

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR
UPME 03 – 2015**

(UPME STR 03 – 2015)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE DE LA SUBESTACIÓN NUEVA MONTERÍA 110 kV Y SU
CONEXIÓN AL STN A TRAVÉS DE DOS NUEVOS TRANSFORMADORES 230/110 kV
DE 100 MVA CADA UNO EN EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., junio de 2014

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:	6
9	2.1.1 En la Subestación Nueva Montería 110 kV:.....	7
10	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	7
11	2.2.1 En la Subestación Montería 230 kV.....	8
12	2.2.2 En la existente Línea Chinú – Montería 110 kV	8
13	2.2.3 En la existente Línea Montería – Río Sinú 110 kV	9
14	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	9
15	3.1 Parámetros del Sistema	10
16	3.2 Nivel de Corto Circuito	10
17	3.3 Materiales	10
18	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	11
19	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	11
20	3.6 Pruebas en Fábrica.....	12
21	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	12
22	4.1 General	12
23	4.1.1 Líneas 110 kV.....	12
24	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	14
25	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas	14
26	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV	15
27	4.4.1 Aislamiento	15
28	4.4.2 Conductores de Fase	16
29	4.4.3 Cable(s) de Guarda	17
30	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	17
31	4.4.5 Estructuras	18
32	4.4.6 Localización de Estructuras	18
33	4.4.7 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores	19
34	4.4.8 Cimentaciones.....	19
35	4.4.9 Señalización Aérea.....	19
36	4.4.10 Obras Complementarias.....	20
37	4.5 Informe Técnico	20
38	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	20
39	5.1 General	21
40	5.1.1 Predio de las subestaciones	21
41	5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes.....	22

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

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 03 -
9 2015.

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, en el Código de
23 Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial
24 CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de
25 ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este
26 Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las
27 modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia
28 los documentos citados, el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en
29 criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales
30 deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de
31 ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso,
32 con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes
33 y en 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, Resolución MME

1 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto
2 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional
3 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece
4 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha 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

15 **1.2 Definiciones**

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
20

21 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

22
23 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
24 operación y mantenimiento de las siguientes obras:
25

- 26 i. Suministro e instalación de la Subestación Nueva Montería 110 kV, en configuración
27 doble barra más seccionador de transferencia, la cual estará compuesta por cuatro
28 (4) bahías de línea, dos bahías de transformación de 110 kV, dos transformadores
29 230/110 kV – 100 MVA cada uno y los espacios de reserva señalados en el presente
30 anexo, en lote contiguo al lote seleccionado para la construcción de la Subestación
31 Montería 220 kV, en jurisdicción de la ciudad de Montería.
32
- 33 ii. Suministro e instalación de dos nuevos transformadores 230/110 kV de 100 MVA,
34 cada uno, en la subestación Nueva Montería, en jurisdicción de la ciudad de Montería.
35
- 36 iii. Suministro e instalación de dos (2) nuevas bahías de transformación a 110 kV en
37 configuración doble barra más seccionador de transferencia, para la conexión de los
38 dos transformadores 230/110 kV – 100 MVA cada uno mencionado en el ítem ii del
39 presente numeral 2, en la Subestación Nueva Montería, en jurisdicción de la ciudad
40 de Montería.
41

- 1 iv. Construcción de una línea doble circuito 110 kV con una longitud aproximada de 1 km,
2 desde la subestación Nueva Montería 110 kV hasta interceptar la línea de transmisión
3 existente Chinú – Montería 110 kV, para reconfigurarla en las líneas Chinú – Nueva
4 Montería 110 kV y Nueva Montería – Montería 110 kV.
5
6 v. Suministro e instalación de dos bahías de línea 110 kV, en configuración doble barra
7 más seccionador de transferencia, en la subestación Nueva Montería 110 kV,
8 asociadas al ítem iv del presente numeral 2.
9
10 vi. Construcción de una línea doble circuito 110 kV con una longitud aproximada de 1 km,
11 desde la subestación Nueva Montería 110 kV hasta interceptar la línea de transmisión
12 Montería – Río Sinú 110 kV, para reconfigurarla en las líneas Montería – Nueva
13 Montería 110 kV y Nueva Montería – Río Sinú 110 kV.
14
15 vii. Suministro e instalación de dos bahías de línea, en configuración doble barra en la
16 subestación Nueva Montería 110 kV, asociadas al ítem vi del presente numeral 2.
17
18 viii. Suministro e instalación de todos los elementos adicionales necesarios para la
19 construcción, operación y mantenimiento de las obras objeto de la presente
20 Convocatoria, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e
21 infraestructura asociada, sin limitarse a estos.
22
23 ix. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5 del presente Anexo.
24

25 **NOTAS:**

- 26
27 a. El diagrama unifilar de la Subestación objeto de la presente Convocatoria Pública
28 hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá modificar la disposición
29 de las bahías en el diagrama unifilar previo concepto del Interventor y aprobación
30 por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso una disposición de alto nivel
31 de confiabilidad. Si la propuesta de modificación presentada involucra a terceros,
32 como al Operador de Red o propietarios de subestaciones existentes u otros,
33 deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
34
35 b. Las bahías de transformación a 220 kV para el lado de alta de los transformadores
36 220/110 kV a instalar, estarán a cargo de la Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.,
37 Transmisor seleccionado resultante de la Convocatoria Pública UPME 07- 2013.
38

39 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones:**
40

1 **2.1.1 En la Subestación Nueva Montería 110 kV:**

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

9
10 La Subestación Nueva Montería 110 kV deberá ser construida en configuración doble barra
11 más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente
12 Anexo 1.

13
14 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
15 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
16 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
17 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.

18
19 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
20 Conexión.

21
22 El diagrama unifilar de la Subestación Nueva Montería se muestra en la Figura 1. El
23 Inversionista seleccionado en coordinación con el OR responsable de las líneas existentes
24 y el propietario de la Subestación, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la
25 ubicación de la infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán
26 limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.

27
28 Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los
29 transformadores 230/110 kV, tanto Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. como el Inversionista
30 Seleccionado en la presente Convocatoria podrán consultar el oficio CREG S-2009-000213
31 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad de los involucrados, consultar o validar su
32 vigencia y/o modificaciones.

33
34 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

35
36 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
37 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o
38 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión
39 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en
40 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de
41 conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados.

1
2 **2.2.1 En la Subestación Montería 230 kV**
3

4 El desarrollo de la Subestación Montería 230 kV se da en el marco de la Convocatoria
5 Pública UPME 07-2013. El responsable de la Subestación Montería 230 kV es
6 INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P.
7

8 La frontera, en la Subestación Montería 230 kV, entre el Transmisor y el Inversionista
9 seleccionado para la presente Convocatoria Pública será en los bornes de alta de los
10 transformadores que se conectaran a las bahías de transformación 230 kV construidas
11 mediante la Convocatoria Pública UPME 07-2013. El Transmisor encargado de la ejecución
12 de la Convocatoria Pública UPME 07-2013, suministrará hasta 200 metros de conductor
13 por fase para la conexión entre las bahías y los transformadores objeto de la presente
14 Convocatoria, incluyendo las estructuras y aisladores soporte, de conformidad con lo
15 establecido en el Anexo 1 de la Convocatoria Pública UPME 07-2013.
16

17 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las
18 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
19 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y
20 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y
21 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar
22 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
23 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente
24 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, 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.
28

29 **2.2.2 En la existente Línea Chinú – Montería 110 kV**
30

31 El propietario de la línea de transmisión Chinú - Montería 110 kV es ELECTRICARIBE S.A.
32 E.S.P.
33

34 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
35 control y protecciones de las bahías de la Subestación Nueva Montería 110 kV, con los
36 sistemas de las bahías de los extremos de las líneas, específicamente en las
37 Subestaciones Chinú 110 kV y Montería 110 kV.
38

39 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
40 Pública UPME STR 03 – 2015 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros
41 aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con cambios o

1 ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las subestaciones Chinú 110 kV y
2 Montería 110 kV que se generen producto de la reconfiguración de la línea Chinú – Montería
3 110 kV. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de
4 la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá
5 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,
6 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma
7 del contrato de conexión.

8 9 **2.2.3 En la existente Línea Montería – Río Sinú 110 kV**

10 El propietario de la línea de transmisión Montería – Río Sinú 110 kV es ELECTRICARIBE
11 S.A. E.S.P.

12
13 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
14 control y protecciones de las bahías de la Subestación Nueva Montería 110 kV, con los
15 sistemas de las bahías de los extremos de las líneas, específicamente en las
16 Subestaciones Montería 110 kV y Río Sinú 110 kV.

17
18 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
19 Pública UPME STR 03 – 2015 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros
20 aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con cambios o
21 ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las subestaciones Montería 110 kV y Río
22 Sinú 110 kV que se generen producto de la reconfiguración de la línea Montería – Río Sinú
23 110 kV. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de
24 la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá
25 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse,
26 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma
27 del contrato de conexión.

28 29 30 31 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

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

3.1 Parámetros del Sistema

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

10 Tensión nominal	230 kV / 110 kV
11 Frecuencia asignada	60 Hz
12 Puesta a tierra	Sólida
13 Numero de fases	3
14 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
15 Servicios Auxiliares DC	125V
16 Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido

18 Líneas de Transmisión en 110 kV:

20 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o 21 estructuras compactas, y/o subterránea.
22 Circuitos por torre:	Dos. Se podrán compartir estructuras de soporte con 23 infraestructura existente.
24 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
25 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

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

3.2 Nivel de Corto Circuito

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

3.3 Materiales

40 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
41 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de

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

3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

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

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

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

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

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

3.6 Pruebas en Fábrica

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

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

4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

4.1 General

Las especificaciones de diseño, suministro y construcción de las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública serán básicamente las mismas del diseño de las existentes líneas Chinú – Montería 110 kV y Montería – Río Sinú 110, excepto en los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. En estos casos, deberán aplicarse las normas vigentes.

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

4.1.1 Líneas 110 kV

En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 110 kV:

Líneas de 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	110
2	Frecuencia nominal		Hz	60

Líneas de 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
3	Número de circuitos por torre	Numeral 3.1		
4	Sub-conductores por fase	Numeral 4.4.2		
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3		
6	Altura sobre el nivel del mar		m	60
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	
9	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Contaminación	El Inversionista debe verificar la presencia de partículas en el aire o condiciones de importancia para el diseño del aislamiento	g/cm ²	
11	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
12	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
13	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
14	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
19	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
20	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		

Líneas de 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
21	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

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

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

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

9
 10 La selección de las rutas para las líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria
 11 Pública UPME STR 03 – 2015, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo
 12 tanto, a efectos de definir las rutas de la líneas a 110 kV, será el Inversionista el responsable
 13 de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las
 14 autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento
 15 Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones
 16 para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
 17 restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos
 18 y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias
 19 y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

20
 21 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados”
 22 publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME 07-
 23 2014. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
 24 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

25
 26 **4.3 Longitud Aproximada de las Líneas**

27
 28 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos
 29 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos
 30 de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones,
 31 análisis y consideraciones.

<i>Circuito</i>	<i>Tensión</i>	<i>Longitud Aproximada</i>
-----------------	----------------	----------------------------

Nueva Montería – Conexión a la Línea Chinú – Montería	110 kV	1 km
Nueva Montería – Conexión a la Línea Montería – Río sinú	110 kV	1 km

1
2
3 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV**
4

5 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
6 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
7 del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado
8 Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en
9 especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708 de 30 de agosto de
10 2013, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea).
11

12 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de diseño
13 deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en los casos
14 en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea
15 ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al detalle todas las
16 características del diseño original de la Línea de Transmisión y confrontarlas con la
17 normatividad actual.
18

19 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
20 Regional cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.
21

22 **4.4.1 Aislamiento**
23

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

36 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño
37 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas

1 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y
2 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

4 4.4.2 Conductores de Fase

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

12 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR
13 deberán tener un conductor de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o
14 mayor capacidad de corriente a las siguientes:

- 16 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0954
17 ohmios/km.
- 18 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 800
19 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.

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

24 A título informativo, el conductor de fase de la existente línea Chinú – Motería 110 kV es
25 ACSR 605. El conductor de fase de la existente línea Montería – Río Sinú 110 kV es AAAC
26 559,5.

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

31 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
32 establecidas en la normatividad aplicable.

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

39 De presentarse características en el ambiente que tuviere efecto sobre el aislamiento,
40 deberá tenerse en cuenta para el diseño de aislamiento y si tuviere efecto corrosivo, los
41 conductores, en ese tramo por lo menos, deberán ser de tipo ACAR o AAAC, con hilos de

1 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,
2 resistencia óhmica máxima, radio-interferencia y ruido audible especificados o establecidas
3 en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión
4 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

5 6 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

7
8 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

9
10 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
11 (convencionales u OPGW). De presentarse características en el ambiente con efecto
12 corrosivo, los cables de guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado
13 y deberá ser del tipo Alumoweld o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con
14 las especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional desde el
15 punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de
16 guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas
17 atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento
18 indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de
19 guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la
20 línea que circulen por ellos.

21
22 A título informativo, se indica que el cable de guarda actualmente instalados en la línea
23 Chinú – Montería 110 kV es el conductor ACSR Minorca y el cable de guarda actualmente
24 instalados en la línea Montería – Río Sinú 110 kV es el conductor ACSR Minorca. En
25 consecuencia, los cables a instalar en las reconfiguraciones deberán tener características
26 técnicas iguales o superiores a las de los cables existentes.

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

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

33
34 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
35 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
36 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del
37 cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

38 39 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

40

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

11 12 **4.4.5 Estructuras** 13

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

18
19 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en condiciones
20 especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán requerir para su
21 montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer
22 uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser
23 montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

24
25 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las
26 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para
27 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología
28 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*
29 *Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y
30 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los resultados
31 del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo
32 establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*
33 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas
34 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que se
35 obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara
36 así, primarán estas últimas.

37 38 **4.4.6 Localización de Estructuras** 39

40 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad
41 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las

1 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de
2 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La
3 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las
4 condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del
5 Proyecto según el RETIE.
6

7 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores**

8
9 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-
10 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los espaciadores - amortiguadores
11 deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de
12 frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, tal como lo establece el Código de Redes (Resolución
13 CREG 025 de 1995 y sus modificaciones). El Inversionista determinará los sitios de
14 colocación, a lo largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal manera
15 que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será
16 entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.
17

18 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación
19 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio
20 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al
21 Interventor.
22

23 **4.4.8 Cimentaciones**

24
25 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
26 de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG
27 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las
28 obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben
29 hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe
30 adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación
31 más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de
32 diseño de cada tipo de estructura.
33

34 **4.4.9 Señalización Aérea**

35
36 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
37 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u
38 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de
39 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso que
40 la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por la
41 carencia de ellos.

1
2 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas
3 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros
4 centelleantes en torres en casos más severos.

6 **4.4.10 Obras Complementarias**

7
8 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
9 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios
10 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,
11 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
12 ambientales y demás obras que se requieran.

14 **4.5 Informe Técnico**

15
16 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como
17 se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el
18 Inversionista Seleccionado suministre los siguientes documentos técnicos durante las
19 respectivas etapas de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

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

39 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

40
41 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

1
2 **5.1 General**
3

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

8 **5.1.1 Predio de las subestaciones**
9

10 **Subestación Nueva Montería 110 kV**
11

12 El predio de la Subestación Montería 230 kV se encuentra localizada en las siguientes
13 coordenadas aproximadamente, información que deberá verificar el Interesado:
14

15 Longitud: 75°51'24.69"O

16 Latitud: 8°45'19.21"N
17

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

26 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar
27 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán
28 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por
29 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser
30 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del
31 proyecto.
32

33 El Inversionista deberá dotar la Subestación Nueva Montería 110 kV del espacio físico
34 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública
35 UPME STR 03 – 2015, los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5., de este
36 Anexo 1.
37

38 Adicionalmente, se deberá tener en cuenta lo indicado por INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
39 S.A. E.S.P e INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P. en cuanto a la ubicación y disponibilidad de
40 espacio señalado en el oficio con radicado UPME 20151260021342.
41

1
2 **5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**
3

4 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
5 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
6 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente.
7

8 **5.1.3 Servicios Auxiliares**
9

10 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
11 para la topología de Subestación.
12

13 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**
14

15 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
16 del módulo común que sean necesarios, como lo pueden ser accesos, vías internas y
17 edificios según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y
18 las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en
19 el área; toma de agua, vías de acceso, espacio para bahías futuras y sus adecuaciones;
20 adecuación del terreno, drenajes, filtros, alcantarillado, barreras de protección,
21 cerramientos, filtros, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá
22 encargarse, de ser necesario, de la ampliación de la malla de puesta a tierra y dejar
23 previstos los puntos de conexión para futuras ampliaciones.
24

25 En cuanto a equipos todos los necesarios para la nueva bahía y la integración con la
26 infraestructura existente, incluyendo sistemas de automatización, de gestión de medición,
27 de protecciones, control y el sistema de comunicaciones y los equipos para los servicios
28 auxiliares AC y DC, los equipos de conexión y todo el cableado necesario.
29

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

34 **5.1.5 Espacios de Reserva**
35

36 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública
37 UPME STR 03 – 2015 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la
38 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito en
39 el Numeral 5.1.4 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de
40 la presente Convocatoria.
41

1 La Subestación Nueva Montería 110 kV deberá incluir espacios de reserva para:

- 2 • La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser
- 3 utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.
- 4 • La instalación de un tercer (3er) banco de transformación 220/110 kV.

5
6 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como
7 Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios
8 de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la presente
9 Convocatoria Pública.

10
11 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las Subestaciones existentes o nuevas
12 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,
13 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

14
15 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en
16 los espacios de reserva objeto de la presente Convocatoria Pública, es decir, deberá dejar
17 explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las obras
18 civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore. Adicionalmente, tanto
19 los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas dentro
20 del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.

21
22 El Transmisor Regional preparará un documento en el cual se indiquen las características
23 de los espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos con la
24 disposición propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de las bahías y/o
25 equipos. Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las
26 exigencias para los espacios de reserva.

27 28 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

29
30 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última
31 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*
32 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*
33 *International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des*
34 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

35 36 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

37
38 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico Clase III de acuerdo con la
39 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo
40 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la
41 de mayores exigencias. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor

1 de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para
2 soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

3 4 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

5
6 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 7
8 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del
9 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

30
31 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
32 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
33 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

34
35 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
36 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
37 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
38 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
39 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
40 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

41

- 1 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
2 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
3 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior
4 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que
5 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
6
- 7 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista
8 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
9 Proyecto.
10
- 11 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
12 documento de cumplimiento obligatorio.
13

14 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
15 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
16 pruebas.
17

18 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
19 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
20 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
21 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
22 mantenimiento.
23

24 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista
25 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.
26

27 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

28 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
29 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
30 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la
31 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
32 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
33 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.
34
35

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

1
2 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**
3

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

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

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

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

25
26 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
27 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

28
29 **5.4.3 Estudios del Sistema**
30

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

- 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 - Cálculo de flechas y tensiones.
41

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

1
2 **5.4.4 Distancias de Seguridad**
3

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

7 **5.5 Equipos de Potencia**
8

9 **5.5.1 Interruptores**
10

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

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

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

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

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

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

40 **5.5.2 Transformadores de Potencia**
41

1 El Transmisor Regional suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le
2 permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición
3 de la publicación IEC 60076, "Power Transformers".
4

5 Cada módulo de transformación o transformador 230/110 kV de 100 MVA, podrá estar
6 compuestos por tres (3) unidades monofásicas o una unidad trifásica. La capacidad total de
7 100 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de
8 enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en
9 donde estará la subestación.

10
11 Los transformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 30% durante 30
12 minutos.
13

14 Se requiere que los transformadores tengan devanado terciario, con una capacidad mínima
15 de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El devanado terciario
16 dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la Subestación,
17 para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los equipos necesarios para hacer uso
18 de servicios auxiliares utilizando esta fuente.
19

20 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.
21

22 Los transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones, para
23 operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada uno,
24 con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la
25 posición 21 para la mínima relación.
26

27 Para el módulo de transformación 220/110 kV de 100 MVA, el transformador o los
28 autotransformadores deberán tener una impedancia entre los devanados 220 y 110 kV,
29 medida con el cambiador en la posición nominal, igual a 12.6%, sobre la base de la potencia
30 nominal máxima y tensiones nominales.
31

32 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores, para los
33 siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados
34 deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.
35

36 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de
37 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de
38 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría
39

40 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
41 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en

1 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
2 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

3
4 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
5 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

7 **5.5.3 Descargadores de Sobretensión**

8
9 Los descargadores de sobretensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición
10 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
11 suministrar

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

17
18 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
19 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los
20 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
21 Interventoría.

22
23 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
24 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o
25 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su
26 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
27 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

28
29 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
30 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

32 **5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

33
34 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra, deben cumplir las prescripciones
35 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al
36 tipo de equipo a suministrar:

- 38 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
39 equivalente en ANSI.
- 40 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
41 nominal voltages greater than 1000 V".

- 1 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".

2
3 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
4 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
5 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
6 Interventoría.

7
8 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
9 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o
10 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su
11 equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
12 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

16 17 **5.5.5 Transformadores de Tensión**

18
19 Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de
20 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
21 suministrar:

- 22
23 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
24 discharges", o su equivalente en ANSI.
25 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
26 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
27 capacitor dividers".
28

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

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

39
40 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
41 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de

1 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
2 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
3 Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
4 pruebas a su costa.

5
6 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
7 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

9 5.5.6 Transformadores de Corriente

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

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

16
17 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
18 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
19 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
20 025 de 1995, en su última revisión.

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

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

32
33 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
34 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

35 5.5.7 Equipo GIS o Híbrido

1 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
2 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
3 cumplir la siguiente normatividad:
4

5 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
6 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
7 lo indicado en estas especificaciones.
8

- 9 • IEC60071-Insulation Coordination.
- 10 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- 11 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 12 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 13 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 14 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 15 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 16 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 17 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 18 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 19 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

20 |
21 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
22 pruebas mecánicas y pruebas de gas.
23

24 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
25 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.
26

27 **5.5.8 Sistema de puesta a tierra**

28
29 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
30 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
31 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.
32

33 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en
34 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado
35 en cualquier lugar, al que tenga acceso.
36

37 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
38 más cercano y conveniente.
39

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

3
4 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
5 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno.
6

7 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

8
9 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
10 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
11 aterrizados con cables bajantes de cobre.
12

13 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
14 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
15 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.
16

17 **5.6 Equipos de Control y Protección**

18
19 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
20 control y protección:
21

22 **5.6.1 Sistemas de Protección**

23
24 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
25 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
26 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
27 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
28 C37.111 o en su defecto, el Inversionista seleccionado deberá proveer el software que haga
29 la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
30 las respectivas normas equivalentes ANSI.
31

32 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
33 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
34 modificaciones.
35

36 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

37
38 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
39 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
40

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.</p> <p>Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.</p> <hr/> <p>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.</p>
2	<p>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.</p> <hr/> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	<p>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.</p>
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <hr/> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>

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

1
2 **5.6.2.1 Características Generales**

3
4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.

5
6 El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización
7 permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios
8 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y
9 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y
10 compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes, razón por la cual
11 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que
12 el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de
13 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la
14 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema
15 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la
16 verificación de cumplimiento.

17
18 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
19 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin

1 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización
2 del sistema, etc.

3
4 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual
5 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección
6 y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 7
- 8 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
9 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
 - 10
 - 11 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 12 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
 - 13 equipos vía la red.
 - 14 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
 - 15 de la Subestación.
 - 16
 - 17 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
18 funciones:
 - 19 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 20 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 21 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 22 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
 - 23 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
 - 24 detener el sistema.
 - 25 ○ Mantenimiento de cada equipo.
 - 26 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
 - 27 del sistema.
 - 28

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

36
37 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
38 Subestación:

- 39
- 40 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
41 Subestación.

- Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.
- Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

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

5.6.3 Medidores multifuncionales

Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo con 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.

5.6.4 Controladores de Bahía

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.

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

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

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

13 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

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

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

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

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

36 **5.6.6 Switches**

37
38 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
39 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
40

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

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

20 21 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

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

35
36 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores
37 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-
38 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

39 40 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

5.6.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

5.6.8.2 Registradores de Fallas

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

5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.

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

21

22 **5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

23

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

25 en su última revisión.

26

27 **5.7 Obras Civiles**

28

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

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

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

32 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

33

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

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

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

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

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

39 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

40

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

6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

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

- Direccionalidad de las protecciones de línea.
- Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas.
- Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de protecciones.

- 1 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
2

3 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución
4 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
5 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
6

7 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

8

9 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:
10

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

30 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

31

32 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
33 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
34
35

36 **8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

37

38 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al
39 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo

1 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la
2 UPME.
3

4 5 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

6
7 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de
8 conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en
9 lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
10 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
11 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá
12 ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su
13 responsabilidad consultarlos e investigarlos.
14

15 16 **10. FIGURAS**

17
18 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

19
20 Figura 1 - Unifilar Subestación Nueva Montería 110 kV.
21
22
23