

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL - STR
UPME 06 – 2016**

(UPME STR 06 – 2016)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DEL REFUERZO ELÉCTRICO DE LA GUAJIRA: LÍNEAS
RIOHACHA – MAICAO 110 kV Y RIOHACHA – CUESTECITAS 110 kV EN EL
DEPARTAMENTO DE LA GUAJIRA**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., junio de 2016

ÍNDICE

1		
2		
3	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
4	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales.....	4
5	1.2 Definiciones	5
6	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
7	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones	7
8	2.1.1 En la Subestación Cuestecita 110 kV	7
9	2.1.2 En la Subestación Riohacha 110 kV	8
10	2.1.3 En la Subestación Maicao 110 kV.....	9
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	10
12	2.2.1 En la Subestación Cuestecita 110 kV	10
13	2.2.2 En la Subestación Riohacha 110 kV	11
14	2.2.3 En la Subestación Maicao 110 kV.....	11
15	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	12
16	3.1 Parámetros del Sistema	12
17	3.2 Nivel de Corto Circuito.....	13
18	3.3 Materiales	13
19	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	14
20	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	14
21	3.6 Pruebas en Fábrica	15
22	4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV	15
23	4.1 General	15
24	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión.....	17
25	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas	18
26	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV	18
27	4.4.1 Aislamiento	18
28	4.4.2 Conductor de Fase	19
29	4.4.3 Cable(s) de Guarda	20
30	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	21
31	4.4.5 Estructuras.....	21
32	4.4.6 Localización de Estructuras.....	22
33	4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores.....	22
34	4.4.8 Cimentaciones	22
35	4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas	23
36	4.4.10 Señalización Aérea	24
37	4.4.11 Obras Complementarias.....	24
38	4.5 Informe Técnico	24
39	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES.....	25
40	5.1 General	25
41	5.1.1 Predio para la ampliación de las subestaciones.....	25

1	5.1.2	Conexiones con Equipos Existentes	27
2	5.1.3	Servicios Auxiliares.....	27
3	5.1.4	Infraestructura y Módulo Común	27
4	5.1.5	Espacios de Reserva.....	28
5	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos	29
6	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	29
7	5.4	Procedimiento General del Diseño.....	29
8	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica	31
9	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle	33
10	5.4.3	Estudios del Sistema.....	37
11	5.4.4	Distancias de Seguridad.....	39
12	5.5	Equipos de Potencia.....	39
13	5.5.1	Interruptores.....	39
14	5.5.2	Descargadores de Sobretensión.....	40
15	5.5.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	40
16	5.5.4	Transformadores de Tensión	41
17	5.5.5	Transformadores de Corriente	42
18	5.5.6	Equipo GIS o Híbrido.....	42
19	5.5.7	Sistema de puesta a tierra.....	43
20	5.5.8	Apantallamiento de la Subestación	44
21	5.6	Equipos de Control y Protección	44
22	5.6.1	Sistemas de Protección.....	44
23	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones	44
24	5.6.2.1	Características Generales	46
25	5.6.3	Medidores multifuncionales	48
26	5.6.4	Controladores de Bahía.....	48
27	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	49
28	5.6.6	Switches.....	50
29	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	50
30	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	51
31	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	52
32	5.7	Obras Civiles.....	52
33	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	53
34	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio	53
35	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	54
36	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	55
37	8.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	55
38	9.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	55
39	10.	FIGURAS	55
40			
41			

1 **ANEXO 1**

2
3
4 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

5
6 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente
7 definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los
8 Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME STR 06 –
9 2016.

10
11 Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo",
12 "Formulario", "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender
13 efectuada a anexos, apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales
14 y puntos del presente documento, salvo indicación expresa en sentido contrario.

15
16 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente
17 definidas en el presente documento o en los Documentos de Selección del Inversionista,
18 corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

19
20 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los
21 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el
22 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, los aplicables en
23 el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) y
24 en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños.
25 Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la
26 revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre
27 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados,
28 el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y
29 normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser
30 relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y
31 normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo
32 establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en
33 los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME.
34 Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de
35 conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación
36 según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

37
38 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

39
40 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última
41 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Capítulo II,

1 Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban
2 contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes
3 para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha
4 anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

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

14 **1.2 Definiciones**

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

19 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

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

- 24
25
- 26 i. Una (1) nueva línea a 110 kV entre las Subestaciones Riohacha 110 kV y Cuestecitas
27 110 kV, para configurar la nueva línea Riohacha – Cuestecitas 110 kV.
 - 28
29 ii. Una (1) nueva línea a 110 kV, entre las Subestaciones Riohacha 110 kV y Maicao 110
30 kV, para configurar la nueva Línea Riohacha – Maicao 110 kV.
 - 31
32 iii. Una (1) nueva bahía de línea a 110 kV, en configuración doble barra, en la Subestación
33 Cuestecitas 110 kV, para la nueva Línea Riohacha – Cuestecitas 110 kV. Incluye la
34 extensión del barraje a 110 kV y/o conexiones al mismo que se requieran para la
35 instalación de la mencionada bahía, junto con todos los elementos, equipos, obras y
36 adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición, y
37 demás necesarios, para su correcto funcionamiento y el cumplimiento de las normas
38 aplicables.
 - 39
40 iv. Dos (2) nuevas bahías de línea a 110 kV, en configuración barra sencilla, en la
41 Subestación Riohacha 110 kV. Una de las bahías es para la nueva Línea Riohacha –

1 Cuestecitas 110 kV y la otra es para la nueva Línea Riohacha – Maicao 110 kV. Incluye
2 la extensión del barraje a 110 kV y/o conexiones al mismo, que se requieran para la
3 instalación de las mencionadas bahías, junto con los elementos, equipos obras y
4 adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición, y
5 demás necesarios, para su correcto funcionamiento y el cumplimiento de las normas
6 aplicables.

7
8 v. Una (1) nueva bahía de línea a 110 kV, configuración barra sencilla, en la Subestación
9 Maicao 110 kV, para la conexión de la nueva Línea Riohacha – Maicao 110 kV. Incluye
10 la extensión del barraje a 110 kV y/o conexiones al mismo, que se requieran para la
11 instalación de la mencionada bahía, junto con todos los elementos, equipos, obras y
12 adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición, y
13 demás necesarios, para su correcto funcionamiento y el cumplimiento de las normas
14 aplicables.

15
16 vi. Todos los elementos adicionales necesarios para la construcción, operación y
17 mantenimiento de las obras objeto de la presente Convocatoria, incluyendo los
18 sistemas de control, medidas, protecciones, comunicaciones, servicios auxiliares e
19 infraestructura asociada, sin limitarse a estos.

20
21 vii. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5 del presente Anexo.

22
23
24 **NOTAS:**

25
26 a. Los diagramas unifilares de las Subestaciones intervenidas por motivo de la
27 presente Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista
28 seleccionado, podrá modificar la disposición de las bahías en el diagrama unifilar
29 previo concepto del Interventor y aprobación por parte de la UPME, garantizando en
30 cualquier caso una disposición de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de
31 modificación presentada involucra a terceros, como al Operador de Red o
32 propietarios de subestaciones existentes u otros, deberán establecerse acuerdos
33 previos a la solicitud.

34
35 b. Corresponde a los involucrados en las Subestaciones objeto de la presente
36 convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
37 equipos en cada subestación (el Inversionista seleccionado de la presente
38 convocatoria, TRANSELCA como propietario de la Subestación Cuestecitas 110 kV,
39 ELECTRICARIBE como OR responsable del área y propietario de las
40 Subestaciones Riohacha y Maicao, y EPSA como Adjudicatario de Convocatoria

1 Pública UPME STR 01-2015). En cualquier caso, se debe garantizar una disposición
2 de alto nivel de confiabilidad.

3
4 c. El Inversionista deberá tener en cuenta los espacios que ocupan los proyectos de
5 EPSA (Convocatoria Pública UPME STR 01-2015) y ELECTRICARIBE (según lo
6 manifestado en comunicado con radicado UPME 20151260022982 de junio 01 de
7 2015) en las Subestaciones intervenidas por la presente convocatoria. En cualquier
8 caso, si bien los espacios de reserva se podrán ocupar con equipos de la presente
9 Convocatoria Pública del STR, se debe garantizar que los otros espacios de reserva
10 en las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o limitados para
11 su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en
12 el marco de la presente Convocatoria Pública del STR.

13
14 d. Los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria Pública
15 UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

16 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones**

17 **2.1.1 En la Subestación Cuestecita 110 kV**

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

25
26 La subestación Cuestecitas 110 kV es GIS. La bahía de línea 110 kV a instalarse, deberá
27 tener la misma configuración de la Subestación existente Cuestecita 110 kV, la cual es
28 doble barra.

29
30 TRANSELCA S.A. E.S.P es el propietario de la existente Subestación Cuestecitas 110,
31 EPSA S.A. E.S.P es propietario de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR
32 01-2015 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P es el OR del área.

33
34 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
35 hacerse cargo de la extensión del barraje a 110 kV (de ser necesario), para la conexión de
36 las nuevas bahías de línea a 110 kV, junto con los equipos de protección y adecuaciones
37 físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje,
38 deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual o superior
39 al barraje existente donde se conecta.
40
41

1
2 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
3 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
4 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
5 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
6 inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el
7 alcance del presente proyecto.

8
9 El diagrama unifilar de la subestación Cuestecitas 110 kV se muestra en la Figura 1. El
10 Inversionista seleccionado en coordinación con TRANSELCA, ELECTRICARIBE y EPSA,
11 deberán llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura y en
12 cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De
13 cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas
14 que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

15 16 **2.1.2 En la Subestación Riohacha 110 kV**

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

24
25 La subestación Riohacha 110 kV es convencional. Las dos (2) bahías de línea 110 kV a
26 instalarse, deberán tener la misma configuración de la subestación existente Riohacha 110
27 kV, la cual es barra sencilla.

28
29 El propietario de la existente Subestación es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y EPSA S.A.
30 E.S.P. es propietario de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 01-2015.

31
32 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
33 hacerse cargo de la extensión del barraje a 110 kV (de ser necesario), para la conexión de
34 las nuevas bahías de línea a 110 kV, junto con los equipos de protección y adecuaciones
35 físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje,
36 deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual o superior
37 al barraje existente donde se conecta.

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

1 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
2 inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el
3 alcance del presente proyecto.

4
5 El diagrama unifilar de la subestación Riohacha 110 kV se muestra en la Figura 2. El
6 Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE y EPSA, deberán llegar
7 a los acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura y en cualquier caso, se
8 deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma los
9 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan
10 utilizarse para expansiones.

11
12 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Riohacha 110 kV deberán ser
13 completamente nuevos y de última tecnología.

14 **2.1.3 En la Subestación Maicao 110 kV**

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

23
24 La bahía de línea 110 kV a instalarse, deberá tener la misma configuración de la
25 subestación Maicao 110 kV, la cual será barra sencilla como resultado de la convocatoria
26 UPME STR 01-2015.

27
28 El propietario de la existente Subestación es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y EPSA S.A.
29 E.S.P. es propietario de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 01-2015.

30
31 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
32 hacerse cargo de la extensión del barraje a 110 kV (de ser necesario), para la conexión de
33 la nueva bahía de línea a 110 kV, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas
34 y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje, deberá
35 tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual o superior al
36 barraje donde se conecta.

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

1 inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el
2 alcance del presente proyecto.

3
4 El diagrama unifilar de la subestación Maicao 110 kV se muestra en la Figura 3. El
5 Inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE y EPSA, deberán llegar
6 a los acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura y en cualquier caso, se
7 deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los
8 acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan
9 utilizarse para expansiones.

10
11 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Maicao 110 kV deberán ser
12 completamente nuevos y de última tecnología.

13 14 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

15
16 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
17 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o
18 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión
19 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en
20 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de
21 conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

22 23 **2.2.1 En la Subestación Cuestecita 110 kV**

24
25 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
26 Cuestecita 110 kV, es el barraje 110 kV.

27
28 TRANSELCA S.A. E.S.P es el propietario de la existente Subestación Cuestecitas 110 kV,
29 EPSA S.A. E.S.P es propietario de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR
30 01-2015 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P es el OR del área.

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 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones
35 físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares
36 de AC y DC, etc. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro
37 de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los
38 Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus
39 condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras,
40 espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes
41 y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la

1 construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en
2 conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar
3 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de
4 conexión.

6 **2.2.2 En la Subestación Riohacha 110 kV**

8 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
9 Riohacha 110 kV, es el barraje 110 kV.

11 El propietario de la existente Subestación es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y EPSA S.A.
12 E.S.P. es propietario de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 01-2015.

14 El contrato 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 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones
17 físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares
18 de AC y DC, etc. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de
19 los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los
20 Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus
21 condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras,
22 espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes
23 y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la
24 construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto- en
25 conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar
26 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de
27 conexión.

29 **2.2.3 En la Subestación Maicao 110 kV**

31 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
32 Maicao 110 kV, es el barraje, que será construido como resultado de la Convocatoria
33 Pública UPME STR 01-2015.

35 El propietario de la existente Subestación es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y EPSA S.A.
36 E.S.P. es propietario de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 01-2015.

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 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones
41 físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares

1 de AC y DC, etc. Los contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro
2 de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los
3 Ingresos Anuales Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus
4 condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras,
5 espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes
6 y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la
7 construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en
8 conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar
9 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de
10 conexión.

11 12 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

13
14 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
15 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
16 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
17 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
18 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
19 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
20 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

21
22 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
23 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

24 25 **3.1 Parámetros del Sistema**

26
27 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado
28 deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características
29 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

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

38 39 **Líneas de Transmisión en 110 kV:**

40
41 Tipo de línea: Aérea y/o subterránea.

- 1 Estructuras de soporte: Estructuras auto-soportadas para doble circuito (torres
2 y/o postes y/o estructuras compactas).
3 Circuitos por estructura
4 soporte o canalización: En todo el recorrido se deberá instalar un (1) solo
5 circuito. El segundo se tenderá posteriormente y no
6 hace parte de la presente Convocatoria. Se podrán
7 compartir estructuras de soporte con infraestructura
8 existente.
9 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
10 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

11
12 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y
13 subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función del diseño y
14 estudios pertinentes que realice el Inversionista.

15
16 La infraestructura de soporte para los tramos aéreos, deberá quedar dispuesta para recibir
17 un segundo circuito a futuro. Es decir, que las estructuras deberán disponer de los
18 respectivos brazos y demás elementos que permitan la instalación futura de aisladores y
19 conductores de fase para un segundo circuito junto con el cable de guarda, de ser
20 necesario.

21
22 El diseño de las estructuras deberá realizarse de tal manera que se permita la instalación
23 del segundo circuito, con el primer circuito energizado.

24
25 En caso de tramos subterráneos, se deberá dejar prevista la obra civil (ductos y demás
26 elementos) para el segundo circuito y se deberá hacer cargo de respectivo mantenimiento
27 de esta obra civil. En cualquier caso, se deberá garantizar su uso.

28 29 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

30
31 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se
32 garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás
33 elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto
34 circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas
35 y los indicados en las normas IEC aplicables.

36 37 **3.3 Materiales**

38
39 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
40 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
41 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras

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

8 9 **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 seleccionado deberá
13 presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las memorias de cálculo
14 y/o reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

15
16 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
17 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
18 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
19 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

20 21 22 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

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

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

40

3.6 Pruebas en Fábrica

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

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

4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 110 kV

4.1 General

La información específica referente a la línea existente, remitida por el propietario de la infraestructura, como costos, datos técnicos, etc, serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas o tramos 110 kV, las cuales deberán ser revisadas y ajustas por el Inversionista:

Líneas 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase	Numeral 3.1 de este Anexo.	kV	110
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1 de este Anexo.	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1 de este Anexo.		
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3 de este Anexo.	km	Línea Cuestecitas – Riohacha: 62 Línea Riohacha – Maicao : 74.8
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Numeral 4.3 de este Anexo.	msnm	Entre 7 y 97

Líneas 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
6	Ancho de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	
7	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1 de este Anexo.	Unidad	
8	Distancias de seguridad	RETIE Numeral 13.3 (o aquella que la modifique y/o sustituya)		
9	Sub-conductores por fase	Numeral 4.4.2 de este Anexo.	Unidad	Según diseño
10	Cantidad de cables de guarda - línea aérea	Numeral 4.4.3 de este Anexo.	Unidad	Según diseño
11	Tipo de estructura para línea aérea	Numeral 3.1 de este Anexo.		Auto soportada, dispuestas para recibir un segundo circuito a futuro
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 los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25
16	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda para línea aérea en cualquier condición, referida a su tensión de rotura	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50
17	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra en líneas aéreas	RETIE numeral 15.4 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	Ohm	20
18	Salidas por sobretensiones causadas por descargas	Numeral 4.4.1 de este Anexo.	Flameos /100 km-año	3

Líneas 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
	atmosféricas en línea aérea			
19	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.	Numeral 4.4.1 de este Anexo.		Debe asegurar permanencia en servicio continuo

En cualquier caso se deberá dar cumplimiento al Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos, incluyendo todas sus modificaciones) y al RETIE (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 la presente Convocatoria Pública UPME STR 06 – 2016, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de las líneas a 110 kV, será el Inversionista 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 del Proyecto y en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

Específicamente para los tramos subterráneos, si se requirieran, durante la selección de la ruta, deberán identificarse todas las instalaciones subterráneas existentes así como raíces de árboles, discontinuidades estratigráficas etc., que puedan incidir en ubicación de los cables o ductos requeridos. Para la determinación de los elementos enterrados se deberá ejecutar un rastreo electromagnético del subsuelo mediante equipo especial para este propósito tal como el Radar de Penetración Terrestre (Ground Penetration Radar –GPR). En estos tramos deberá tenerse en cuenta la posibilidad de ubicación de las cajas para empalme o cambio de dirección.

A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados” publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME 06 – 2016 o la información suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente

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

3 4 **4.3 Longitud Aproximada de las Líneas**

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

10
11 Tanto la longitud real como la la altura sobre el nivel del mar real, serán función del diseño
12 y estudios pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado.

13 14 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV**

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

22
23 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
24 Regional cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

25 26 **4.4.1 Aislamiento**

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

38
39 Para el caso de líneas o tramos de líneas aéreas se considera como parámetro de diseño
40 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea/año ante descargas eléctricas
41 atmosféricas y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

1
2 Para el caso de tramos de líneas subterráneas en todos los sitios de transición deberán
3 preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la ocurrencia de
4 sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o maniobras. El
5 aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la línea ante
6 sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

7 8 **4.4.2 Conductor de Fase**

9
10 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
11 de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del
12 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por
13 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites
14 establecidos.

15
16 El conductor de fase, de las nuevas líneas Riohacha – Cuestecitas 110 kV y Riohacha -
17 Maicao 110 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR, sean aéreas y/o
18 subterráneas, deberá ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o
19 mayor capacidad de corriente a las siguientes:

- 20
- 21 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,114
22 ohmios/km.
 - 23
 - 24 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos igual o mayor a 691
25 amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
 - 26

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

32
33 El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y
34 resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos.

35
36 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
37 el 50% de su correspondiente tensión de rotura. La tensión de tendido y halado de los
38 cables aislados en líneas subterráneas no deberán exceder las recomendadas por el
39 fabricante.

40

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

5
6 De presentarse características en el ambiente para esta nueva líneas, que tuvieren efecto
7 corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos de
8 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,
9 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad
10 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor podrá ser en cobre o aluminio con
11 aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito
12 previsible para la Línea durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de
13 que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable
14 o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión
15 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

16 17 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

18 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

19 Se requiere que todos los tramos de línea aérea tengan uno o dos cables de guarda
20 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW.

21
22 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda
23 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro
24 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los
25 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su
26 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar
27 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
28 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
29 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados
30 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de las líneas que circulen por
31 ellos.
32
33

34 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
35 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.
36

37 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional
38 cumpla con las normas técnicas aplicables.
39
40

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**

7
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.

18
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 los
21 voltajes de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

23 **4.4.5 Estructuras**

24
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.

29
30 Las estructuras de apoyo para las líneas aéreas y las de transición aéreo-subterráneo
31 deberán ser auto-soportadas, solo en condiciones especiales de diseño podrán utilizar
32 ayudas, y en general, no deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas
33 ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero,
34 se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de
35 recursos.

36
37 La definición de las hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas
38 definitivos, para cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando
39 la metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*
40 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso
41 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a

1 partir de los resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse
2 atendiendo lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of*
3 *Latticed Steel Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de
4 cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los
5 que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello
6 resultara así, primarán estas últimas.

7 8 **4.4.6 Localización de Estructuras**

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

17 18 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

19
20 En el caso de líneas aéreas el Interventor informará a la UPME los resultados del estudio
21 del sistema de protección anti-vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. El
22 esquema deberá prever espaciadores amortiguadores para conductores en haz o
23 amortiguadores tipo "stockbridge" para conductores sencillos, adecuados para amortiguar
24 efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz. El
25 Inversionista determinará los sitios de colocación, a lo largo de cada vano, de los
26 espaciadores – amortiguadores o de los amortiguadores "stockbridge", de tal manera que
27 la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será
28 entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

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

34 35 **4.4.8 Cimentaciones**

36
37 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
38 de las cimentaciones propuestas, que deberán 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*" para la evaluación de las cargas y para
41 el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción

1 Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en
2 torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se
3 deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los
4 diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse
5 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar
6 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas
7 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de
8 cada tipo de estructura.

9 10 **4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas**

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

20
21 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección,
22 y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales
23 o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

24
25 Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa,
26 libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de
27 protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del
28 cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo
29 menor a la vida útil del cable enterrado.

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

39
40 Las tapas de las cajas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales
41 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente

1 y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de
2 una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

3 4 **4.4.10 Señalización Aérea**

5
6 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
7 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aérea de
8 Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito
9 de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que
10 hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes
11 originados por la carencia de ellos.

12
13 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; la
14 utilización de balizas de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos
15 específicos y/o faros centelleantes en torres en casos más severos.

16 17 **4.4.11 Obras Complementarias**

18
19 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
20 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios
21 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,
22 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
23 ambientales y demás obras que se requieran.

24 25 **4.5 Informe Técnico**

26
27 El Interventor verificará que el Inversionista seleccionado suministre los siguientes
28 documentos técnicos, en igual forma a lo requerido para las líneas del STN, de acuerdo con
29 lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca
30 en resoluciones posteriores a esta, durante las respectivas etapas de construcción de las
31 líneas de transmisión del Proyecto:

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

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

10 5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

11 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

12 5.1 General

13 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la

14 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán

15 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 9 del presente Anexo.

16 5.1.1 Predio para la ampliación de las subestaciones

17 Subestación Cuestecita 110 kV:

18 La existente Subestación Cuestecita 110 kV está ubicada en el municipio de Cuestecita en

19 el departamento de la Guajira, localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente,

20 información que deberá verificar el Interesado:

21 Longitud: 72°36'34.60"O.

22 Latitud: 11°11'2.20"N

23 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las

24 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de

25 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la

26 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de

27 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir

28 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán

29 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

30 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar

31 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento

1 soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará
2 parte de las memorias del proyecto.

3
4 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
5 equipos en la Subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
6 nivel de confiabilidad.

7
8 **Subestación Riohacha 110 kV:**

9
10 La existente Subestación Riohacha 110 kV está ubicada en el municipio de Riohacha en
11 el departamento de la Guajira, localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente,
12 información que deberá verificar el Interesado:

13
14 Longitud: 72°53'50.74"O.

15 Latitud: 11°32'19.38" N

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

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

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

33
34 **Subestación Maicao 110 kV:**

35
36 La existente Subestación Maicao 110 kV está ubicada en el municipio de Maicao en el
37 departamento de la Guajira, localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente,
38 información que deberá verificar el Interesado:

39
40 Longitud: 72°15'12.51"O.

41 Latitud: 11°22'36.99" N

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

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

14
15 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
16 equipos en la Subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
17 nivel de confiabilidad.

18 19 **5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

20
21 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
22 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
23 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.

24 25 **5.1.3 Servicios Auxiliares**

26
27 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
28 para la topología de de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1
29 del presente Anexo 1.

30 31 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

32
33 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
34 del módulo común como se describe a continuación:

35
36 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo del Proyecto objeto de
37 la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas y
38 edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios y las
39 eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el
40 área. Igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso a los predios de las

1 subestaciones Cuestecita 110 kV, Riohacha 110 kV y Maicao 110 kV, y/o adecuaciones
2 que sean necesarias.

3
4 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
5 módulo común que se requieran en las subestaciones Cuestecita 110 kV, Riohacha 110 kV
6 y Maicao 110 kV y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras civiles y los
7 equipos que sirven a las subestaciones y que son utilizados por todas las bahías de las
8 subestaciones, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria
9 Pública. La infraestructura y módulo común de cada subestación, estarán conformados
10 como mínimo por los siguientes componentes:

11
12 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino
13 si existe; la malla de puesta a tierra de la ampliación de la subestación; las vías de acceso
14 a las subestaciones y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los
15 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; y en general, todas aquellas obras
16 civiles necesarias en cada subestación de acuerdo con lo descrito en el Numeral 2 del
17 presente Anexo 1. Las obras civiles incluyen entre otros: drenajes; alcantarillado; barreras
18 de protección y de acceso al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros
19 y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si
20 existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes, etc.

21
22 **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las nuevas bahías 110 kV y la integración de
23 las mismas con la infraestructura existente. Se incluyen entre otros, los sistemas de
24 automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de
25 comunicaciones propio de cada Subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra
26 y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el
27 cableado necesario y las obras civiles asociadas., etc. Se incluyen todos los equipos
28 necesarios para integrar las nuevas bahías, a las subestaciones existentes, en conexiones
29 de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares, etc.

30
31 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, de todas las
32 previsiones que faciliten la evolución de la ampliación de las subestaciones.

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

37 38 **5.1.5 Espacios de Reserva**

39
40 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva. Sin embargo, se debe
41 garantizar que los espacios de reserva en las Subestaciones del STN y del STR no se vean

1 afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones,
2 etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

3 4 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

5
6 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última
7 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*
8 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*
9 *International Telecommunications - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
10 *Radioélectriques – CISPR.*

11 12 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

13
14 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico Clase III de acuerdo con la
15 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo
16 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la
17 de mayores exigencias. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor
18 de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para
19 soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

20 21 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

22
23 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 24
25 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del
26 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

1 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
2 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
3 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
4 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
5 operación y mantenimiento.
6

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

10
11 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
12 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
13 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
14 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
15 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
16 Especificaciones Técnicas del Proyecto.
17

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

24 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista
25 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
26 Proyecto.
27

28 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
29 documento de cumplimiento obligatorio.
30

31 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
32 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
33 pruebas.
34

35 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
36 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
37 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
38 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
39 mantenimiento.
40

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

4 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

5
6 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
7 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
8 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la
9 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
10 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
11 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

12
13 Todos los documentos de Ingeniería Básica 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 la respectiva
18 recomendación si es del caso.

19
20 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

22 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 24 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 25 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 26 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 27 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 28 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 29 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 30 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 31 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 32 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 33 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 34 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 35 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 36 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 37 • Análisis de identificación de riesgos.

39 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

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

16 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

- 17
- 18 • Características técnicas, equipos
- 19 - Interruptores
- 20 - Seccionadores
- 21 - Transformadores de corriente
- 22 - Transformadores de tensión
- 23 - Descargadores de sobretensión
- 24 - Aisladores y cadenas de aisladores
- 25 • Dimensiones de equipos.
- 26 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 27 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 28 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 29 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 30 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 31 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y
- 32 barrajes.
- 33

34 **5.4.1.4 Planos electromecánicos**

- 35
- 36 • Diagrama unifilar de la subestación
- 37 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 38 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 39 • Diagrama unifilar de medidas.

- 1 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 2 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 3 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 4 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 5 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 6 • Planos en planta de ubicación de equipos
- 7 • Planos vista en cortes de equipos
- 8 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 9 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 10 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 11 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 12 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

5.4.1.5 Planos de obras civiles

- 16 • Plano localización de la subestación.
- 17 • Plano disposición de bases de equipos.
- 18 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 19 • Plano de drenajes de la subestación.
- 20 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 21 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 22 • Planos casa de control.
- 23 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 24 • Plano cerramiento de la subestación.
- 25 • Plano obras de adecuación.

5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

- 29 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 30 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 31 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte de equipos y materiales.
- 32 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 33 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 34 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 35 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle

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

6
7 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista
8 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
9 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
10 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
11 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

12
13 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
14 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
15 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
16 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.

17
18 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
19 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
20 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
21 seleccionado y a la UPME si es del caso.

22
23 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
24 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

25
26 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

27 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 28 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 29 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 30 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 31 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 32 • Memoria de cálculo muro de cerramiento.
- 33 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 34 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
35 cárcamos interiores en caseta de control.
- 36 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
37 barrajes.
- 38 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
- 39
- 40

- Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en casa de control.
- Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- Memoria de cálculo sistema de acueducto.

5.4.2.2 Planos de obras civiles

- Planos para construcción de bases para equipos
- Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte para equipos y pórticos.
- Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de potencia.
- Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- Planos para construcción de acabados exteriores
- Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de tableros, equipos y canales interiores.
- Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- Planos para construcción de vías

5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

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

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

a. Sistema de puesta a tierra

- Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y estructuras.
- Lista de materiales referenciados sobre planos.
- Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.

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

- 1 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 2 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
- 3 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
 - 4 - Diagramas de principio y unifilares
 - 5 - Diagramas de circuito
 - 6 - Diagramas de localización exterior e interior.
 - 7 - Tablas de cableado interno y externo.
 - 8 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
 - 9 - Diagramas de principio
 - 10 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
 - 11 diagramas de principio:
 - 12 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
 - 13 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
 - 14 ▪ Diagramas de medición de energía.
 - 15 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
 - 16 ▪ Diagramas de comunicaciones.
 - 17 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
 - 18 - Listado de cables y borneras.
 - 19 - Planos de Interfase con equipos existentes.
 - 20 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
 - 21 señalización y alarmas.

22 **e. Reportes de Pruebas**

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

29 **5.4.3 Estudios del Sistema**

30 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que

31 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan

32 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo

33 en lo que aplique:

34

35

- 36 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
- 37 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
- 38 y de resistividad.
- 39
- 40
- 41 - Cálculo de flechas y tensiones.

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

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 en sitio para verificar las
39 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

40

5.5.2 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.

5.5.3 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
2 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
3 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o
4 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su
5 equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
6 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

10 **5.5.4 Transformadores de Tensión**

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

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

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

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

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

40

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

4 **5.5.5 Transformadores de Corriente**

5
6 Los transformadores de corriente, deben cumplir las prescripciones de la última edición de
7 las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
8 suministrar:

- 9
10 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
11 equivalente en ANSI.
12 • IEC 60044-1: "Current Transformers"

13
14 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
15 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
16 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
17 025 de 1995, en su última revisión.

18
19 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
20 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
21 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
22 pertinentes de la Interventoría.

23
24 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
25 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
26 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
27 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
28 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

29
30 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
31 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

32 **5.5.6 Equipo GIS o Híbrido**

33
34 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
35 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas mencionadas en el contenido
36 del numeral 5.5, debe cumplir la siguiente normatividad:

37
38 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
39 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
40 lo indicado en estas especificaciones.
41

- 1
- 2 • IEC60071-Insulation Coordination.
- 3 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- 4 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 5 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 6 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 7 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 8 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 9 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 10 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 11 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 12 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.
- 13 |
- 14 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
- 15 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

16
17 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
18 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

19 20 **5.5.7 Sistema de puesta a tierra**

21
22 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
23 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
24 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

25
26 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en
27 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado
28 en cualquier lugar, al que tenga acceso.

29
30 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
31 más cercano y conveniente.

32
33 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
34 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

35
36 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
37 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y
38 las tensiones de paso y contacto, según requerimientos del RETIE.

39

1 **Pruebas en sitio para el sistema de puesta a Tierra:** se deben efectuar las pruebas
 2 necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los
 3 elementos que componen este sistema.

4
 5 **5.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

6
 7 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
 8 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
 9 aterrizados con cables bajantes de cobre.

10
 11 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
 12 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
 13 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

14
 15 **5.6 Equipos de Control y Protección**

16
 17 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
 18 control y protección:

19
 20 **5.6.1 Sistemas de Protección**

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

29
 30 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 31 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
 32 modificaciones.

33
 34 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

35
 36 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 37 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y

Nivel	Descripción	Modos de Operación
		supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de 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	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.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.	Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.
	Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

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

5.6.2.1 Características Generales

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

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

1 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la
2 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema
3 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la
4 verificación de cumplimiento.

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

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

- 14
- 15 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
16 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
 - 17
 - 18 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 19 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
 - 20 equipos vía la red.
 - 21 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
 - 22 de la Subestación.
 - 23
 - 24 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
25 funciones:
 - 26 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 27 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 28 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 29 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
 - 30 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
 - 31 detener el sistema.
 - 32 ○ Mantenimiento de cada equipo.
 - 33 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
 - 34 del sistema.
 - 35

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

1 de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
2 responsabilidad del Inversionista seleccionado.

3
4 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
5 Subestación:

- 6
- 7 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
8 Subestación.
- 9
- 10 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
11 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
12 de un reloj GPS.
- 13
- 14 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
15 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 16

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

23 **5.6.3 Medidores multifuncionales**

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

31 **5.6.4 Controladores de Bahía**

32
33 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
34 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
35 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
36 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista
37 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.
38
39
40

1 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
2 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
3 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
4 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
5 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:
6

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

15
16 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
17 para la comunicación.
18

19 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
20 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
21

22 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

23
24 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
25 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
26 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
27

28 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM
29 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar
30 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios
31 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
32 funcionalidades como mínimo:
33

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

1
2 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
3 para la comunicación.
4

5 **5.6.6 Switches**

6
7 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
8 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
9

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

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

30 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

33 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
34 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez
35 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
36 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
37 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista
38 seleccionado.
39
40

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

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

8 9 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

10 11 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

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

29 30 **5.6.8.2 Registradores de Fallas**

31
32 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
33 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
34 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
35 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
36 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
37 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

38 39 **5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

40

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

5
6 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
7 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
8 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

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

32 33 **5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

34
35 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,
36 en su última revisión.

37 38 **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 Las líneas aéreas deberán ser sometidas a un riguroso proceso de inspección que asegure
34 su funcionalidad y que todas las tierras provisionales o accidentales han sido retiradas. En
35 el caso de las líneas subterráneas, los cables aislados de potencia deberán ser sometidos
36 a las pruebas requeridas por las normas y recomendadas por el fabricante

37
38 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
39 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
40 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar
41 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por

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

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

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

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

23 24 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

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

- 27
- 28 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
 - 29 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
 - 30 • Diagrama Unifilar.
 - 31 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
32 Proyecto.
 - 33 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
 - 34 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
 - 35 • Cronograma de pruebas.
 - 36 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
37 información definitiva.
 - 38 • Protocolo de energización.
 - 39 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.

- Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
- Carta de declaración en operación comercial.
- Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

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

9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

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

10. FIGURAS

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

Figura 1 - Esquema unifilar subestación Cuestecitas 110 kV.

Figura 2 - Esquema unifilar subestación Riohacha 110 kV.

Figura 3 - Esquema unifilar subestación Maicao 110 kV.