Todos los diseños  
3 de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas  
4 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

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

- 12
- 13 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 14
- 15 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,  
16 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 17
- 18 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y  
19 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones  
20 hechas en campo verificadas por el Interventor.
- 21
- 22

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

### 24 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

25  
26  
27 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
28 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
29 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG  
30 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo  
31 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.

32  
33 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
34 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
35 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar  
36 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
37 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta  
38 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con  
39 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

40  
41 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes  
42 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los  
43 requerimientos del CND, vigentes:

- 1  
2 • Direccionalidad de las protecciones de línea.  
3  
4 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
5 asociadas.  
6  
7 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
8 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
9 protecciones.  
10  
11 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.  
12

13 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución  
14 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
15 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.  
16

## 17 6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

18 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:  
19  
20

- 21 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.  
22 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.  
23 • Diagrama Unifilar.  
24 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
25 Proyecto.  
26 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.  
27 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.  
28 • Cronograma de pruebas.  
29 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con  
30 información definitiva.  
31 • Protocolo de energización.  
32 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.  
33 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
34 punto de conexión.  
35 • Carta de declaración en operación comercial.  
36 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
37 actualizados por el CND.  
38  
39

## 40 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

41



1 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
2 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

### 3 4 5 **8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

6  
7 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al  
8 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo  
9 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la  
10 UPME.

### 11 12 13 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

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

### 22 23 24 **10. FIGURAS**

25  
26 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

27  
28 Figura 1 - Unifilar subestación Termoflores I 110 kV

29  
30 Figura 2 - Unifilar subestación Centro 110 kV

31  
32 Figura 3 - Unifilar nueva subestación Estadio 110 kV

33  
34 Figura 4A - Existente Unifilar subestación Oasis 110 kV

35  
36 Figura 4B - Futuro Unifilar subestación Oasis 110 kV

37  
38 Figura 5 - Unifilar subestación Las Flores 110 kV

39  
40 Figura 6 - Unifilar nueva subestación Magdalena 110 kV

41  
42 Figura 7 - Unifilar subestación El Rio 110 kV

43

- 1 Figura 8A - Existente Unifilar subestación Unión 110 kV
- 2
- 3 Figura 8B - Futuro Unifilar subestación Unión 110 kV
- 4
- 5 Figura 9A - Existente Unifilar subestación Tebsa 110 kV
- 6
- 7 Figura 9B - Futuro Unifilar subestación Tebsa 110 kV
- 8
- 9 Figura 10 - Unifilar nueva subestación Tebsa II 110 kV
- 10
- 11
- 12
- 13
- 14
- 15
- 16