

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR  
UPME 08 – 2015**

**(UPME STR 08 – 2015)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE LA NUEVA SUBESTACIÓN CERETÉ 110 KV EN EL  
DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA**

**DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR**

**Bogotá D. C., agosto de 2014**

## ÍNDICE

1			
2			
3			
4	<b>1.</b>	<b>CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
5	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales .....	5
6	1.2	Definiciones .....	5
7	<b>2.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
8	2.1	Descripción de Obras en las Subestaciones: .....	7
9	2.1.1	En la Subestación Nueva Montería 110 kV:.....	7
10	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto .....	8
11	2.2.1	En la nueva Subestación Cereté 110 kV.....	8
12	2.2.2	En la existente línea Chinú – Montería 110 kV, futura Chinú – Nueva Montería	
13		– Montería 110 kV como resultado de la Convocatoria Pública UPME STR 03-2015 .	9
14	<b>3.</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>9</b>
15	3.1	Parámetros del Sistema .....	10
16	3.2	Nivel de Corto Circuito .....	10
17	3.3	Materiales .....	10
18	3.4	Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	11
19	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	11
20	3.6	Pruebas en Fábrica .....	11
21	<b>4.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS A 110 kV</b> .....	<b>12</b>
22	4.1	General .....	12
23	4.1.1	Líneas 110 kV.....	12
24	4.2	Ruta de las Líneas de Transmisión .....	14
25	4.3	Longitud Aproximada de las Líneas .....	15
26	4.4	Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV .....	15
27	4.4.1	Aislamiento .....	16
28	4.4.2	Conductores de Fase .....	16
29	4.4.3	Cable(s) de Guarda .....	17
30	4.4.4	Puesta a Tierra de las Líneas .....	18
31	4.4.5	Estructuras .....	18
32	4.4.6	Localización de Estructuras .....	19
33	4.4.7	Sistema Antivibratorio - Espaciadores - Amortiguadores .....	19
34	4.4.8	Cimentaciones.....	19
35	4.4.9	Señalización Aérea.....	20
36	4.4.10	Obras Complementarias.....	20
37	4.5	Informe Técnico .....	20
38	<b>5.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b> .....	<b>21</b>
39	5.1	General .....	21
40	5.1.1	Predio de las subestaciones.....	21
41	5.1.2	Conexiones con Equipos Existentes.....	23

1	5.1.3	Servicios Auxiliares.....	23
2	5.1.4	Infraestructura y Módulo Común.....	23
3	5.1.5	Espacios de Reserva.....	24
4	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	25
5	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	25
6	5.4	Procedimiento General del Diseño.....	25
7	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica.....	27
8	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle.....	30
9	5.4.3	Estudios del Sistema.....	33
10	5.4.4	Distancias de Seguridad.....	35
11	5.5	Equipos de Potencia.....	35
12	5.5.1	Interruptores.....	35
13	5.5.2	Descargadores de Sobretensión.....	36
14	5.5.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	37
15	5.5.4	Transformadores de Tensión.....	38
16	5.5.5	Transformadores de Corriente.....	40
17	5.5.6	Equipo GIS o Híbrido.....	41
18	5.5.7	Sistema de puesta a tierra.....	42
19	5.5.8	Apantallamiento de la Subestación.....	42
20	5.6	Equipos de Control y Protección.....	42
21	5.6.1	Sistemas de Protección.....	42
22	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	43
23	5.6.2.1	Características Generales.....	45
24	5.6.3	Medidores multifuncionales.....	46
25	5.6.4	Controladores de Bahía.....	47
26	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	47
27	5.6.6	Switches.....	48
28	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	49
29	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	49
30	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	51
31	5.7	Obras Civiles.....	51
32	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....</b>	<b>51</b>
33	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	51
34	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	52
35	<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>53</b>
36	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....</b>	<b>53</b>
37	<b>9.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....</b>	<b>53</b>
38	<b>10.</b>	<b>FIGURAS.....</b>	<b>53</b>
39			

1 **ANEXO 1**

2  
3  
4 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

5  
6 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente  
7 definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los  
8 Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME STR 08 -  
9 2015.

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

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

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

1 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

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

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

18  
19 **1.2 Definiciones**

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

23  
24  
25 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

26  
27 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
28 operación y mantenimiento de las siguientes obras:

- 29  
30 i. Suministro e instalación de la nueva Subestación Cereté 110 kV, en configuración  
31 doble barra más seccionador de transferencia, la cual estará compuesta por dos (2)  
32 bahías de línea y los espacios de reserva señalados en el presente anexo, en lote  
33 contiguo a la actual subestación Cereté 34.5/13.8 kV de propiedad de  
34 ELECTRICARIBE, en jurisdicción del municipio de Cereté.  
35  
36 ii. Construcción de una línea doble circuito 110 kV con una longitud aproximada de 6 km,  
37 desde la nueva Subestación Cereté 110 kV hasta interceptar la línea de transmisión  
38 existente Chinú – Montería 110 kV, que se convertirá en Chinú – Nueva Montería –  
39 Montería 110 kV como resultado de la Convocatoria Pública UPME STR 03-2015.  
40

- 1 iii. Suministro e instalación de dos bahías de línea 110 kV, en configuración doble barra  
2 más seccionador de transferencia, en la nueva Subestación Cereté 110 kV, asociadas  
3 al ítem ii del presente numeral 2.  
4
- 5 iv. Suministro e instalación de la extensión del barraje a 110 kV, en la nueva Subestación  
6 Cereté 110 kV, junto con todos los elementos, equipos y/o adecuaciones mecánicas,  
7 civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición, y demás necesarios, para su  
8 correcto funcionamiento. Esta extensión se usará para la instalación de dos (2) bahías  
9 de transformación 110 kV. Deberá tenerse en cuenta lo señalado en la Nota c.  
10
- 11 v. Suministro e instalación de todos los elementos adicionales necesarios para la  
12 construcción, operación y mantenimiento de las obras objeto de la presente  
13 Convocatoria, como por ejemplo sistemas de control, protecciones, comunicaciones e  
14 infraestructura asociada, sin limitarse a estos.  
15
- 16 vi. Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5 del presente Anexo.  
17

18 **NOTAS:**  
19

- 20 a. El diagrama unifilar de la Subestación objeto de la presente Convocatoria Pública  
21 hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá modificar la disposición  
22 de las bahías en el diagrama unifilar previo concepto del Interventor y aprobación  
23 por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso una disposición de alto nivel  
24 de confiabilidad. Si la propuesta de modificación presentada involucra a terceros,  
25 como al Operador de Red o propietarios de subestaciones existentes u otros,  
26 deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.  
27
- 28 b. El circuito existente Chinú – Montería 110 kV, que será intervenido como parte del  
29 alcance de la presente Convocatoria Pública UPME STR 08 – 2015, también será  
30 intervenido por el proyecto Subestación Nueva Montería 110 kV objeto de la  
31 Convocatoria Pública UPME STR 03 – 2015. Por lo anterior, se entenderán como  
32 equivalentes las expresiones que hagan referencia al nuevo circuito Cereté –  
33 Montería 110 kV o al nuevo circuito Cereté – Nueva Montería – Montería 110 kV.  
34 Esto último también aplica para las expresiones línea Chinú – Montería 110 kV o  
35 línea Chinú – Nueva Montería – Montería 110 kV.  
36
- 37 c. Dado que el proyecto tiene como finalidad proveer un nuevo punto de inyección para  
38 el SDL de la zona, Electricaribe tiene contemplado, dentro de su plan de expansión,  
39 la instalación de dos (2) transformador 110/34.5 kV – 60 MVA. Por lo anterior, el  
40 Inversionista deberá garantizar la disponibilidad del barraje 110 kV, y deberá llegar  
41 a acuerdos con ELECTRICARIBE para la ubicación y/o disposición física de los

equipos en la Subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. Se aclara que tanto los transformadores 110/34.5 kV como sus bahías a 110 kV no hacen parte de la presente Convocatoria Pública UPME STR 08-2015, por considerarse activos pertenecientes al SDL.

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

**2.1.1 En la nueva Subestación Cereté 110 kV:**

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

La nueva Subestación Cereté 110 kV deberá ser construida en configuración doble barra más seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo 1.

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

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

El diagrama unifilar de la nueva Subestación Cereté se muestra en la Figura 2. El Inversionista seleccionado en coordinación con el OR responsable de las líneas existentes y el propietario de la Subestación, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la infraestructura. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras expansiones.

La nueva Subestación Cereté 110 kV estará compuesta por los módulos que se indican a continuación:

Ítem	Equipos Subestación Nueva Cereté 110 kV	Cantidad
1	Bahía de línea a 110 kV en configuración Barraje doble con seccionador de Transferencia.	2

Ítem	Equipos Subestación Nueva Cereté 110 kV	Cantidad
2	Bahía de acople de barras.	1
3	Módulo de barraje, configuración Barra doble con seccionador de transferencia.	1
4	Protección diferencial de barras	2
5	Módulo común	1
6	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

1  
2 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**  
3

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

10  
11 **2.2.1 En la nueva Subestación Cereté 110 kV**  
12

13 La frontera, en la nueva Subestación Cereté 110 kV, entre el STR y el SDL será en el barraje  
14 de 110 kV. El Transmisor Regional que desarrolle la presente Convocatoria Pública UPME  
15 STR 08-2015, deberá dejar listo, para su uso, el barraje a 110 kV para la conexión de dos  
16 (2) bahías de transformación a 110 kV perteneciente al SDL, razón por la cual no hacen  
17 parte de esta Convocatoria.

18  
19 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las  
20 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,  
21 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y  
22 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y  
23 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar  
24 firmados por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos  
25 en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No  
26 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida  
27 justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.  
28

1 **2.2.2 En la existente línea Chinú – Montería 110 kV, futura Chinú – Nueva Montería**  
2 **– Montería 110 kV como resultado de la Convocatoria Pública UPME STR 03-**  
3 **2015**

4  
5 El propietario de la existente línea Chinú – Montería 110 kV es ELECTRICARIBE S.A.  
6 E.S.P.

7  
8 El propietario del tramo que reconfigura la existente línea Chinú – Montería 110 kV en Chinú  
9 – Nueva Montería – Montería 110 kV es la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PACIFICO S.A.  
10 E.S.P.

11  
12 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,  
13 control y protecciones de las bahías de línea de la nueva Subestación Cereté 110 kV, con  
14 los sistemas de las bahías de los extremos de las líneas, específicamente en las  
15 Subestaciones Chinú 110 kV y Nueva Montería 110 kV.

16  
17 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
18 Pública UPME STR 08 – 2015 y los propietarios involucrados deberá incluir, entre otros  
19 aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a la  
20 línea y con cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las Subestaciones  
21 Chinú 110 kV y Nueva Montería 110 kV que se generen producto de la reconfiguración de  
22 la línea Chinú – Nueva Montería – Montería 110 kV, considerando el objeto de la  
23 Convocatoria Pública UPME STR 03-2015. Este contrato de conexión deberá estar firmado  
24 por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus  
25 condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante  
26 las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la  
27 modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

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

31  
32 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las  
33 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y  
34 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha  
35 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del  
36 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,  
37 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para  
38 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

39  
40 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
41 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41

**3.1 Parámetros del Sistema**

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

Tensión nominal	230 kV / 110 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3
Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Tipo de Subestación	Convencional o GIS o un híbrido

**Líneas de Transmisión en 110 kV:**

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

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

**3.2 Nivel de Corto Circuito**

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

**3.3 Materiales**

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

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

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

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

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

### 21 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

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

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

### 40 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

7  
 8 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,  
 9 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo  
 10 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de  
 11 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

12  
 13  
 14 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS A 110 kV**

15  
 16 **4.1 General**

17  
 18 Las especificaciones de diseño, suministro y construcción de las líneas objeto de la  
 19 presente Convocatoria Pública serán básicamente las mismas del diseño de las existentes  
 20 línea Chinú – Montería 110 kV, excepto en los casos en los que la normatividad de  
 21 determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea ahora más severa o restrictiva.  
 22 En estos casos, deberán aplicarse las normas vigentes.

23  
 24 La información específica referente a la línea existente, remitida por el propietario de la  
 25 infraestructura, como costos, datos técnicos, etc, serán suministrados por la UPME  
 26 conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

27  
 28 **4.1.1 Líneas 110 kV**

29  
 30 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de  
 31 110 kV:

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase		kV	110
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Tipo de línea			Aérea / Subterránea

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
4	Longitud aproximada	Esta longitud es de referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones. La longitud real será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.	km	6
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Entre 10 - 20
6	Ancho mínimo de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	20
7	Número de circuitos por torre		Unidad	2
8	Distancias de seguridad	RETIE Numeral 13.3 (o aquella que la modifique y/o sustituya)		Según Altitud
9	Subconductores por fase		Unidad	1
10	Cantidad de cables de guarda		Unidad	1 o 2
11	Tipo de estructura			Auto soportada
12	Conductor de fase línea existente	Pendiente por verificar Los conductores a instalar en la reconfiguración deberán tener características técnicas iguales o superiores a las de los conductores existentes.		ACSR 605 kcmil Al/acero
13	Cables de guarda línea existente	Los conductores a instalar en la reconfiguración deberán tener características técnicas		ACSR Minorca, 110.8 kcmil

Líneas a 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
		iguales o superiores a las de los conductores existentes.		
14	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	20
15	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda en cualquier condición, referida a su tensión de rotura	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50
16	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra	RETIE numeral 15.4 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	Ohm	20
17	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas		Flameos/100 km-año	3
18	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.			Debe asegurar permanencia en servicio continuo

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

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

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

#### 4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión

La selección de la ruta para las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR 08 – 2015, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de las líneas a 110 kV, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la

1 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
 2 restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos  
 3 y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias  
 4 y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

5  
 6 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados”  
 7 publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME 08-  
 8 2015 o la información suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente  
 9 Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,  
 10 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

11  
 12 La Figura 1 muestra el plano cartográfico donde se localiza la actual subestación Cereté  
 13 34,5 kV y el eje de la línea Chinú – Montería 110 kV en su paso por cercanías de Cereté.  
 14 Sobre este eje se han localizado las estructuras de concreto que soportan la línea  
 15 mencionada, destacando en color verde aquellas que son de retención.

16  
 17 **4.3 Longitud Aproximada de las Líneas**

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

23

<i><b>Circuito</b></i>	<i><b>Tensión</b></i>	<i><b>Longitud Aproximada</b></i>
Nueva Subestación Cereté – Conexión a la existente línea Chinú – Montería 110 kV	110 kV	6 km

24  
 25  
 26 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV**

27  
 28 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del  
 29 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección  
 30 del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado  
 31 Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones y en el  
 32 RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y construcción de la línea).

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

1 características del diseño original de la Línea de Transmisión y confrontarlas con la  
2 normatividad actual.

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

#### 7 **4.4.1 Aislamiento**

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

20  
21 Se considera como parámetro de diseño un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100  
22 km de línea / año ante descargas eléctricas atmosféricas y servicio continuo permanente  
23 ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.  
24

#### 25 **4.4.2 Conductores de Fase**

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

33 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR  
34 deberán ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor capacidad  
35 de corriente a las de la existente línea Chinú – Montería 110 kV, sin embargo también  
36 deberán cumplir lo siguiente:  
37

- 38 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0954  
39 ohmios/km.
- 40 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 600  
41 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.

1  
2 El Inversionista deberá garantizar los anteriores valores de capacidad de corriente y  
3 resistencia tanto en los tramos aéreos como en los subterráneos de implementarlos.

4  
5 A título informativo, el conductor de fase de la existente línea Chinú – Montería 110 kV es  
6 ACSR 605 kcmil 24/7.

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

10  
11  
12 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores  
13 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético  
14 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular  
15 pueden estar expuestos durante varias horas.

16  
17 De presentarse características en el ambiente, para esta línea de conexión, que tuviere  
18 efecto sobre el aislamiento, deberá tenerse en cuenta para el diseño de aislamiento y si  
19 tuviere efecto corrosivo, los conductores, en ese tramo por lo menos, deberán ser de tipo  
20 ACAR o AAAC, con hilos de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de  
21 capacidad de transporte mínima, resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados  
22 o establecidas en la normatividad aplicable. El Inversionista deberá informar a la  
23 Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

#### 24 25 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

26  
27 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

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

40

1 A título informativo, se indica que el cable de guarda actualmente instalados en la línea  
2 Chinú – Montería 110 kV es el conductor ACSR Minorca. En consecuencia, los cables a  
3 instalar en las reconfiguraciones deberán tener características técnicas iguales o superiores  
4 a las de los cables existentes.

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

8  
9 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional  
10 cumpla con las normas técnicas aplicables.

11  
12 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la  
13 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra  
14 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del  
15 cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

#### 16 17 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

18  
19 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del  
20 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con  
21 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye  
22 a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que  
23 se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación del Standard IEEE  
24 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de  
25 las tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en  
26 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE  
27 y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la  
28 norma ha sido objeto de actualización.

#### 29 30 **4.4.5 Estructuras**

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

36  
37 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en condiciones  
38 especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán requerir para su  
39 montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer  
40 uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser  
41 montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

1  
2 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
3 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
4 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología  
5 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*  
6 *Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y  
7 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a partir de los  
8 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
9 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*  
10 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
11 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los que se  
12 obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara  
13 así, primarán estas últimas.  
14

#### 15 **4.4.6 Localización de Estructuras**

16  
17 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad  
18 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las  
19 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de  
20 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La  
21 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las  
22 condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del  
23 Proyecto según el RETIE.  
24

#### 25 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

26  
27 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-  
28 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser  
29 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias  
30 de 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista determinará los sitios de colocación, a lo largo de cada  
31 vano, de los amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las fases sea efectiva.  
32 Copia del estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento  
33 y análisis.  
34

35 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación  
36 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio  
37 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al  
38 Interventor.  
39

#### 40 **4.4.8 Cimentaciones**

41

1 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo  
2 de las cimentaciones propuestas, que deberán hacerse considerando la metodología  
3 establecida por el ASCE en la última revisión del documento “*Guidelines for Electrical*  
4 *Transmission Line Structural Loading – Practice 74*” para la evaluación de las cargas y para  
5 el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción  
6 Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en  
7 torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se  
8 deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los  
9 diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse  
10 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar  
11 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas  
12 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de  
13 cada tipo de estructura.

#### 14 15 **4.4.9 Señalización Aérea**

16  
17 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas  
18 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aérea de  
19 Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito  
20 de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que  
21 hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes  
22 originados por la carencia de ellos.

23  
24 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas  
25 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros  
26 centelleantes en torres en casos más severos.

#### 27 28 **4.4.10 Obras Complementarias**

29  
30 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del  
31 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios  
32 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,  
33 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos  
34 ambientales y demás obras que se requieran.

#### 35 36 **4.5 Informe Técnico**

37  
38 El Interventor verificará que el Inversionista suministre los siguientes documentos técnicos,  
39 en igual forma a lo requerido para las líneas del STN, de acuerdo con lo establecido en el  
40 numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en resoluciones

1 posteriores a esta, durante las respectivas etapas de construcción de las líneas de  
2 transmisión del Proyecto:

- 3
- 4 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
- 5 2000.
- 6
- 7 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
- 8 2000.
- 9
- 10 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
- 11 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 12
- 13 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 14
- 15 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
- 16 Resolución CREG 098 de 2000.
- 17
- 18 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
- 19 de 2000.
- 20

## 21

## 22 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

23 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.

### 24

### 25

### 26 **5.1 General**

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

### 30

### 31

### 32 **5.1.1 Predio de las subestaciones**

### 33

### 34 **Subestación Cereté**

35 El predio para la nueva Subestación Cereté 110 kV será el que adquiera el Inversionista.  
36 Sin embargo su ubicación está limitada a un radio de 200 m medidos a partir de las  
37 coordenadas de localización de la Subestación Cereté 34.5/13.8 kV señaladas en el  
38 presente Anexo 1.

1 El propietario de la existente Subestación Cereté 34.5/13.8 kV es ELECTRICARIBE S.A.  
2 E.S.P. . Las coordenadas aproximadas de la Subestación Cereté 34.5/13.8 kV, son las  
3 siguientes:

4  
5 Longitud: 75°47'19.96"O

6 Latitud: 8°52'48.82"N

7  
8 Mediante información anexa al radicado UPME 20151260030602 del 16 de julio de 2015,  
9 ELECTRICARIBE, manifiesta lo siguiente: "... Para realizar la expansión se cuenta con área de  
10 7330 m2 disponible dentro del lote. El lote cuenta con 9500 m2 de los cuales 2170 m2 se encuentran  
11 en uso con la subestación existente...". Si el Inversionista construye la nueva Subestación  
12 Cereté 110 kV en un predio diferente al ofrecido por ELECTRICARIBE, entonces deberá  
13 adicionar al espacio de reserva relacionado en el numeral 5.1.5, el espacio necesario para  
14 la instalación de dos (2) transformadores 110/34.5 kV y demás facilidades para su conexión  
15 al SDL.

16  
17 El Inversionista y ELECTRICARIBE deberá llegar a acuerdos para la ubicación y/o  
18 disposición física de los equipos en la Subestaciones. En cualquier caso, se deberá  
19 garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad.

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

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

35  
36 El Inversionista deberá dotar la nueva Subestación Cereté 110 kV del espacio físico  
37 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública  
38 UPME STR 08 – 2015, los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5., y el espacio  
39 necesario para la instalación de dos (2) transformadores 110/34.5 kV y demás facilidades  
40 para su conexión al SDL en caso de cumplirse la condición mencionada en el presente  
41 numeral.

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

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

8 **5.1.3 Servicios Auxiliares**  
9

10 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes  
11 para la topología de Subestación, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del  
12 presente Anexo 1.  
13

14 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**  
15

16 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos  
17 del módulo común como se describe a continuación:  
18

19 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del patio  
20 de conexiones del nivel 110 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública, en la nueva  
21 Subestación Cereté 110 kV, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios,  
22 según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y las  
23 eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el  
24 área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de esta  
25 nueva subestación y/o adecuaciones que sean necesarias.  
26

27 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y  
28 módulo común de la nueva Subestación Cereté 110 kV, es decir las obras civiles y los  
29 equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías de la  
30 Subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria  
31 Pública. La infraestructura y módulo común de la nueva subestación, estarán conformados  
32 como mínimo por los siguientes componentes:  
33

34 Infraestructura civil: compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino  
35 si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de reserva para  
36 ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas de acceso a los  
37 patios de conexiones; la adecuación del terreno; y el espacio para las bahías futuras junto  
38 con su adecuación. En el espacio que ocupará la Subestación, las obras civiles incluyen:  
39 drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos los  
40 cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o  
41 conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y

1 cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la ampliación  
2 de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.  
3

4 Equipos: Todos los equipos necesarios para las nuevas bahías y la integración de nuevas  
5 bahías a 110 kV con la infraestructura existente. Se incluyen entre otros, los sistemas de  
6 automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de  
7 comunicaciones propio de cada Subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra  
8 y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el  
9 cableado necesario y las obras civiles asociadas.

10  
11 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
12 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que  
13 la modifique o sustituya).  
14

#### 15 **5.1.5 Espacios de Reserva**

16  
17 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública  
18 UPME STR 08 – 2015 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la  
19 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito en  
20 el Numeral 5.1.4 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de  
21 la presente Convocatoria.  
22

23 La nueva Subestación Cereté 110 kV deberá incluir espacios de reserva para:

- 24 • La futura instalación de seis (6) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser  
25 utilizadas para la conexión de líneas o módulos de transformación.  
26

27 No obstante, el Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como  
28 Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de prever espacios  
29 de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello sea objeto de la presente  
30 Convocatoria Pública.  
31

32 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las Subestaciones existentes o nuevas  
33 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,  
34 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.  
35

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

1  
2 El Transmisor Regional preparará un documento en el cual se indiquen las características  
3 de los espacios de reserva establecidos en el presente numeral y los planos con la  
4 disposición propuesta de los espacios de reserva para la ubicación futura de las bahías y/o  
5 equipos. Esto deberá ser entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las  
6 exigencias para los espacios de reserva.  
7

## 8 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

9

10 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última  
11 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*  
12 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*  
13 *International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des*  
14 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*  
15

## 16 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

17

18 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico Clase III de acuerdo con la  
19 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo  
20 con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la  
21 de mayores exigencias. El Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor  
22 de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para  
23 soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.  
24

## 25 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

26

27 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 28  
29 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del  
30 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.  
31

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

1 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento  
2 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los  
3 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las  
4 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los  
5 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y  
6 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas  
7 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en  
8 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de  
9 operación y mantenimiento.

10  
11 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
12 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
13 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

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

- 21  
22 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
23 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
24 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior  
25 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que  
26 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.  
27  
28 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista  
29 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
30 Proyecto.  
31  
32 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
33 documento de cumplimiento obligatorio.

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

38  
39 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
40 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
41 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas

1 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y  
2 mantenimiento.

3  
4 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista  
5 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.

#### 7 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

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

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

22  
23 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

##### 25 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

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

1  
2 **5.4.1.2 Especificaciones equipos 110 kV**  
3

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

18  
19 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 110 kV**  
20

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

36  
37 **5.4.1.4 Planos electromecánicos 110 kV**  
38

- 39 • Diagrama unifilar de la subestación
- 40 • Diagrama unifilar con características de equipos

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

#### 5.4.1.5 Planos de obras civiles

- 15
- 16
- 17
- 18 • Plano localización de la subestación.
- 19 • Plano disposición de bases de equipos.
- 20 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 21 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 22 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 23 • Plano de drenajes de la subestación.
- 24 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 25 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 26 • Planos casa de control.
- 27 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 28 • Plano cerramiento de la subestación.
- 29 • Plano obras de adecuación.

#### 5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

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

- Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

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

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

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

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

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

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

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

##### 5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles

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

- 1 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 2 cárcamos interiores en caseta de control.
- 3 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 4 barrajes.
- 5 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
- 6 rígido.
- 7 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 8 casa de control.
- 9 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 10 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 11
- 12

#### 13 5.4.2.2 Planos de obras civiles

- 14
- 15 • Planos para construcción de bases para equipos
- 16 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
- 17 soporte para equipos y pórticos a 110 kV.
- 18 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 19 potencia.
- 20 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 21 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 22 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 23 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 24 tableros, equipos y canales interiores.
- 25 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 26 • Planos para construcción de vías
- 27

#### 28 5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

29

30 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y

31 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y

32 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales

33 para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,

34 protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria

35 aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de

36 acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al

37 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

38

1 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la  
2 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica  
3 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:  
4

5 **a. Sistema de puesta a tierra:**

- 6 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y  
7 estructuras.  
8 • Lista de materiales referenciados sobre planos.  
9 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.  
10 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.  
11 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el  
12 RETIE.  
13 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el  
14 RETIE.  
15

16 **b. Equipos principales:**

- 17 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de  
18 conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.  
19 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al  
20 nivel rasante del patio.  
21 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos,  
22 sistemas de anclaje.  
23 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.  
24 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.  
25 Diseño civil de los canales de cables.  
26 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos  
27 para cables entre los equipos y las bandejas.  
28 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.  
29

30 **c. Equipos de patio 110 kV:**

- 31 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de  
32 sobretensión.  
33 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras  
34 de interconexión.  
35 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.  
36 - Placas de características técnicas.  
37 - Información técnica complementaria y catálogos.  
38 - Manuales detallados para montaje de los equipos.  
39 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.  
40 - Protocolo de pruebas en fábrica.

- 1 - Procedimiento para pruebas en sitio.

2  
3 **d. Para tableros:**

- 4 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.  
5 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de  
6 control, señalización y protección.  
7 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,  
8 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y  
9 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.  
10 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.  
11 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.  
12 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,  
13 telecontrol y teleprotección, incluyendo:  
14 - Diagramas de principio y unifilares  
15 - Diagramas de circuito  
16 - Diagramas de localización exterior e interior.  
17 - Tablas de cableado interno y externo.  
18 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.  
19 - Diagramas de principio  
20 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes  
21 diagramas de principio:  
22     ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.  
23     ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.  
24     ▪ Diagramas de medición de energía.  
25     ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.  
26     ▪ Diagramas de comunicaciones.  
27 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.  
28 - Listado de cables y borneras.  
29 - Planos de Interfase con equipos existentes.  
30 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,  
31 señalización y alarmas.

32  
33 **e. Reportes de Pruebas:**

- 34 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última  
35 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que  
36 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de  
37 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.

38 Las instrucciones deberán estar en idioma español.

39  
40 **5.4.3 Estudios del Sistema**

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

- 5
- 6 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
7 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos  
8 y de resistividad.
- 9
- 10 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 11
- 12 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar  
13 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 14
- 15 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 16
- 17 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y  
18 distancias eléctricas.
- 19
- 20 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo  
21 y a corto circuito.
- 22
- 23 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores  
24 aislados.
- 25
- 26 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 27
- 28 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 29
- 30 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares ac y dc.
- 31
- 32 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 33
- 34 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con  
35 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 36
- 37 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores  
38 de fallas.
- 39

40 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar  
41 como mínimo los siguientes aspectos:

- 1
- 2 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 3
- 4 - Origen de los datos de entrada.
- 5
- 6 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 7
- 8
- 9 - Resultados.
- 10
- 11 - Bibliografía.
- 12

#### 13 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

14  
 15 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos  
 16 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

#### 18 **5.5 Equipos de Potencia**

##### 20 **5.5.1 Interruptores**

21  
 22 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las  
 23 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 24
- 25 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 26 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards".
- 27
- 28 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of  
 29 52 kV an above"
- 30

31 Los interruptores de potencia a 110 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con las  
 32 siguientes características técnicas:

Ítem	Interruptores de Potencia	Característica Garantizada
1.	Norma de fabricación	IEC 62271-100, o ANSI equivalente
2.	Tensión nominal de operación	110 kV
3.	Tensión máxima de operación	145 kV
4.	Corriente nominal de operación	1600 A
5.	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
6.	Nivel básico de Aislamiento	550 kV

Ítem	Interruptores de Potencia	Característica Garantizada
7.	Mecanismo de operación	A resorte
8.	Tipo de operación y accionamiento	Monopolar y tripolar
9.	Medio de extinción del arco	SF6
10.	Secuencia de maniobras de recierre asignada	O-0,3s-CO-3min-CO
11.	Número de bobinas de apertura por mecanismo	2
12.	Número de bobinas de cierre por mecanismo	1
13.	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

1  
2  
3 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

4  
5  
6  
7  
8  
9 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

10  
11  
12  
13  
14 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

15  
16  
17  
18  
19  
20 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

21  
22  
23 **5.5.2 Descargadores de Sobretensión**

24  
25 Los descargadores de sobretensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar

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

5  
 6 Los descargadores de sobretensiones a 110 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo  
 7 con las siguientes características técnicas:  
 8

Ítem	Descargadores de Sobretensión	Característica Garantizada
1.	Norma de fabricación	IEC 60099-4
2.	Tensión nominal de operación	110 kV
3.	Tensión máxima de operación	145 kV
4.	Tensión asignada (Ur)	92/96/98 kV
5.	Corriente de descarga soportada	20 kA
6.	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
7.	Nivel básico de Aislamiento	550 kV
8.	Capacidad mínima de disipación de energía asignada para dos impulsos de larga duración, 3000microsegundos	≥8 kJ/kV
9.	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

9  
 10  
 11  
 12  
 13  
 14  
 15  
 16  
 17  
 18  
 19  
 20  
 21  
 22  
 23  
 24  
 25  
 26

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

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

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

### 5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

- 4
- 5 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
- 6 equivalente en ANSI.
- 7 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
- 8 nominal voltages greater than 1000 V".
- 9 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".

10

11 Los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra a 110 kV a suministrar deberán  
 12 cumplir como mínimo con las siguientes características técnicas:

Ítem	Seccionadores y seccionadores de Puesta a Tierra	Característica Garantizada
1.	Norma de fabricación	IEC 62271- 102 IEC 61129, o ANSI equivalente.
2.	Tensión nominal de operación	110 kV
3.	Tensión máxima de operación	145 kV
4.	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
5.	Corriente nominal de operación	1600 A
6.	Nivel básico de Aislamiento	550 kV
7.	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

14

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

19

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

25

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

28

29 **5.5.4 Transformadores de Tensión**

30

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

- 4
- 5 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
- 6 discharges", o su equivalente en ANSI.
- 7 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 8 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
- 9 capacitor dividers".

10

11 Los Transformadores de tensión a 110 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con  
 12 las siguientes características técnicas:

Ítem	Transformadores de Tensión	Característica Garantizada
1.	Norma de fabricación	IEC 60044-2, IEC-60044-5 IEC 60358, o ANSI equivalente
2.	Tensión nominal de operación	110 kV
3.	Tensión máxima de operación	145 kV
4.	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
5.	Nivel básico de Aislamiento	550 kV
6.	Relación de transformación asignada	110/√3 KV : 115/√3 V
7.	Clase de precisión para medida	0,2S
8.	Clase de precisión para protección	3P
9.	Cargabilidad	Según diseño
10.	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

14

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

20

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

25

26 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
 27 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
 28 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación

1 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el  
 2 Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas  
 3 pruebas a su costa.

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

7  
 8 **5.5.5 Transformadores de Corriente**

9  
 10 Los Transformadores de Corriente, deben cumplir las prescripciones de la última edición de  
 11 las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a  
 12 suministrar:

- 13
- 14 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
- 15 equivalente en ANSI.
- 16 • IEC 60044-1: "Current Transformers"
- 17

18 Los Transformadores de Corriente a 110 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo  
 19 con las siguientes características técnicas:

Ítem	Transformadores de Corriente	Característica Garantizada
1.	Norma de fabricación	IEC 60044-1, o ANSI equivalente IEC-61869- 1/2
2.	Tensión nominal de operación	110 kV
3.	Tensión máxima de operación	145 kV
4.	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
5.	Nivel básico de Aislamiento	550 kV
6.	Relación de transformación asignada	800- 1600/1
7.	Clase de precisión para medida	0,2S
8.	Clase de precisión para protección	5P20
9.	Cargabilidad	Según diseño
10.	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

21  
 22  
 23 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en  
 24 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
 25 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
 26 025 de 1995, en su última revisión.

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

5  
6 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
7 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
8 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación  
9 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no  
10 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

11  
12 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
13 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

#### 14 15 **5.5.6 Equipo GIS o Híbrido**

16  
17 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated  
18 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe  
19 cumplir la siguiente normatividad:

20  
21 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las  
22 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como  
23 lo indicado en estas especificaciones.

- 24
- 25 • IEC60071-Insulation Coordination.
- 26 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- 27 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 28 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 29 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 30 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 31 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 32 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 33 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 34 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 35 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

36 |  
37 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,  
38 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

39

1 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
2 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

### 4 **5.5.7 Sistema de puesta a tierra**

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

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

14 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto  
15 más cercano y conveniente.

17 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos  
18 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

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

### 24 **5.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

26 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para  
27 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán  
28 aterrizados con cables bajantes de cobre.

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

## 34 **5.6 Equipos de Control y Protección**

36 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de  
37 control y protección:

### 39 **5.6.1 Sistemas de Protección**

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

8  
 9 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
 10 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus  
 11 modificaciones.

12  
 13 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

14  
 15 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 16 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:  
 17

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.  El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>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 cassetas de patio.</p>
0	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.</p>

1

1 **5.6.2.1 Características Generales**

2  
3 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.

4  
5 El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización  
6 permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios  
7 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y  
8 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y  
9 compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes, razón por la cual  
10 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que  
11 el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de  
12 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la  
13 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema  
14 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la  
15 verificación de cumplimiento.

16  
17 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la  
18 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin  
19 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización  
20 del sistema, etc.

21  
22 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual  
23 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección  
24 y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 25
- 26 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,  
27 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
  - 28
  - 29 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:  
30 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre  
31 equipos vía la red.  
32 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización  
33 de la Subestación.
  - 34
  - 35 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
36 funciones:  
37 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.  
38 ○ Permitir la integración de elementos futuros.  
39 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.

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

7  
8       Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o

9       computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación

10      y el CND o el centro de control remoto del Inversionista seleccionado (sean funciones de

11      control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista seleccionado es responsable

12      por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos

13      de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son

14      responsabilidad del Inversionista seleccionado.

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

17      Subestación:

- 18      • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la

19      Subestación.

- 20      • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y

21      registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente

22      de un reloj GPS.

- 23      • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control

24      remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

25  
26      Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el

27      correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de

28      Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este

29      aspecto, el Inversionista seleccionado será el único responsable de suministrar y hacer

30      operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con

31      el CND.

### 32      **5.6.3 Medidores multifuncionales**

33      Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida,

34      para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,

35      potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o

36      un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo

37

1 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su  
2 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

#### 3 4 **5.6.4 Controladores de Bahía**

5  
6 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
7 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
8 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
9 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista  
10 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

11  
12 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
13 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
14 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los  
15 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un  
16 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 17
- 18 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 19 • Despliegue de alarmas.
- 20 • Despliegue de eventos.
- 21 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 22 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 23 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 24 función.
- 25 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 26

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

29  
30 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria  
31 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

#### 32 33 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

34  
35 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.  
36 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y  
37 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

38  
39 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM  
40 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar  
41 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios

1 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
2 funcionalidades como mínimo:

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

11  
12 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos  
13 para la comunicación.

#### 14 **5.6.6 Switches**

15  
16  
17 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
18 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 19  
20 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 21  
22 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 23  
24 • Deberá incluir las siguientes características de red:
  - 25 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
  - 26 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 27  
28 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 29  
30 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba  
31 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 32  
33 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más  
34 exigente.

35  
36 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para  
37 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de  
38 protección y medida.

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

2  
3 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

4  
5 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe  
6 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez  
7 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,  
8 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y  
9 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista  
10 seleccionado.

11  
12 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás  
13 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos  
14 distribuidos en la Subestación.

15  
16 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores  
17 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-  
18 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

19  
20 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

21  
22 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

32  
33 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés  
34 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la  
35 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para  
36 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de  
37 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,  
38 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de  
39 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

40

### 5.6.8.2 Registradores de Fallas

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

### 5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.
- Programación, parametrización y actualización.
- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.

- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

### 5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

### 5.7 Obras Civiles

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

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

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

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

### 6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

1  
2 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
3 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
4 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar  
5 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
6 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta  
7 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con  
8 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

9  
10 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes  
11 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los  
12 requerimientos del CND, vigentes:

- 13  
14 • Direccionalidad de las protecciones de línea.  
15  
16 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
17 asociadas.  
18  
19 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
20 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
21 protecciones.  
22  
23 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

24  
25 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución  
26 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
27 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.  
28

## 29 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

30  
31 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 32  
33 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.  
34 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.  
35 • Diagrama Unifilar.  
36 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
37 Proyecto.  
38 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.  
39 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.  
40 • Cronograma de pruebas.

- 1 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con  
2 información definitiva.
- 3 • Protocolo de energización.
- 4 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 5 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
6 punto de conexión.
- 7 • Carta de declaración en operación comercial.
- 8 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
9 actualizados por el CND.

## 12 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

13  
14 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
15 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

## 18 8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

19  
20 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al  
21 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo  
22 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la  
23 UPME.

## 26 9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

27  
28 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de  
29 conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en  
30 lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los  
31 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante  
32 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá  
33 ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su  
34 responsabilidad consultarlos e investigarlos.

## 37 10. FIGURAS

38  
39 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:  
40

- 1 Figura 1 – Plano cartográfico donde se localiza la actual subestación Cereté 34,5 kV y el
- 2 eje de la línea Chinú – Montería 110 kV en su paso por cercanías de Cereté
- 3
- 4 Figura 2 - Unifilar nueva Subestación Cereté 110 kV.
- 5
- 6
- 7