

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013

(UPME 07 - 2013)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV Y LAS LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN ASOCIADAS**

Bogotá D. C., diciembre de 2013

ÍNDICE

1			
2			
3			
4	1.	CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2	Definiciones	5
7	2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1	Descripción de Obras en las Subestaciones	6
9	2.1.1	Subestación Chinú 500 kV.....	6
10	2.1.2	Subestación Chinú 230 kV.....	7
11	2.1.3	Subestación Montería 230 Kv.....	7
12	2.1.4	Subestación Urabá 230 kV	9
13	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto	9
14	2.2.1	En la Subestación Chinú 500 kV.....	10
15	2.2.2	En la Subestación Montería 230 kV.....	10
16	2.2.3	En la Subestación Urabá 230 kV	11
17	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	11
18	3.1	Parámetros del Sistema	12
19	3.2	Nivel de Corto Circuito	13
20	3.3	Materiales	13
21	3.4	Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible.....	13
22	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	14
23	3.6	Infraestructura y Módulo Común	14
24	3.7	Pruebas en Fábrica.....	15
25	3.8	Espacios de Reserva	16
26	4.	ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV	17
27	4.1	General.....	17
28	4.2	Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV.....	18
29	4.3	Longitud Aproximada de la Línea	19
30	4.4	Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV.....	19
31	4.4.1	Aislamiento	20
32	4.4.2	Conductores de Fase	20
33	4.4.3	Cable(s) de Guarda	21
34	4.4.4	Puesta a Tierra de las Líneas	22
35	4.4.5	Transposiciones de Línea.....	22
36	4.4.6	Estructuras	22
37	4.4.7	Localización de Estructuras	23
38	4.4.8	Sistema Antivibratorio.....	23
39	4.4.9	Cimentaciones.....	23
40	4.4.10	Señalización Aérea.....	24
41	4.4.11	Obras Complementarias.....	24

1	4.5	Informe Técnico	24
2	5.	ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	25
3	5.1.	General	25
4	5.1.1.	Predio de las subestaciones	25
5	5.1.2.	Conexiones con Equipos Existentes	28
6	5.1.3.	Servicios Auxiliares	28
7	5.1.4.	Infraestructura y Módulo Común	28
8	5.2.	Normas para Fabricación de los Equipos	28
9	5.3.	Condiciones Sísmicas de los equipos	28
10	5.3.1.	Procedimiento General del Diseño	29
11	5.3.2.	Estudios del Sistema	31
12	5.3.3.	Distancias de Seguridad	33
13	5.4.	Equipos de Potencia	33
14	5.4.1.	Interruptores	33
15	5.4.2.	Descargadores de Sobretensión	33
16	5.4.3.	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	34
17	5.4.4.	Transformadores de Tensión	34
18	5.4.5.	Transformadores de Corriente	35
19	5.4.6.	Equipo GIS	35
20	5.5.	Equipos de Control y Protección	36
21	5.5.1.	Sistemas de Protección	36
22	5.5.2.	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones	37
23	5.5.3.	Medidores Multifuncionales	41
24	5.5.4.	Controladores de Bahía	41
25	5.5.5.	Controlador de los Servicios Auxiliares	42
26	5.5.6.	Switches	43
27	5.5.7.	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	43
28	5.5.8.	Equipos y Sistemas de Nivel 2	44
29	5.5.9.	Requisitos de Telecomunicaciones	46
30	5.6.	Obras Civiles	46
31	5.7.	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	47
32	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	48
33	6.1.	Pruebas y Puesta en Servicio	48
34	6.2.	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	48
35	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	49
36	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	49
37	9.	FIGURAS	50
38			

ANEXO 1

1
2
3
4 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**
5

6 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren
7 expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les
8 atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública
9 UPME 07 - 2013.

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 y la ejecución de las obras. **En los aspectos a los que no
26 hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo
27 indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido
28 prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y
29 documentados al Interventor.** La adopción de criterios de ingeniería y normas
30 específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en
31 ningún caso con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el
32 Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y
33 Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes
34 en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y
35 permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad
36 establecidos en la regulación.
37

38 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**
39

40 De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de
41 apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 18 1294 de agosto de 2008, Capítulo II,

1 Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que se deba contar con
2 un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para
3 desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 8 del RETIE de la fecha
4 anotada, en general y el numeral 8.4 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
11 diseños según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la
12 última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos,
13 primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

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.

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 obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia
25 Generación – Transmisión 2012 – 2025”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de
26 Minas y Energía 18 0423 de marzo 21 de 2012, modificada por la Resolución MME No 9
27 1159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- 28
29 i. Construcción de la nueva Subestación Montería 230 kV con sus dos (2) bahías de
30 línea asociadas y dos (2) bahías de transformación a 230 kV, a ubicarse en
31 inmediaciones de la ciudad de Montería – Córdoba, junto a la actual subestación
32 Montería 110/34,5/13,8 kV.
33
34 ii. Construcción de la nueva Subestación Chinú 230 kV con una (1) bahía de línea y una
35 (1) bahía de transformación a 230 kV, a ubicarse en inmediaciones del municipio de
36 Chinú - Córdoba, junto a la actual subestación Chinú 500/110 kV.
37
38 iii. Instalación de un (1) banco de autotransformadores 500/230 kV - 450 MVA (3X150
39 MVA) en la Subestación Chinú, y sus bahías correspondientes.
40

- iv. Construcción de una línea en circuito sencillo 230 kV con un longitud aproximada de 71 km, desde la nueva subestación Montería 230 kV hasta la nueva subestación Chinú 230 kV.
- v. Construcción de una línea en circuito sencillo 230 kV con un longitud aproximada de 124 km, desde la nueva subestación Montería 230 kV hasta la actual subestación Urabá 230 kV.
- vi. Instalación de una (1) bahía de línea 230 kV en la Subestación Urabá 230 kV.

NOTA: los bancos de transformadores que se conectarán en la Subestación Montería 230 kV y sus respectivas bahías en el lado de baja tensión no hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública, ya que se trata de activos de uso del nivel de tensión 4. La frontera entre el Transmisor y el OR en la Subestación Montería 230 kV será en los bornes de alta de los transformadores.

2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones

2.1.1 Subestación Chinú 500 kV

La obra en la Subestación Chinú 500 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación de un (1) banco de autotransformadores 500/230 kV de 450 MVA (3X150 MVA), y su correspondiente bahía en el lado de alta tal como se muestra en la Figura 3.

La bahía de transformación, por el lado de alta tensión, tendrá una configuración de interruptor y medio.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de transformación, en funcionalidad y en aspectos de potencia, de comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente en la Subestación Chinú 500 kV.

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CHINÚ 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de transformación configuración interruptor y medio	1
2	Banco autotransformador 500/230 kV de 450 MVA	1
3	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El diagrama unifilar de la Subestación Chinú 500 kV se muestra en la Figura 3.

1
2 **2.1.2 Subestación Chinú 230 kV**
3

4 Las obras en la Subestación Chinú 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la
5 selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva subestación a
6 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. Los equipos a instalar
7 podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas
8 Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo
9 exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos
10 los demás requisitos establecidos en los DSI.

11
12 La Subestación Chinú 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio
13 y deberá incluir dos (2) bahías, una (1) para la línea de 230 kV que irá hacia la nueva
14 subestación Montería 230 kV, y una (1) bahía de transformación para la conexión del
15 transformador 500/230 kV objeto de la presente Convocatoria Pública 07 - 2013. Los
16 espacios de reserva en 230 kV que se deberán prever son los señalados en el numeral
17 3.8 del presente Anexo.

18
19 La subestación Chinú 230 kV estará compuesta por los módulos que se indican a
20 continuación:
21

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CHINÚ 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Interruptor y Medio	1
2	Bahía de transformación configuración Interruptor y Medio	1
3	Cortes Centrales configuración de Interruptor y Medio	1
4	Módulo de barraje tipo 1	1
5	Protección diferencial de barras tipo 1	1
6	Módulo común tipo 1	1
7	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada	1

22
23 El diagrama unifilar de la Subestación Chinú 230 kV se muestra en la Figura 4.
24

25 **2.1.3 Subestación Montería 230 Kv**
26

1 Las obras en la Subestación Montería 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la
 2 selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva subestación a
 3 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. Los equipos a instalar
 4 podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas
 5 Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo
 6 exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos
 7 los demás requisitos establecidos en los DSI.

9 La Subestación Montería 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y
 10 Medio y deberá incluir cuatro (4) bahías, dos (2) para las dos líneas de 230 kV que irán
 11 desde la nueva subestación Montería 230 kV, una hacia la nueva subestación Chinú 230
 12 kV y la otra hacia la Subestación Urabá 230 kV, y dos (2) bahías de transformación para
 13 la conexión al STN del Operador de Red (OR) – ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Los
 14 espacios de reserva en 230 kV que se deberán prever son los señalados en el numeral
 15 3.8 del presente Anexo. Si bien el terreno para la instalación de los equipos del OR, debe
 16 ser previsto por el Transmisor, las condiciones para acceder al uso del terreno deben ser
 17 acordados por las partes en el Contrato de Conexión.

19 El diagrama unifilar de la subestación Montería 230 kV se muestra en la Figura 5. Sin
 20 embargo, el Transmisor en coordinación con el OR responsable de los transformadores
 21 que se conectarán allí, podrán llegar a un acuerdo para efectos de reubicación física de
 22 las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en
 23 tal caso, el diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública,
 24 podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la UPME.

26 La subestación Montería 230 kV estará compuesta por los módulos que se indican a
 27 continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	2
2	Bahías de transformación, configuración de interruptor y medio.	2
3	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	2
4	Módulo de barraje tipo 2, configuración interruptor y medio.	1
5	Protección diferencial de barras tipo 2	1
6	Módulo común tipo 2	1

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN MONTERÍA 230 kV	CANTIDAD
7	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

1
 2 Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado
 3 de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre
 4 las bahías y los transformadores del OR, incluyendo las estructuras y aisladores soporte.

5
 6 **2.1.4 Subestación Urabá 230 kV**

7
 8 La obra en la Subestación Urabá 230 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la
 9 instalación de una (1) nueva bahía de línea a 230 kV para el circuito proveniente de la
 10 nueva subestación Montería 230 kV.

11
 12 Esta bahía deberá tener la configuración de la subestación Urabá 230 kV, la cual es Barra
 13 Principal y de Transferencia (actualmente opera como barra sencilla el cambio de
 14 configuración no es objeto de esta convocatoria).

15
 16 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en
 17 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la
 18 infraestructura existente en la Subestación Urabá 230 kV.
 19

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN URABÁ 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración Barra Principal y de Transferencia.	1
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

20
 21 El diagrama unifilar de la Subestación Urabá 230 kV se muestra en la Figura 6.
 22

23 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

24
 25 El Transmisor, además de adquirir el predio para la construcción de las nuevas
 26 Subestaciones Montería 230 kV y Chinú 230 kV, deberá tener en cuenta las siguientes
 27 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe
 28 establecer un contrato de conexión con el responsable y propietario de los activos
 29 relacionados.
 30

1 **2.2.1 En la Subestación Chinú 500 kV**

2
3 El propietario de la Subestación Chinú 500 kV es ISA S.A. E.S.P. Esta subestación, a
4 nivel de 500 kV tiene una configuración de interruptor y medio.

5
6 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública 07 - 2013 en la
7 Subestación Chinú 500 kV, es el barraje 500 kV.

8
9 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
10 Pública UPME 07 - 2013 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según
11 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
12 instalación de un (1) transformador 500/230 kV – 450 MVA y su bahía correspondiente en
13 500 kV; las condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de
14 control y protecciones de los módulos de 500 kV; el enlace al sistema de control del CND;
15 en el evento en que así se acuerde los servicios de administración y operación de los
16 activos de 500 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo
17 remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,
18 dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que
19 oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor de la presente Convocatoria
20 Pública, al menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en caso de
21 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la
22 fecha de firma del contrato de conexión.

23
24 **2.2.2 En la Subestación Montería 230 kV**

25
26 El propietario de la Subestación Montería a 230 kV será el Inversionista resultante de la
27 presente Convocatoria Pública UPME 07 - 2013. Esta Subestación tendrá una
28 configuración de interruptor y medio, la cual estará compuesta por los elementos
29 establecidos en el Numeral 2.1 del presente Anexo.

30
31 De acuerdo con lo solicitado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., se prevé la conexión de
32 dos (2) bancos de transformadores 230/110 kV de 150 MVA cada uno, en la subestación
33 Montería 230 kV.

34
35 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
36 Pública UPME 07 - 2013 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros
37 aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del
38 terreno para la ubicación de los dos (2) bancos de transformación 230/110 kV, del espacio
39 para las previsiones futuras solicitadas por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. y del espacio
40 para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos de 230 kV;
41 enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC.

1 Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4)
2 meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos
3 Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al
4 menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán
5 solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del
6 contrato de conexión.

8 **2.2.3 En la Subestación Urabá 230 kV**

9
10 El propietario de la Subestación Urabá 230 kV es ISA S.A. E.S.P. Esta subestación, a
11 nivel de 230 kV opera actualmente como una barra sencilla, pero con el advenimiento de
12 este proyecto se tendrá una configuración Barra Principal y de Transferencia, la cual
13 realizará ISA bajo la figura de ampliación de acuerdo con la regulación vigente.

14
15 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública 07 - 2013 en la
16 Subestación Urabá 230 kV, es el barraje 230 kV.

17
18 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
19 Pública UPME 07 - 2013 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según
20 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
21 ubicación de la bahía de línea 230 kV; del espacio para la ubicación de los tableros de
22 control y protecciones de los módulos de 230 kV; el enlace al sistema de control del CND;
23 en el evento en que se acuerde los servicios de administración y operación de los activos
24 de 230 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están siendo
25 remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,
26 dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que
27 oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria
28 Pública, al menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en caso de
29 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la
30 fecha de firma del contrato de conexión.

31 32 33 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

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

3.1 Parámetros del Sistema

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

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

Línea de transmisión Chinú – Montería 230 kV:

Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o subterránea
Circuitos por torre:	Dos (2), uno de los cuales se tenderá posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria UPME 07 - 2013.
Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

NOTA: la línea de transmisión Chinú - Montería 230 kV, podrá ser totalmente aérea o parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

Línea de transmisión Montería - Urabá 230 kV:

Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o subterránea
Circuitos por torre:	Dos (2), uno de los cuales se tenderá posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria UPME 07 - 2013.
Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

1 NOTA: la línea de transmisión Montería - Urabá 230 kV, podrá ser totalmente aérea o
2 parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y estudios
3 pertinentes que realice el Inversionista

4
5 NOTA: la totalidad de las líneas de transmisión Chinú – Montería 230 kV y Montería –
6 Urabá 230 kV, deberán estar dispuestas para doble circuito. Por tanto las obras que
7 puedan desarrollarse ante un eventual tramo subterráneo y las torres de los tramos
8 aéreos, deberán estar dispuestos para tal.

9 10 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

11
12 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la
13 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista
14 deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de
15 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La
16 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir
17 como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado
18 por la UPME.

19 20 **3.3 Materiales**

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

31 32 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

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

39
40 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima
41 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen

1 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de
2 buen tiempo.

3
4 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares
5 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de
6 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio
7 de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

8 9 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

10
11 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.
12 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
13 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
14 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
15 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar
16 como Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por
17 parte del Interventor.

18
19 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
20 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
21 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
22 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos
23 deberán entregarse al Interventor.

24 25 **3.6 Infraestructura y Módulo Común**

26
27 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del
28 patio de conexiones del nivel 230 kV tanto en la subestación Montería 230 kV como en la
29 subestación Chinú 230 kV, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios.
30 Igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de estas nuevas
31 subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias.

32
33 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura
34 y módulo común de las subestaciones Montería 230 kV y Chinú 230 kV, es decir las obras
35 civiles y los equipos que sirven a las Subestaciones y que son utilizados por todas las
36 bahías de la subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente
37 Convocatoria Pública. La infraestructura y módulo común de las nuevas subestaciones,
38 estarán conformadas como mínimo por los siguientes componentes:

39
40 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto
41 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de

1 reserva para ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas
2 de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del terreno; y el espacio para las
3 bahías futuras junto con su adecuación. En el espacio que ocupará la Subestación, las
4 obras civiles incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al
5 predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y
6 de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior
7 y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para
8 la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

9
10 **Equipos:** incluye los sistemas de automatización, de gestión de medición, de
11 protecciones y el sistema de comunicaciones propio de cada subestación a 230 kV, los
12 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares, los
13 equipos de conexión a 230 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas.
14 Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar tanto la nueva bahía de línea a la
15 subestación existente Urabá 230 kV como la nueva bahía de transformación a la
16 subestación existente Chinú 500 kV, en conexiones de potencia, control, medida,
17 protecciones y servicios auxiliares.

18
19 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las
20 previsiones que faciliten la evolución de las subestaciones.

21
22 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
23 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de
24 1995) o aquella que la modifique o sustituya.

25
26 **NOTA:** Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la
27 Subestación Montería 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 07 -
28 2013, el Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las
29 facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a
30 protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

31 32 **3.7 Pruebas en Fábrica**

33
34 Una vez el Inversionista haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al
35 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en
36 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y
37 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las
38 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del
39 Inversionista.

40

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

6 **3.8 Espacios de Reserva**

8 Los espacios de reserva están clasificados según sean requeridos para las necesidades
9 futuras del STN o del STR o del SDL. Los espacios de reserva futuros del STN son objeto
10 de la presente Convocatoria por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y
11 equipos constitutivos del módulo común, como se describe en el Numeral 3.6 del presente
12 Anexo 1. Los espacios de reserva futuros para el STR y/o del SDL deben ser previstos
13 por el Adjudicatario según el requerimiento del Operador de Red, de acuerdo con lo
14 indicado en el presente Numeral y mostrado en las Figuras 4 y 5; no obstante, los mismos
15 no son objeto de la presente Convocatoria, el nivel de adecuación de los terrenos, la
16 definición de las áreas, entre otros aspectos, deberán ser acordados con el Operador de
17 Red en el respectivo Contrato de Conexión.

19 El Inversionista deberá prever tanto en la subestación Montería 230 kV como en la
20 subestación Chinú 230 kV los espacios físicos necesarios para la construcción de futuras
21 bahías, sean de línea o de transformación, no obstante lo anterior, los equipos para las
22 bahías futuras no son parte del Proyecto.

24 Entre las previsiones, en cada una de las nuevas subestaciones, se deberá considerar la
25 futura instalación de:

- 27 • Dos (2) diámetros completos para cuatro (4) bahías a 230 kV, sean de línea o de
28 transformación. Ver Figuras 4 y 5.
- 29 • A nivel de STR: El Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados
30 como Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de
31 prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello haga parte
32 del alcance de la presente Convocatoria Pública.

34 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos
35 en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá
36 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las
37 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.
38 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán
39 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación,
40 hasta tanto sean ocupados.

1
 2 El Transmisor preparará un documento que deberá entregar al Interventor en el cual se
 3 indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente Anexo,
 4 de igual forma el Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios
 5 de reserva.
 6
 7

8 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV**

9
 10 **4.1 General**

11
 12 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de
 13 230 kV:
 14

Líneas de 230 Kv				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	230
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos por torre		Unidad	1
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	1
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	-
6	Altura promedio sobre el nivel del mar		m	Entre 60-170
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	
9	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Contaminación salina	Línea con áreas relativamente próximas al mar cuyo nivel de contaminación debe ser investigado por Inversionista	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		

Líneas de 230 Kv				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
14	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
19	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
20	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
21	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

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

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

7
 8 **4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV**

9
 10 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria
 11 Pública UPME 07 - 2013, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo
 12 tanto, a efectos de definir la ruta de la línea a 230 kV, será el Inversionista el responsable
 13 de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los
 14 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se
 15 puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de
 16 influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones
 17 existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
 18 Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden
 19 nacional, regional o local.
 20

1 De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en cinco partes en este
 2 Anexo, muestra la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre las
 3 subestaciones 230 kV Chinú, Montería y Urabá, sin considerar los Planes de
 4 Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, en el cual se
 5 han localizado tres (3) alternativas de ruta que se deben considerar a título
 6 exclusivamente ilustrativo. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de las tres (3)
 7 alternativas de ruta ya mencionadas con el propósito de que se conozca la altura sobre el
 8 nivel del mar típica de estas alternativas estudiadas.

9
 10 NOTA: la línea de transmisión Chinú – Montería- Urabá 230 kV, podrá ser totalmente
 11 aérea o parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del diseño y
 12 estudios pertinentes que realice el Inversionista. Es responsabilidad del Inversionista en
 13 asumir en su integridad los riesgos inherentes al desarrollo del Proyecto, para ello deberá
 14 validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades
 15 competentes, entre otras.

16
 17 En el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**
 18 **MONTERÍA 230 kV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA**
 19 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013”** se suministra información de referencia
 20 sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión estudiadas. El objeto de este
 21 documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
 22 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

23
 24 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

25
 26 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos
 27 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para
 28 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias
 29 evaluaciones, análisis y consideraciones.

30
 31

Circuito	Tensión	Longitud Aproximada
32 Chinú - Montería	230 kV	71 km
33 Montería - Urabá	230 kV	124 km

34
 35

36 **4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV**

37
 38 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
 39 Proyecto son las establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección del
 40 Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y
 41 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708

1 de 30 de agosto de 2013, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción
2 de la línea).

3
4 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
5 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.
6

7 **4.4.1 Aislamiento**

8
9 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones de contaminación salina
10 de la zona en la que se construirán las líneas y las subestaciones, con base en ello, hacer
11 el diseño del aislamiento de la línea y de los equipos de las subestaciones, la
12 coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan
13 presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la
14 operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con
15 extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las
16 tensiones en las barras de 220 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110%
17 del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de
18 recuperación y sus tasas de crecimiento.
19

20 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de
21 diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante
22 descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de
23 la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.
24

25 **4.4.2 Conductores de Fase**

26
27 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características
28 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del
29 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por
30 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites
31 establecidos:
32

33 El conductor para la línea de 230 kV Chinú – Montería – Urabá deberá tener:

- 34
35 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1000
36 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 37
38 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase de 0,0556 ohmios/km. En el
39 caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la resistencia en paralelo de
40 los cables sub-conductores de cada fase.
41

- 1 • Por el ambiente salino presente en la zona, los conductores deberán ser de los tipos
2 ACAR o AAAC, con hilos de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de
3 capacidad de transporte mínima, resistencia óhmica máxima, radio-interferencia y
4 ruido audible especificados.

5
6 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
7 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

8
9 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
10 establecidas en la normatividad aplicable.

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

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

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

18
19 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
20 (convencionales u OPGW). Por el ambiente salino presente en la zona, los cables de
21 guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado. El o los cables de
22 guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas
23 atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento
24 indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de
25 guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la
26 línea que circulen por ellos.

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

32
33 En el evento de que el Inversionista decida usar la nueva línea que interconecta las
34 Subestaciones Chinú – Montería – Urabá 230 kV para la transmisión de comunicaciones
35 por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características
36 técnicas del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

1 En caso de instalar un cable de guarda convencional, éste deberá ser del tipo Alumoweld
2 o de otro material resistente a la corrosión salina que cumpla con las especificaciones
3 técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional desde el punto de vista de
4 su comportamiento frente a descargas atmosféricas.

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

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

18 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

20 El Transmisor deberá asegurar que los desbalances en las fases cumplan con la norma
21 técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del
22 Interventor para su verificación. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos
23 los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del
24 Proyecto.

26 **4.4.6 Estructuras**

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

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

38 Las estructuras de soporte de la línea serán para doble circuito de disposición vertical
39 (doble terna vertical). Se tenderá uno solo de los circuitos en esta Convocatoria.

1 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las
2 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para
3 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la
4 metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*
5 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso
6 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los
7 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo
8 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*
9 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas
10 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que
11 se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE, Artículo 22.
12 Si ello resultara así, primarán estas últimas.

13 14 **4.4.7 Localización de Estructuras**

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

26 27 **4.4.8 Sistema Antivibratorio**

28
29 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección
30 anti vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser
31 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias
32 de 10 Hz a 100 Hz, de tal manera que los esfuerzos de flexión calculados a una distancia
33 de 89 mm desde el último punto de contacto de la grapa de suspensión con el conductor o
34 cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico a pico, medidos de acuerdo al método
35 establecido en el documento "Standardization of Conductor Vibration Measurements".
36 Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

37 38 **4.4.9 Cimentaciones**

39
40 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de
41 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución

1 CREG 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de
2 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión
3 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que
4 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas
5 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en
6 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.
7

8 **4.4.10 Señalización Aérea**

9

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

18 **4.4.11 Obras Complementarias**

19

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

26 **4.5 Informe Técnico**

27

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

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

- Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

5.1. General

La siguiente tabla presenta las bahías de 500 kV y 230 kV que son parte del proyecto:

DESCRIPCIÓN	CHINÚ 500 kV	CHINÚ 230 kV	MONTERÍA 230 kV	URABÁ 230 kV
Configuración	Interruptor y medio	Interruptor y medio	Interruptor y medio	Barra Principal y Transferencia
Subestación nueva	NO	SI	SI	NO
Propietario de la subestación	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA	Inversionista Adjudicatario Convocatoria Pública 07 - 2013	Inversionista Adjudicatario Convocatoria Pública 07 - 2013	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA
Número de bahías a instalar	1	2	4	1

5.1.1. Predio de las subestaciones

Subestación Montería 230 kV

Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, en inmediaciones de la subestación existente Montería 110 kV propiedad de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., la cual está ubicada en el municipio de Montería en el departamento de Córdoba, considerando las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del

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

9
10 La subestación Montería 110 kV existente, está localizada en las siguientes coordenadas
11 aproximadamente:

12
13 Longitud: 75° 52' 51.15" O
14 Latitud: 8° 45' 49. 58" N

15
16 En la selección del predio de la subestación, el Inversionista deberá analizar todos los
17 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los
18 riesgos de inundación ante eventuales desbordamientos de los ríos aledaños, condición
19 que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un
20 documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a consideración
21 del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

22
23 En el documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**
24 **DEL PROYECTO MONTERÍA 230 kV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS**
25 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013”** se suministra
26 información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión y para
27 la localización del predio de la Subestación. Su objeto es identificar de manera preliminar
28 las posibilidades y restricciones, constituyéndose en una referencia ilustrativa para los
29 diferentes Interesados.

30
31 NOTA: Información de planos y terrenos aledaños referente a la Subestación existente
32 Montería 110 kV, recopilada por la UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del
33 presente Anexo 1.

34 **Subestación Chinú 230 kV**

35
36
37 Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, en inmediaciones de la
38 subestación existente Chinú 500/110 kV propiedad de ISA S.A. E.S.P., considerando las
39 facilidades para el acceso de la línea de transmisión objeto del Proyecto. Por lo tanto,
40 será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a
41 las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de

1 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
2 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
3 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden
4 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido,
5 deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
6

7 En la selección del predio de la subestación, el Inversionista deberá analizar todos los
8 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los
9 riesgos de inundación ante eventuales desbordamientos de los ríos aledaños, condición
10 que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un
11 documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a consideración
12 del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.
13

14 La subestación Chinú existente 500/110 kV está localizada en las siguientes coordenadas
15 aproximadamente:

16
17 Longitud: 75° 25' 33. 25" O

18 Latitud: 9° 7' 3.79" N
19

20 En el documento “**ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**
21 **MONTERÍA 230 kV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA**
22 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2013**” se suministra información de referencia
23 sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión y para la localización del predio de
24 la Subestación. Su objeto es identificar de manera preliminar las posibilidades y
25 restricciones, constituyéndose en una referencia ilustrativa para los diferentes
26 Interesados.
27

28 NOTA: Información de planos y terrenos aledaños referente a la Subestación existente
29 Chinú 500 kV, recopilada por la UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del
30 presente Anexo 1.
31

32 **Subestación Urabá 230 kV**

33

34 La subestación existente Urabá 230 kV es propiedad de ISA S.A. E.S.P., la cual está
35 ubicada en el municipio de Urabá en el Departamento de Antioquia, en las siguientes
36 coordenadas aproximadamente:

37
38 Longitud: 76° 39' 16.15" O

39 Latitud: 8° 3' 91.69" N
40

1 Esta subestación dispone de área de reserva para construir la bahía de línea requerida
2 para este Proyecto.

3
4 NOTA: Información referente a la Subestación existente Urabá 230 kV, recopilada por la
5 UPME será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

6 7 **5.1.2. Conexiones con Equipos Existentes**

8
9 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
10 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
11 protección de las bahías de las Subestaciones Chinú 500 kV y Urabá 230 kV con la
12 infraestructura existente en cada una de estas subestaciones.

13
14 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
15 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
16 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
17 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

18 19 **5.1.3. Servicios Auxiliares**

20
21 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
22 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

23 24 **5.1.4. Infraestructura y Módulo Común**

25
26 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
27 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

28 29 **5.2. Normas para Fabricación de los Equipos**

30
31 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
32 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
33 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
34 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
35 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
36 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
37 eminentemente técnicos y de calidad.

38 39 **5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos**

1 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
2 publicación IEC 60068-3-3 “Guidance Seismic Test Methods for Equipments” o de
3 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of
4 Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al
5 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son
6 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.
7

8 **5.3.1. Procedimiento General del Diseño**

9

10 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 11
- 12 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto,
13 que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.
14

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

35 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
36 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
37 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.
38

39 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
40 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
41 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada

1 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
2 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
3 Especificaciones Técnicas del Proyecto.
4

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

10
11 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el
12 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
13 Proyecto.
14

15 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
16 documento de cumplimiento obligatorio.
17

18 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
19 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
20 pruebas.
21

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

28 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y
29 entregada a la Interventoría para revisión.
30

31 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros
32 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las
33 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,
34 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican
35 las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar
36 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de
37 Ingeniería Básica.
38

39 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la
40 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.
41 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o

1 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al
2 Inversionista y a la UPME si es del caso.

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

9
10 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
11 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si
12 es del caso.

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

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

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

26 **5.3.2. Estudios del Sistema**

27
28 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines
29 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros
30 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los
31 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos
32 y/o memorias de cálculo:

- 33
34
35 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
36 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,
37 sísmicos y de resistividad.
38
39 - Cálculo de flechas y tensiones.
40

- 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 **5.3.3. Distancias de Seguridad**

3
4 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los
5 lineamientos establecidos en los Artículos 13 y 23 del RETIE en su última revisión y/o
6 actualización.

7
8 **5.4. Equipos de Potencia**

9
10 **5.4.1. Interruptores**

11
12 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
13 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
14 publicación IEC 62271-100, “*High voltage alternating current circuit breakers*” o ANSI.

15
16 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener
17 mando monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

18
19 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el
20 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, No se
21 permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los
22 interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

23
24 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
25 establecidos en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
26 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
27 Interventoría.

28
29 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
30 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a
31 los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su
32 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer
33 las respectivas pruebas a su costa.

34
35 **5.4.2. Descargadores de Sobretensión**

36
37 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*” o su
38 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin
39 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se
40 conectarán fase a tierra.

41

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

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

11 12 **5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

13
14 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC
15 62271-102, *“Alternating current disconnectors and earthing switches”* o su equivalente en
16 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los
17 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas
18 por los otros circuitos.

19
20 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
21 establecidos en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
22 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
23 Interventoría.

24
25 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
26 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares
27 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su
28 equivalente en ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las
29 respectivas pruebas a su costa.

30 31 **5.4.4. Transformadores de Tensión**

32
33 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, *“voltage transformers”*, IEC
34 60358, *“Coupling capacitor and capacitor dividers”*, IEC 60044-4, *“Instrument*
35 *transformers, Measurement of partial discharges”* o su equivalente en ANSI.

36
37 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
38 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
39 cargas externas adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en
40 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución

1 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus
2 anexos.

3
4 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
5 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
6 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
7 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

8
9 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
10 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión
11 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
12 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el
13 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su
14 costa.

15 16 **5.4.5. Transformadores de Corriente**

17
18 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “*Instrument*
19 *transformers*”, Parte 1, “*Current transformers*”, Parte 4, “*Measurement of partial*
20 *discharges*”, Parte 6, “*Requirements for protective current transformers for transient*
21 *performance*”, o su equivalente en ANSI.

22
23 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación
24 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
25 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
26 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

27
28 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
29 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
30 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
31 pertinentes de la Interventoría.

32
33 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
34 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente
35 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
36 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos
37 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

38 39 **5.4.6. Equipo GIS**

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

- 4 • Instrument transformer – IEC6189
- 5 • Insulation Coordination – IEC60071
- 6 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271-203
- 7 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 8 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 9 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 10 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 11 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 12 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 13 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 14 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 15 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

16
17 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta
18 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

19
20 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
21 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

22 23 **5.5. Equipos de Control y Protección**

24 25 **5.5.1. Sistemas de Protección**

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

34

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

8
 9 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en
 10 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 11 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

12
 13 El esquema de protección de barras, en las nuevas subestaciones Montería 230 kV y
 14 Chinú 230 kV deberá consistir de un sistema de protección diferencial de barras,
 15 porcentual o moderada.

16
 17 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
 18 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
 19 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
 20 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
 21 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
 22 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
 23 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de
 24 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

25
 26 **5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

27
 28 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 29 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de
	Proporciona la comunicación entre el	

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
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> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p>	<p>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>
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al</p>	

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17

5.5.2.1. Características Generales

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

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

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

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

- 9
- 10 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
11 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
12
 - 13 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
14 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
15 equipos vía la red.
16 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
17 Automatización de la Subestación.
18
 - 19 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
20 funciones:
21 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.
22 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.
23 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
24 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
25 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
26 detener el sistema.
27 ➤ Mantenimiento de cada equipo.
28 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
29 del sistema.
30

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

38
39 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
40 subestación:

- 1 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
- 2
- 3
- 4 - 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.
- 5
- 6
- 7
- 8 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 9

10
11 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 será el único responsable de suministrar y hacer operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

17 **5.5.3. Medidores Multifuncionales**

18
19 Los medidores multifuncionales 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 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.

26 **5.5.4. Controladores de Bahía**

27
28 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 deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

33
34 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:

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

- 1
2 - Despliegue de alarmas.
3
4 - Despliegue de eventos.
5
6 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
7
8 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
9
10 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
11 función.
12
13 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
14
15 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
16 puertos para la comunicación.
17
18 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
19 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
20
21 **5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares**
22
23 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
24 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
25 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
26
27 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz
28 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y
29 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de
30 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
31 funcionalidades como mínimo:
32
33 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
34
35 - Despliegue de alarmas.
36
37 - Despliegue de eventos.
38
39 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
40

1 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
2 función.

3
4 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

5
6 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
7 puertos para la comunicación.

8 9 **5.5.6. Switches**

10
11 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
12 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes
13 requisitos:

14
15 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard* - "error free" *networking device*.

16
17 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.

18
19 - Deberá incluir las siguientes características de red:

- 20
- 21 • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en *MAC Bridges*
- 22 • IEEE 802.1q VLAN

23
24 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.

25
26 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
27 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

28
29 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
30 más exigente.

31
32 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para
33 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de
34 protección y medida.

35 36 **5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

37
38 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

39
40 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
41 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez

1 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
2 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
3 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

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

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

12 13 **5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

14 15 **5.5.8.1. Controlador de la Subestación**

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

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

33 34 **5.5.8.2. Registradores de Fallas**

35
36 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
37 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
38 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
39 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
40 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
41 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

1
2 **5.5.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**
3

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

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

- 12
13 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
14
15 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
16
17 - Comunicación con el CND.
18
19 - Comunicación con la red de área local.
20
21 - Facilidades de mantenimiento.
22
23 - Facilidades para entrenamiento.
24
25 - Función de bloqueo.
26
27 - Función de supervisión.
28
29 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
30
31 - Guía de operación.
32
33 - Manejo de alarmas.
34
35 - Manejo de curvas de tendencias.
36
37 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
38
39 - Marcación de eventos y alarmas.
40
41 - Operación de los equipos.

- 1
2 - Programación, parametrización y actualización.
3
4 - Reportes de operación.
5
6 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
7 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
8
9 - Secuencia de eventos.
10
11 - Secuencias automáticas.
12
13 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
14
15 - Supervisión de la red de área local.
16

17 **5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones**

18
19 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
20 1995, en su última revisión.
21

22 **5.6. Obras Civiles**

23
24 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de las Subestaciones
25 con el siguiente alcance:
26

27 **Subestaciones Montería 230 kV y Chinú 230 kV**

- 28
29 • Diseño y construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el
30 edificio de control.
31
32 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación,
33 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental
34 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
35
36 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos
37 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo
38 Resistente NSR-10.
39

40 **Subestaciones Chinú 500 kV y Urabá 230 kV**

- 1 • Diseño y construcción de todas las obras civiles para instalar las nuevas bahías y
2 construcción o ampliación de los edificios de control.
3
- 4 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación,
5 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental
6 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
7
- 8 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos
9 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo
10 Resistente NSR-10.
11

12 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los
13 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para
14 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en
15 planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará
16 el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista
17 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:
18

- 19 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
20
- 21 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
22 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
23
- 24 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse
25 la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en
26 campo verificadas por el Interventor.
27

28 5.7. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

29

30 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones al existente se deberá
31 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de
32 puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la
33 construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como
34 bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.
35

36 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra de la nueva
37 Subestación en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar,
38 trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la
39 norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las
40 tensiones de toque y paso a valores tolerables.
41

1
2 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

3
4 **6.1. Pruebas y Puesta en Servicio**

5
6 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
7 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
8 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad
9 CREG vigente y los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND.

10
11 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
12 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
13 diseñados por el Inversionista de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el
14 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por
15 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
16 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen
17 con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

18
19 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista debe efectuar las siguientes pruebas
20 como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los
21 requerimientos del CND, vigentes:

- 22
23 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
24
25 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
26 asociadas.
27
28 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el
29 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,
30 gestión de protecciones.
31
32 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

33
34 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las
35 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
36 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

37
38 **6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

39
40 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:
41

- 1 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 2
- 3 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 4
- 5 - Diagrama Unifilar.
- 6
- 7 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
- 8 Proyecto.
- 9
- 10 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 11
- 12 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 13
- 14 - Cronograma de pruebas.
- 15
- 16 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
- 17 con información definitiva.
- 18
- 19 - Protocolo de energización.
- 20
- 21 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 22
- 23 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 24 punto de conexión.
- 25
- 26 - Carta de declaración en operación comercial.
- 27
- 28 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 29 actualizados por el CND.
- 30
- 31

32 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

36 37 38 8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

39
40 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 07 - 2013, como costos
41 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital

1 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
2 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
3 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información
4 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos
5 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
6
7

8 **9. FIGURAS**

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

11
12 Figura 1- Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental - Mapa
13 referencial e ilustrativo únicamente.
14

15 Figura 2 - Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e
16 ilustrativo únicamente.
17

18 Figura 3 - Unifilar Subestación Chinú 500 kV.
19

20 Figura 4 - Unifilar Subestación Chinú 230 kV.
21

22 Figura 5 - Unifilar Subestación Montería 230 kV.
23

24 Figura 6 - Unifilar Subestación Urabá 230 kV.
25