

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 01 DE 2014**

**(UPME 01 – 2014)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN LA LOMA 500 KV Y LAS LÍNEAS DE  
TRANSMISIÓN ASOCIADAS**

**Bogotá D. C., octubre de 2014**

## ÍNDICE

2		
3		
4		
5	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b>	<b>4</b>
6	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
7	1.2 Definiciones	5
8	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>5</b>
9	2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones	6
10	2.1.1 Subestación La Loma 500 kV	6
11	2.1.2 Subestación Copey 500 kV	7
12	2.1.3 Subestación Ocaña 500 kV	8
13	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
14	2.2.1 En la Subestación La Loma 500 kV	9
15	2.2.2 En la Subestación Copey 500 kV	9
16	2.2.3 En la Subestación Ocaña 500 kV	10
17	2.2.4 En la Línea Copey – Ocaña 500 kV	11
18	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b>	<b>11</b>
19	3.1 Parámetros del Sistema	11
20	3.2 Nivel de Corto Circuito	12
21	3.3 Materiales	13
22	3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible	13
23	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	13
24	3.6 Pruebas en Fábrica	14
25	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN</b>	<b>14</b>
26	4.1 General	14
27	4.1.1 Líneas 500 kV	14
28	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	16
29	4.3 Longitud Aproximada de la Línea	17
30	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas	17
31	4.4.1 Aislamiento	17
32	4.4.2 Conductores de Fase	18
33	4.4.3 Cable(s) de Guarda	19
34	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	20
35	4.4.5 Transposiciones de Línea	20
36	4.4.6 Estructuras	21
37	4.4.7 Localización de Estructuras	21
38	4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores	22
39	4.4.9 Cimentaciones	22
40	4.4.10 Señalización Aérea	22
41	4.4.11 Obras Complementarias	23
42	4.5 Informe Técnico	23

2	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES .....</b>	<b>23</b>
3	5.1 General .....	24
4	5.1.1 Predios de las Subestaciones La Loma .....	24
5	5.1.2 Espacios de Reserva .....	25
6	5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes .....	26
7	5.1.4 Servicios Auxiliares .....	26
8	5.1.5 Infraestructura y Módulo Común .....	27
9	5.2 Normas para Fabricación de los Equipos .....	28
10	5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos .....	28
11	5.3.1 Procedimiento General del Diseño .....	28
12	5.3.2 Estudios del Sistema .....	31
13	5.3.3 Distancias de Seguridad .....	32
14	5.4 Equipos de Potencia .....	32
15	5.4.1 Reactor Inductivo .....	32
16	5.4.2 Interruptores .....	33
17	5.4.3 Descargadores de Sobretensión .....	34
18	5.4.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra .....	34
19	5.4.5 Transformadores de Tensión .....	35
20	5.4.6 Transformadores de Corriente .....	35
21	5.4.7 Equipo GIS o Híbrido .....	36
22	5.5 Equipos de Control y Protección en cada Subestación .....	37
23	5.5.1 Sistemas de Protección .....	37
24	5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación .....	38
25	5.5.2.1 Características Generales .....	40
26	5.5.3 Unidad de medición fasorial sincronizada – medidores multifuncionales .....	41
27	5.5.4 Controladores de Bahía .....	42
28	5.5.5 Controlador de los Servicios Auxiliares .....	43
29	5.5.6 Switches .....	43
30	5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	44
31	5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	44
32	5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones .....	47
33	5.6 Obras Civiles .....	47
34	5.7 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento .....	48
35	<b>6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>48</b>
36	6.1 Pruebas y Puesta en Servicio .....	48
37	6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	49
38	<b>7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>50</b>
39	<b>8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>50</b>
40	<b>9. FIGURAS .....</b>	<b>50</b>
41		

**ANEXO 1**

**1. CONSIDERACIONES GENERALES**

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 01 - 2014.

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

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

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. La adopción de criterios de ingeniería y normas específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

**1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que se deba contar con

4 un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para  
5 desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha  
6 anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

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

## 14 15 **1.2 Definiciones**

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

## 20 21 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

22  
27 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
28 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia  
29 Generación – Transmisión 2013 – 2027”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de  
30 Minas y Energía 90772 del 17 de septiembre de 2013, subrogada por la Resolución MME  
31 No. 91159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- 28  
30 i. Construcción de la nueva Subestación La Loma 500 kV, con dos (2) bahías de  
31 línea.  
31  
35 ii. Construcción de dos (2) Líneas circuito sencillo 500 kV desde la nueva  
36 Subestación La Loma 500 kV hasta el punto de intercepción de la existente Línea  
37 Copey – Ocaña 500 kV, con una longitud aproximada de 10 km, y reconfigurarla  
38 en la Línea Copey – La Loma – Ocaña 500 kV.  
36  
39 iii. Reemplazar el reactor inductivo de línea de 120 MVAR, existente en el extremo de  
40 Copey de la actual Línea Copey – Ocaña 500 kV por uno de 84 MVAR el cual debe  
41 contar con sus equipos de maniobra bajo carga.

- 4 iv. Instalación de los equipos de control y maniobra bajo carga para el reactor  
5 inductivo de 120 MVA<sub>r</sub>, existente en el extremo de la Subestación Ocaña, que  
6 hace parte de la actual Línea Copey – Ocaña 500 kV.  
5  
6 v. Los espacios de reserva establecidos en el numeral 5.1.2 del presente documento.  
7

8 **NOTAS:**  
9

- 12 I. A futuro se instalarán dos bancos de transformadores 500/110 kV con sus  
13 respectivas bahías en el lado de baja tensión (110 kV), los cuales no hacen parte  
14 del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 01 – 2014.  
13  
16 II. Se En la Subestación La Loma 500 kV se instalará una bahía con su corte central  
17 para la conexión de la mina La Loma de Drummond; no obstante los equipos  
18 asociados no serán objeto de la presente convocatoria pública UPME 01 – 2014.  
17  
23 III. El diagrama unifilar de la Subestación objeto de la presente Convocatoria Pública  
24 hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una disposición  
25 con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de las bahías  
26 presentada en el diagrama unifilar previa revisión y concepto del Interventor, y  
27 aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada  
28 afecta a terceros, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.  
24  
29 IV. Para el caso en que una bahía, objeto de la presente Convocatoria Pública, queda  
30 en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse para una ampliación futura, el  
31 Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el corte central y el otro barraje,  
32 de tal manera que dicho enlace pueda ser removido fácilmente en caso de  
33 instalación de nuevos equipos.  
30  
31

32 **2.1 Descripción de Obras en las Subestaciones**  
33

34 **2.1.1 Subestación La Loma 500 kV**  
35

38 Las obras en la Subestación La Loma 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la  
39 selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva Subestación a  
40 500 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros.  
39

41 La Subestación La Loma 500 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y  
42 Medio y deberá incluir dos (2) bahías de 500 kV tal como se indicó anteriormente.  
42

3 Los espacios de reserva en 500 kV que se deberán prever, son los señalados en el  
 4 numeral 5.1.2 del presente Anexo.

8 Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del  
 9 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una  
 10 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad  
 11 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

11 En la Subestación La Loma 500 kV se construirán, bajo la presente Convocatoria Pública  
 12 UPME, los módulos que se indican a continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN LA LOMA 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea, configuración interruptor y medio.	2
2	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	1
3	Módulo de barraje, configuración interruptor y medio.	1
4	Protección diferencial de barras.	1
5	Módulo común.	1
6	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

13  
 14  
 15  
 18 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en  
 19 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la  
 20 infraestructura ubicada en el otro extremo de las correspondientes Líneas.

21  
 22 El diagrama unifilar de la Subestación La Loma 500 kV se muestra en la Figura 3.

### 2.1.2 Subestación Copey 500 kV

24  
 25  
 26 Las obras en la Subestación Copey 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en:

- Reemplazo del reactor inductivo de línea de 120 MVAR, existente en el extremo de Copey de la actual Línea Copey – Ocaña 500 kV por uno de 84 MVAR con sus respectivos equipos de control y maniobra bajo carga.

Los equipos a instalar en la Subestación Copey 500 kV se indican a continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN COPEY 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable.	1
2	Módulo Compensación Reactiva Línea Maniobrable, 84 MVAR, con reactor de neutro.	1
3	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura ubicada en el otro extremo de la correspondiente Línea.

### 2.1.3 Subestación Ocaña 500 kV

Las obras en la Subestación Ocaña 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la instalación de los equipos de control y maniobra bajo carga para el reactor inductivo de 120 MVAR, existente en la Subestación Ocaña, en el extremo de la actual Línea Copey – Ocaña 500 kV.

Los equipos a instalar en la Subestación Ocaña 500 kV se indican a continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN OCAÑA 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de Compensación Reactiva Línea Maniobrable.	1
2	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura ubicada en el otro extremo de la correspondiente Línea.

### 2.2 Puntos de Conexión del Proyecto

4 El Transmisor deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los  
5 puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el  
6 responsable y propietario de los activos relacionados.

### 6 **2.2.1 En la Subestación La Loma 500 kV**

7  
9 El propietario de la Subestación La Loma 500 kV es el Transmisor resultante de la  
10 presente Convocatoria Pública UPME 01 – 2014.

11  
13 Esta Subestación, en 500 kV, deberá tener una configuración de interruptor y medio como  
14 se ilustra en la Figura 3 y estará compuesta por los elementos establecidos en el Numeral  
15 2.1 del presente Anexo.

#### 15 **Con el Sistema de Transmisión Regional – STR:**

16  
18 Se prevé a futuro la conexión de dos (2) bancos de transformadores 500/110 kV de 150  
19 MVA cada uno, en la Subestación La Loma 500 kV.

#### 20 **Con Drummond – Puerto de Cargue:**

21  
25 Se prevé la conexión de una (1) bahía y su corte central a 500 kV, en la Subestación La  
26 Loma 500 kV, para la conexión de la Mina La Loma de Drummond. La frontera entre el  
27 Transmisor y Drummond será el barraje de la Subestación. Mediante concepto UPME le  
28 fueron aprobados 120 MW.

29  
38 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
39 Pública UPME 01 – 2014 y Drummond, deberá incluir, entre otros aspectos, según  
40 corresponda y en caso de ser necesario, lo relacionado con las condiciones para acceder  
41 al uso del terreno para la realización de las obras e instalación de los equipos de conexión  
42 y del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos;  
43 enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC, etc.  
44 Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4)  
45 meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos  
46 Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al  
47 menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
48 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con  
49 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

### 40 **2.2.2 En la Subestación Copey 500 kV**

3 El propietario de la Subestación Copey 500 kV y de la existente Línea Copey – Ocaña 500  
4 kV es ISA S.A. E.S.P.

8 Esta Subestación se instalarán los equipos elementos establecidos en el Numeral 2.1 del  
9 presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública  
10 UPME 01 – 2014 en la Subestación Copey 500 kV, es a la altura de la llegada de la Línea  
11 Copey – Ocaña 500 kV.

9  
20 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
21 Pública UPME 01 – 2014 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según  
22 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la  
23 realización de las obras e instalación de los equipos y facilidades para la presente  
24 Convocatoria Pública UPME. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las  
25 partes, antes del inicio de la construcción de las obras, al menos en sus condiciones  
26 básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras y condiciones para  
27 acceder al mismo, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,  
28 duración del contrato, entre otros), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
29 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con  
30 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

### 22 **2.2.3 En la Subestación Ocaña 500 kV**

25 El propietario de la Subestación Ocaña 500 kV y de la existente Línea Copey – Ocaña  
26 500 kV es ISA S.A. E.S.P.

30 Esta Subestación se instalarán los equipos elementos establecidos en el Numeral 2.1 del  
31 presente Anexo. El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública  
32 UPME 01 – 2014 en la Subestación Ocaña 500 kV, es a la altura de la llegada de la Línea  
33 Copey – Ocaña 500 kV.

42 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
43 Pública UPME 01 – 2014 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según  
44 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la  
45 realización de las obras e instalación de los equipos y facilidades para la presente  
46 Convocatoria Pública UPME. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las  
47 partes, antes del inicio de la construcción de las obras, al menos en sus condiciones  
48 básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras y condiciones para  
49 acceder al mismo, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,  
50 duración del contrato, entre otros), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
51 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con  
52 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

2  
3 **2.2.4 En la Línea Copey – Ocaña 500 kV**  
4

5 El propietario de la línea de transmisión Ocaña – Copey 500 kV es ISA S.A. E.S.P.  
6

8 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 01 - 2014  
9 es el punto de seccionamiento del circuito Ocaña – Copey 500 kV.  
9

13 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,  
14 control y protecciones de las bahías de la Subestación La Loma 500 kV, con los sistemas  
15 de las bahías de los extremos de las líneas, específicamente en las Subestaciones Ocaña  
16 500 kV y Copey 500 kV.  
14

23 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
24 Pública UPME 01 – 2014 e ISA deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda,  
25 todos los aspectos que tengan que ver con cambios o ajustes de cualquier índole que  
26 deban hacerse en las Subestaciones Ocaña 500 kV y Copey 500 kV que se generen  
27 producto de la reconfiguración de la Línea Copey – Ocaña 500 kV. Este contrato de  
28 conexión deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la construcción de las  
29 obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento  
30 del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME,  
31 con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.  
24  
25

26 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**  
27

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

37 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
38 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.  
38

39 **3.1 Parámetros del Sistema**  
40

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

5		
6	Tensión nominal	500 kV
7	Frecuencia asignada	60 Hz
8	Puesta a tierra	Sólida
9	Numero de fases	3
10	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
11	Servicios Auxiliares DC	125V
12	Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.

13

14 **Líneas de Transmisión a 500 kV:**

15

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

18

22 Circuitos por torre: Se permiten dos (2) circuitos hasta una distancia  
 23 máxima de 1 km a la entrada/salida de la  
 24 Subestación. En el recorrido restante se deberá  
 25 instalar un (1) solo circuito.

23 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.

24 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

25

27 En caso de tramos subterráneos, no se deberá dejar prevista la obra civil para el segundo  
 28 circuito.

28

30 Las longitudes de las líneas de transmisión de 500 kV, serán función del diseño y estudios  
 31 pertinentes que realice el Inversionista.

31

32 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

33

40 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la  
 41 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista  
 42 deberá realizar los estudios necesarios, de tal manera que se garantice que el nivel de  
 43 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La  
 44 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir  
 45 como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado  
 46 por la UPME o publicaciones realizadas por la UPME sobre estas características del STN.

41

2 **3.3 Materiales**

3  
12 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,  
13 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser  
14 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el  
15 Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
16 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para  
17 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores  
18 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del  
19 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el  
20 Reglamento actualmente vigente.

13

14 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

15

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

21

25 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima  
26 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen  
27 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de  
28 buen tiempo.

26

30 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares  
31 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de  
32 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio  
33 de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

31

32 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

33

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

37

41 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos  
42 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
43 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del  
44 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como

3 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del  
4 Interventor.

4  
9 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
10 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos  
11 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la  
12 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos  
13 deberán entregarse al Interventor.

### 10 11 **3.6 Pruebas en Fábrica**

12  
18 Una vez el Inversionista haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al  
19 Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en  
20 el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y  
21 potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las  
22 normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del  
23 Inversionista.

19  
23 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser  
24 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la  
25 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser  
26 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

## 24 25 26 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN**

### 27 28 **4.1 General**

29  
34 Las especificaciones de diseño, suministro y construcción de las Líneas objeto de la  
35 presente Convocatoria serán básicamente las mismas del diseño de la existente Línea  
36 Copey – Ocaña 500 kV, excepto en los casos en los que la normatividad de determinados  
37 aspectos del diseño hubiere cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. En estos  
38 casos, deberán aplicarse las normas vigentes.

35  
38 La información específica referente a la Línea Copey – Ocaña 500 kV, remitida por el  
39 propietario de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos, etc,  
40 serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

#### 39 40 **4.1.1 Líneas 500 kV**

- 4 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de  
 5 500 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis  
 6 comparativo de las normas:  
 5

Líneas de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	500
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos por torre	Numeral 3.1	Unidad	
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	
6	Altura promedio sobre el nivel del mar		m	40
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique		
9	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm <sup>2</sup>	
11	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
12	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
13	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
14	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		

Líneas de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
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		

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

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

#### 4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión

La selección de la ruta de la Línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 01 – 2014, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir las rutas de las Líneas a 500 kV, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1, incluido en este Anexo, muestra la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre la nueva Subestación La Loma 500 kV y un punto aproximado de conexión con la línea de transmisión Copey – Ocaña 500 kV, sin considerar los Planes de Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, información que se debe considerar a título exclusivamente ilustrativo. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de las alternativas de ruta, con el propósito de que se conozca la altura típica sobre el nivel del mar de estas alternativas estudiadas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

2  
 9 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**  
 10 **TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN LA LOMA 500 kV Y LAS LÍNEAS DE**  
 11 **TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 01 -**  
 12 **2014”** se suministra información de referencia sobre alternativas de ruta y Subestación. El  
 13 objeto de este documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y  
 14 restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes  
 15 Interesados, sin pretender determinar o definir rutas.

10  
 11 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

12  
 16 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos  
 17 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para  
 18 efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias  
 19 evaluaciones, análisis y consideraciones.

17

<b>Circuito</b>	<b>Tensión</b>	<b>Longitud Aproximada</b>
La Loma – Conexión a la Línea Copey – Ocaña	500 kV	2 km

18  
 19 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas**

20  
 26 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del  
 27 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección  
 28 del Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y  
 29 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708  
 30 de 30 de agosto de 2013, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción  
 31 de la línea).

27  
 33 Para el caso de la reconfiguración de líneas de transmisión, las especificaciones de  
 34 diseño deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en  
 35 los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere  
 36 cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al  
 37 detalle todas las características del diseño original de la Línea de Transmisión y  
 38 confrontarlas con la normatividad actual.

34  
 36 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor  
 37 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

37  
 38 **4.4.1 Aislamiento**

12 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de  
13 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, la nueva subestación y/o las  
14 obras en las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento  
15 de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento,  
16 teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por  
17 las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre  
18 y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del  
19 sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 500 kV  
20 no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 105% del valor nominal y que los  
21 elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de  
22 crecimiento.

13

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

18

#### 19 **4.4.2 Conductores de Fase**

20

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

26

31 El conductor de fase de los circuitos de 500 kV kV será el mismo conductor instalado en la  
32 Línea Copey - Ocaña 500 kV, o será un conductor de igual o menor resistencia óhmica  
33 DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente de las que tiene el conductor de  
34 fase existente en el circuito a reconfigurar. No obstante deberá verificarse que cumpla con  
35 las siguientes exigencias técnicas:

32

34 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 2400  
35 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.

35

38 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0230  
39 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la  
40 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.

39

42 En cualquier caso deberá tener la el mismo número de sub-conductores por haz de La  
43 existente Línea Copey – Ocaña 500 kV. La separación entre sub-conductores del haz  
44 deberá ser de 457,2 mm.

2  
3 El conductor de la línea Copey – Ocaña 500 es ACSR DIPPER 1351.

4  
5 El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y  
6 resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos de implementarlos.  
7

8  
9 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
10 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.  
11

12 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia  
13 establecidas en la normatividad aplicable.  
14

15  
16 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores  
17 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético  
18 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en  
19 particular pueden estar expuestos durante varias horas.  
20

21  
22 De presentarse características en el ambiente que tuviere efecto sobre el aislamiento,  
23 deberá tenerse en cuenta para el diseño de aislamiento y si tuviere efecto corrosivo, los  
24 conductores, en ese tramo por lo menos, deberán ser de tipo ACAR o AAAC, con hilos de  
25 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,  
26 resistencia óhmica máxima, radio-interferencia y ruido audible especificados o  
27 establecidas en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá informar a la  
28 Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.  
29  
30  
31

#### 32 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

33 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista y  
34 aplican solo para cables de guarda de los circuitos que se instalarán en el desarrollo de la  
35 presente Convocatoria Pública.  
36

37 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda  
38 (convencionales u OPGW). De presentarse características en el ambiente con efecto  
39 corrosivo, los cables de guarda no deberán contener hilos o núcleos en acero galvanizado  
40 y deberá ser del tipo Alumoweld o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla  
41 con las especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional  
42 desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los  
43 cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas  
44 eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de  
45 comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del  
46  
47  
48  
49

3 cable o cables de guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito  
4 monofásico de la línea que circulen por ellos.

4  
8 A título informativo, se indica que el cable de guarda actualmente instalado en la Línea a  
9 reconfigurar es el conductor ACSR Minorca. En consecuencia, los cables a instalar en la  
10 reconfiguración deberán características técnicas iguales o superiores a las de los cables  
11 existentes.

9  
11 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,  
12 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

12  
14 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla  
15 con las normas técnicas aplicables.

15  
19 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la  
20 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra  
21 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas  
22 del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

#### 20 21 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

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

#### 33 34 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

35  
40 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea  
41 para garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable  
42 para ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones  
43 sobre la infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal  
44 propósito.

41

6 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con  
7 la norma técnica aplicable para ello, *IEC 1000-3-6 o equivalente*, lo cual deberá soportar y  
8 poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo  
9 de todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace  
10 parte del presente Proyecto.

7  
9 Las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos (3/6) y a cinco  
10 sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.

#### 11 **4.4.6 Estructuras**

12  
16 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la  
17 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones  
18 debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las  
19 sobretensiones de frecuencia industrial.

17  
22 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en  
23 condiciones especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán  
24 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El  
25 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que  
26 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

23  
35 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
36 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
37 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la  
38 metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*  
39 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso  
40 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los  
41 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
42 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*  
43 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
44 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que  
45 se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello  
46 resultara así, primarán estas últimas.

#### 37 **4.4.7 Localización de Estructuras**

38  
42 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de  
43 seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a  
44 peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos,  
45 líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en

4 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la  
5 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante  
6 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.

#### 7 **4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores**

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

16  
20 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación  
21 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio  
22 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al  
23 Interventor.

#### 21 **4.4.9 Cimentaciones**

22  
31 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de  
32 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución  
33 CREG 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de  
34 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión  
35 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que  
36 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas  
37 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en  
38 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

#### 32 **4.4.10 Señalización Aérea**

33  
40 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas  
41 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u  
42 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de  
43 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso  
44 que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por  
45 la carencia de ellos.

41

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

#### 4.4.11 Obras Complementarias

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

#### 4.5 Informe Técnico

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

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

#### 5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

41 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la nueva subestación.

2  
 3 **5.1 General**  
 4

7 La información específica referente a las subestaciones, remitida por los propietarios de la  
 8 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán  
 9 suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.  
 8

10 La siguiente tabla presenta las características de las subestaciones que hacen parte del  
 11 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:  
 11

DESCRIPCIÓN	COPEY 500 kV	LA LOMA 500 kV	OCAÑA 500 Kv
<b>Configuración</b>	Doble barra con seccionador de transferencia e interruptor de acople	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio
<b>Subestación nueva</b>	NO	SI	NO
<b>Propietario de la subestación</b>	ISA ESP	Convocatoria Pública 01-2014	ISA ESP

12  
 13 **5.1.1 Predios de las Subestaciones La Loma**  
 14

26 Será el que seleccione el Inversionista al inicio de los trabajos, en inmediaciones del  
 27 Municipio de El Paso – Cesar, sector centro poblado La Loma, en un área definida por un  
 28 radio de 1 km a partir de las coordenadas (9° 36´ 19,06´´ N; 73° 37´ 02,69´´ O) según  
 29 sugerencia de Electricaribe, considerando las facilidades para los accesos de las líneas  
 30 de transmisión objeto del Proyecto y el acceso para la conexión del STR y de Drummond.  
 31 Por lo tanto, el Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y  
 32 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes  
 33 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones  
 34 para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo  
 35 de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden  
 36 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido,  
 37 deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.  
 27

30 El Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta, y  
 31 en cualquier caso, se deberán considerar los riesgos de inundación, condición que deberá  
 32 ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte de

3 la selección del predio, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la  
4 UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

4  
11 En el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS**  
12 **TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN LA LOMA 500 kV Y LAS LÍNEAS DE**  
13 **TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 01 -**  
14 **2014”** se suministra información de referencia sobre las líneas de transmisión y las  
15 subestaciones. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las  
16 posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo  
17 para los diferentes Interesados, sin pretender definir rutas.

12  
16 El Transmisor deberá dotar la Subestación La Loma 500 kV del espacio físico necesario  
17 para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 01 –  
18 2014, los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.2 de este Anexo 1 a nivel del  
19 STN y el espacio requerido para los equipos de conexión del STR al STN.

#### 18 **5.1.2 Espacios de Reserva**

19  
24 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública  
25 UPME 01 – 2014 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la  
26 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito  
27 en el Numeral 5.1.5 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son  
28 parte de la presente Convocatoria.

25  
26 La Subestación La Loma 500 kV deberá incluir espacios de reserva para:

- 31 • La futura instalación de tres (3) diámetros completos para seis (6) bahías a 500  
32 kV. Todas las bahías podrán ser utilizadas para la conexión de líneas o módulos  
33 de transformación. Por lo tanto, deberá dejarse espacio suficiente para la  
34 instalación de reactores inductivos de línea con sus equipos de maniobra, para  
35 cada línea futura, o para la instalación de bancos de transformación.
- 33 • Uno de los cortes se utilizará para la conexión de Drummond, no obstante los  
34 equipos no son objeto de la presente convocatoria pública UPME 01 – 2014.
- 36 • La instalación de dos (2) nuevos bancos de transformación para la conexión del  
37 STR al STN y una subestación a 110 kV al menos con dos (2) bahías de  
38 transformación y 4 de línea.

37  
41 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como  
42 Operadores de Red o Transmisores Regionales, generadores o grandes consumidores  
43 con el fin de prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea  
44 objeto de la presente Convocatoria Pública.

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

5  
12 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos  
13 en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá  
14 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las  
15 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.  
16 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán  
17 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación,  
18 hasta tanto sean ocupados.

13  
19 El Transmisor preparará un documento en el cual se indiquen las características de los  
20 espacios de reserva establecidos en el presente Anexo y planos con la disposición de los  
21 espacios propuesta para la ubicación futura de las bahías de línea y transformación, y los  
22 módulos de transformación y compensación de línea (incluida la bahía de compensación  
23 de línea). Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las  
24 exigencias para los espacios de reserva.

### 21 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

22  
26 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
27 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
28 protección de las nuevas bahías, con la infraestructura existente en cada una de las  
29 Subestaciones relacionadas con el Proyecto.

27  
30 Los relés de las bahías nuevas deben ser de tecnología tal que se acoplen a los relés de  
31 las bahías existentes, el principio de operación debe ser coordinado con el de la  
32 infraestructura existente.

31  
35 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la  
36 infraestructura existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión  
37 con el responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en  
38 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

### 37 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

38  
40 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la  
41 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

2 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

3  
10 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo, actual y futuro, del  
11 patio de conexiones a 500 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 01 –  
12 2014, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera,  
13 considerando la disponibilidad de espacio en los predio y las eventuales restricciones o  
14 condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área. Igualmente estarán  
15 a cargo del Inversionista las vías de acceso, y/o adecuaciones que sean necesarias, a los  
16 predios de las subestaciones.

17 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura  
18 y módulo común que se requieran en las subestaciones, es decir, las obras civiles y los  
19 equipos que sirven a las subestaciones y que son utilizados por todas las bahías,  
20 inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria Pública. La  
21 infraestructura y módulo común de cada Subestación, estarán conformadas como mínimo  
22 por los siguientes componentes:

18  
29 **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto  
30 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de  
31 reserva para ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación y/o adecuación de  
32 las existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del  
33 terreno; el espacio para las bahías futuras junto con su adecuación y en general, todas  
34 aquellas obras civiles necesarias en la Subestación. En el espacio que ocupará la  
35 Subestación, las obras civiles incluyen: alcantarillado; barreras de protección y de acceso  
36 al predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico  
37 y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior  
38 y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para  
39 la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

37 **Equipos:** Incluye, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de  
38 protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación a 500  
39 kV, los materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares  
40 AC y DC, los equipos de conexión a 500, todo el cableado necesario y las obras civiles  
41 asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías, a  
42 las subestaciones existentes, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y  
43 servicios auxiliares.

38  
40 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las  
41 provisiones que faciliten la evolución de las subestaciones.

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

8 NOTA: El Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Transmisor Regional, todas las  
9 facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a  
10 conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas entre otras posibles.

## 11 5.2 Normas para Fabricación de los Equipos

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

## 21 5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

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

### 30 5.3.1 Procedimiento General del Diseño

32 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 35 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto,  
36 que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

42 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones  
43 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;  
44 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las  
45 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados  
46 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de  
47 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,

14 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas  
15 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;  
16 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la  
17 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y  
18 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte,  
19 almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de  
20 construcción y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los  
21 cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos  
22 del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los  
23 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para  
24 efectuar las pruebas funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las  
25 pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto  
26 y los procedimientos de operación y mantenimiento.

15  
18 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
19 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
20 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

19  
25 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
26 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
27 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
28 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que  
29 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
30 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

26  
31 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
32 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
33 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán  
34 reuniones conjuntas entre ambas partes con el fin de lograr los acuerdos  
35 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

32  
35 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el  
36 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
37 Proyecto.

36  
38 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
39 documento de cumplimiento obligatorio.

39  
42 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
43 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
44 pruebas.

2  
7 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
8 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
9 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la  
10 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la  
11 operación y mantenimiento.

8  
10 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y  
11 entregada a la Interventoría para revisión.

11  
18 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros  
19 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las  
20 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,  
21 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican  
22 las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar  
23 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de  
24 Ingeniería Básica.

19  
24 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la  
25 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.  
26 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o  
27 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al  
28 Inversionista y a la UPME si es del caso.

25  
30 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la  
31 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y  
32 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos  
33 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las  
34 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

31  
34 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la  
35 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si  
36 es del caso.

35  
39 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos  
40 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.  
41 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará  
42 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

40  
42 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y  
43 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán

3 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista  
4 y a la UPME si es del caso.

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

### 8 **5.3.2 Estudios del Sistema**

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

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

2  
4 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo  
5 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

5  
7 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores  
8 de fallas.

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

11  
12 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.

13  
14 - Origen de los datos de entrada.

15  
17 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio  
18 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.

18  
19 - Resultados.

20  
21 - Bibliografía.

### 22 23 **5.3.3 Distancias de Seguridad**

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

## 28 **5.4 Equipos de Potencia**

### 30 31 **5.4.1 Reactor Inductivo**

32  
34 El Proyecto incluye la instalación de los módulos de compensación reactiva de línea y sus  
35 correspondientes bahías de conexión a las líneas de 500 kV y demás equipo necesario  
36 como puesta a tierra de los reactores mediante un reactor de neutro, equipos de medida,  
37 control, protección, comunicaciones y equipos auxiliares, que posean características  
38 adecuadas para el correcto funcionamiento. Cada módulo de compensación será un  
39 banco de reactores monofásicos y deberá tener, como mínimo, una unidad de reserva. Se  
40 deben realizar la totalidad de las obras civiles correspondientes para el adecuado montaje  
41 de los reactores inductivos de compensación.

42 Especificaciones del Reactor:

2	TIPO DE OPERACIÓN:	Exterior
3	NORMAS DE FABRICACIÓN:	ANSI - IEC
4	FRECUENCIA:	60 Hz
5	NÚMERO DE FASES:	3

6

8 Los valores de las compensaciones reactivas están basados en los estimativos  
9 preliminares de las longitudes de línea.

10 <b>Circuito</b>	11 <b>Long. Aprox.</b>	12 <b>Comp. Estimada</b>
13 Copey – La Loma	84 km	84 MVar, extremo Copey

16 Las capacidades de las compensaciones reactivas inductivas podrán ser ajustadas por el  
17 Transmisor, solo en función de la variación de la longitud respecto a la longitud de  
18 referencia del presente Anexo 1.

20 Los reactores deberán estar provistos de transformadores de corriente tipo buje en las  
21 cantidades y con las características específicas para la protección propia del equipo y  
22 para la operación, control y protección del reactor.

23 Los equipos de control y maniobra de las bahías de compensación de línea deberán  
24 permitir la operación bajo carga.

27 **Pruebas de rutina:** Los reactores deberán ser sometido a las pruebas de rutina  
28 establecidos en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de  
29 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

32 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
33 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de  
34 acuerdo con las publicaciones IEC o ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos  
35 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 34 5.4.2 Interruptores

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

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

3 Todos los interruptores de subestaciones en configuración interruptor y medio, deberán  
4 contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor.

4  
8 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el  
9 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, No se  
10 permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los  
11 interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

9  
13 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
14 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
15 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
16 Interventoría.

14  
19 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
20 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a  
21 los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su  
22 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer  
23 las respectivas pruebas a su costa.

#### 20 21 **5.4.3 Descargadores de Sobretensión**

22  
26 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*” o su  
27 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin  
28 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se  
29 conectarán fase a tierra.

27  
31 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
32 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
33 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
34 Interventoría.

32  
37 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
38 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares  
39 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su  
40 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer  
41 las respectivas pruebas a su costa.

#### 38 39 **5.4.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

40  
42 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC  
43 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en

4 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los  
5 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas  
6 por los otros circuitos.

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

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

#### 17 **5.4.5 Transformadores de Tensión**

20 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 61869-1, IEC 60358, IEC 61869-5  
21 o su equivalente en ANSI.

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

31 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
32 rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1, IEC 60358 cláusula 7.1. o su  
33 equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
34 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

37 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
38 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión  
39 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
40 61869-1, e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Inversionista no  
41 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 39 **5.4.6 Transformadores de Corriente**

42 Los transformadores de corriente deben cumplir con las normas IEC 61869-1 e IEC  
43 61869-2 o su equivalente en ANSI.

2  
6 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación  
7 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
8 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
9 025 de 1995, en su última revisión.

7  
11 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas  
12 de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-1 e IEC 61869-2 o su equivalente en  
13 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines  
14 pertinentes de la Interventoría.

12  
17 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
18 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente  
19 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
20 61869-1 e IEC 61869-2, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos  
21 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 18 19 **5.4.7 Equipo GIS o Híbrido**

20  
23 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substation) o  
24 Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la  
25 siguiente normatividad:

- 24 • Instrument transformer – IEC 61869-1
- 25 • Insulation Coordination – IEC60071
- 26 • High voltage switchgear and controlgear - IEC 62271-4
- 27 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 28 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 29 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 30 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 31 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 32 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 33 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 34 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 35 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

2  
4 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta  
5 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

5  
7 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
8 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

## 9 **5.5 Equipos de Control y Protección en cada Subestación**

### 10 **5.5.1 Sistemas de Protección**

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

26  
27 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones  
28 principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos  
29 protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema  
30 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo  
31 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección  
32 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de  
33 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

34  
35 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en  
36 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
37 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, incluyendo sus modificaciones o  
38 actualizaciones.

39  
40 Las bahías de línea deberán acoplarse al esquema de protección diferencial de barras  
41 existente en la Subestación.

42  
43 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de  
44 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben  
45 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los  
46 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la  
47 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de  
48 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con

3 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de  
 4 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

4  
 5 **5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

6  
 7 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 8 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:  
 9

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

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

2

2 **5.5.2.1 Características Generales**

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

5  
16 El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la  
17 ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios  
18 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y  
19 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y  
20 compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual  
21 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el  
22 Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de  
23 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la  
24 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el  
25 Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la  
26 verificación de cumplimiento.

17  
21 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la  
22 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin  
23 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de  
24 parametrización del sistema, etc.

22  
25 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la  
26 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,  
27 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

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

- 4 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación  
5 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni  
6 detener el sistema.
- 5 ➤ Mantenimiento de cada equipo.
- 7 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones  
8 del sistema.
- 8

15 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o  
16 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la  
17 Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de  
18 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los  
19 protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de  
20 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son  
21 responsabilidad del Inversionista.

16  
18 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
19 Subestación:

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

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

### 34 35 **5.5.3 Unidad de medición fasorial sincronizada – medidores multifuncionales**

36  
41 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben tomar sus señales de los  
42 transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como:  
43 tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia.  
44 Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles  
45 superiores. Deben cumplir como mínimo con todos los requisitos técnicos exigidos por la

3 Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al  
4 Código de Medida y sus anexos.

6 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar IEEE  
7 C37.118 del 2011.

12 Se deberán suministrar las mediciones fasoriales sincronizadas – MFS al CND, las cuales  
13 deberán contar con un canal de dedicación exclusivo. Se debe contar con conector  
14 estándar de comunicación Ethernet RJ-45, sistema de sincronización satelital (GPS)  
15 interno o externo o sistema de sincronización vía IRIG-B y debe facilitar la conexión a la  
16 antena.

#### 14 **5.5.4 Controladores de Bahía**

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

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

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

2  
4 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
5 puertos para la comunicación.

5  
7 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria  
8 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

### 9 **5.5.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

10  
13 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.  
14 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y  
15 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

14  
19 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz  
20 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y  
21 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de  
22 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
23 funcionalidades como mínimo:

- 20  
21 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.  
22  
23 - Despliegue de alarmas.  
24  
25 - Despliegue de eventos.  
26  
27 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.  
28  
30 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
31 función.  
31  
32 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

33  
35 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
36 puertos para la comunicación.

### 37 **5.5.6 Switches**

38  
41 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
42 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes  
43 requisitos:  
42

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

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

### 22 **5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

23  
24 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:  
25

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

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

35  
38 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores  
39 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con  
40 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

### 40 **5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

2 **5.5.8.1 Controlador de la Subestación**

3  
11 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del  
12 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y  
13 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la  
14 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la  
15 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada  
16 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de  
17 ella. La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces  
18 de comunicaciones.

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

21 **5.5.8.2 Registradores de Fallas**

22  
28 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
29 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
30 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
31 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
32 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
33 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

30 **5.5.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

31  
35 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través  
36 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo  
37 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para  
38 mostrar la información del proceso.

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

- 41 - Adquisición de datos y asignación de comandos.

- 2 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 3
- 4 - Comunicación con el CND.
- 5
- 6 - Comunicación con la red de área local.
- 7
- 8 - Facilidades de mantenimiento.
- 9
- 10 - Facilidades para entrenamiento.
- 11
- 12 - Función de bloqueo.
- 13
- 14 - Función de supervisión.
- 15
- 16 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 17
- 18 - Guía de operación.
- 19
- 20 - Manejo de alarmas.
- 21
- 22 - Manejo de curvas de tendencias.
- 23
- 24 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 25
- 26 - Marcación de eventos y alarmas.
- 27
- 28 - Operación de los equipos.
- 29
- 30 - Programación, parametrización y actualización.
- 31
- 32 - Reportes de operación.
- 33
- 35 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 36
- 36 - Secuencia de eventos.
- 37
- 38
- 39 - Secuencias automáticas.
- 40
- 41 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 42

2 - Supervisión de la red de área local.

3

#### 4 **5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

5

7 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de  
8 1995, en su última revisión.

8

#### 9 **5.6 Obras Civiles**

10

12 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles asociadas a las  
13 subestaciones intervenidas por el Proyecto con el siguiente alcance:

13

17 • Diseño y construcción de todas las obras civiles para las nuevas bahías en las  
18 subestaciones existentes y/o nuevas incluyendo, entre otras, la construcción o  
19 mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control,  
20 de requerirse.

18

21 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en las subestaciones  
22 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental  
23 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.

22

25 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos  
26 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo  
27 Resistente NSR-10.

26

32 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los  
33 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para  
34 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en  
35 planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará  
36 el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista  
37 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

33

34 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.

35

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

38

41 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse  
42 la versión denominada "tal como construido" que incluye las modificaciones hechas en  
43 campo verificadas por el Interventor.

42

43

## 5.7 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

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

### 6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

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

- Direccionalidad de las protecciones de línea.
- Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas.

4 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el  
5 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,  
6 gestión de protecciones.

5  
6 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.  
7

10 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las  
11 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
12 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

## 12 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

13  
14 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

15  
16 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.

17  
18 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.

19  
20 - Diagrama Unifilar.

21  
23 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
24 Proyecto.

25  
26 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.

27  
28 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.

29  
30 - Cronograma de pruebas.

32 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías  
33 con información definitiva.

34  
35 - Protocolo de energización.

36  
37 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.

39 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
40 punto de conexión.

41 - Carta de declaración en operación comercial.  
42

- 3 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
4 actualizados por el CND.  
4  
5

## 6 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

7

9 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
10 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.  
10  
11

## 12 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

13

20 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 01 – 2014, como costos  
21 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital  
22 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los  
23 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante  
24 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información  
25 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos  
26 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.  
21  
22

## 23 **9. FIGURAS**

24

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

28 **Figura 1.** Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental - Mapa  
29 referencial e ilustrativo únicamente.  
29

31 **Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e  
32 ilustrativo únicamente.  
32

33 **Figura 3.** Diagrama Unifilar Subestación La Loma 500 kV.  
34