

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR
UPME 06 – 2015**

(UPME STR 06 – 2015)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE UN TRANSFORMADOR 220/110 kV de 100 MVA EN LA
SUBESTACIÓN VALLEDUPAR 220/110 kV**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., agosto de 2015

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de Obras en la Subestación Valledupar 110 kV	6
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	7
10	2.2.1 En la Subestación Valledupar 220 kV	7
11	2.2.2 En la Subestación Valledupar 110 kV	8
12	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	8
13	3.1 Parámetros del Sistema	9
14	3.2 Nivel de Corto Circuito	9
15	3.3 Materiales	9
16	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	9
17	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	10
18	3.6 Pruebas en Fábrica	10
19	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	11
20	4.1 General	11
21	4.1.1 Predio de las subestaciones	11
22	4.1.2 Conexiones con Equipos Existentes	12
23	4.1.3 Servicios Auxiliares	12
24	4.1.4 Infraestructura y Módulo Común	12
25	4.1.5 Espacios de Reserva	12
26	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	13
27	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	13
28	4.4 Procedimiento General del Diseño	13
29	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	15
30	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	15
31	4.4.3 Estudios del Sistema	16
32	4.4.4 Distancias de Seguridad	17
33	4.5 Equipos de Potencia	17
34	4.5.1 Interruptores 110 kV	17
35	4.5.2 Transformadores de Potencia	18
36	4.5.3 Descargadores de Sobretensión	19
37	4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	20
38	4.5.5 Transformadores de Tensión a 110 kV	21
39	4.5.6 Transformadores de Corriente a 110 kV	21
40	4.5.7 Equipo GIS o Híbrido	22
41	4.5.8 Sistema de puesta a tierra	23

1	4.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	23
2	4.6	Equipos de Control y Protección	24
3	4.6.1	Sistemas de Protección	24
4	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	24
5	4.6.2.1	Características Generales.....	26
6	4.6.3	Medidores multifuncionales	28
7	4.6.4	Controladores de Bahía.....	28
8	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	29
9	4.6.6	Switches	29
10	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	30
11	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	30
12	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	32
13	4.7	Obras Civiles.....	32
14	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO	33
15	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio	33
16	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	33
17	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	34
18	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	34
19	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	34
20	9.	FIGURAS	35
21			

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 02 –
9 2015.

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

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

19
20 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los
21 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el
22 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de
23 Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial
24 CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de
25 ejecución de los diseños. Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este
26 Anexo corresponden a la revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las
27 modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia
28 los documentos citados, el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en
29 criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales
30 deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de
31 ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso,
32 con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes
33 y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME.
34 Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de
35 conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación
36 según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

37
38 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

1 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última
2 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME
3 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto
4 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional
5 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece
6 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.
7

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

17 1.2 Definiciones

18
19 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
20 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.
21
22

23 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

24
25 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
26 operación y mantenimiento de las siguientes obras:
27

- 28 i. Instalación de un nuevo transformador 220/110 kV de 100 MVA en la subestación
29 Valledupar propiedad de Transelca S.A. E.S.P.
30
- 31 ii. Instalación de una bahía de transformación a 110 kV.
32
- 33 iii. Extensión del barraje a 110 kV o conexión a éste para la conexión de la bahía a 110
34 kV del transformador 220/110 kV a instalar, junto con los equipos de protección y
35 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias.
36

37 NOTAS:

- 38
39 i. La bahía de transformación a 220 kV para el lado de alta del transformador 220/110
40 kV a instalar, estará a cargo del Inversionista seleccionado, resultante de la
41 Convocatoria Pública UPME 08-2014.

- 1
2 ii. El Inversionista seleccionado es quien se conecta a la infraestructura, tanto del STN
3 como del STR.
4
5 iii. El diagrama unifilar de la Subestación a intervenir en la presente Convocatoria
6 Pública hace parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, podrá modificar la
7 disposición de las bahías en el diagrama unifilar previo concepto del Interventor y
8 aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso una disposición
9 de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación presentada involucra
10 a terceros, como al Operador de Red o propietarios de activos existentes u otros,
11 deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
12

13 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación Valledupar 110 kV**

14

15 Las obras en la Subestación Valledupar 110 kV, a cargo del Inversionista seleccionado,
16 consisten en la adquisición del lote, el diseño y la construcción de las obras descritas en el
17 numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos. Los equipos a instalar podrán ser
18 convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated
19 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o
20 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
21 requisitos establecidos en los DSI.
22

23 La bahía de transformación a 110 kV tendrá la misma configuración de la Subestación
24 existente.
25

26 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de
27 Conexión.
28

29 El diagrama unifilar de la Subestación Valledupar a 110 kV se muestra en la Figura 1. El
30 Inversionista seleccionado en coordinación con el responsable de los transformadores
31 existentes, el propietario de la subestación o del terreno y el Transmisor encargado de la
32 ejecución de la Convocatoria Pública 08-2014, deberán llegar a los acuerdos necesarios
33 para la ubicación de la infraestructura. Se deberán tener en cuenta lo manifestado por ISA
34 – INTERCOLOMBIA, en el oficio con radicado UPME 20151260027072, respecto a la
35 disposición física de los equipos, planos y ubicación final; y lo manifestado por
36 en el oficio con radicado UPME 20151260030772 respecto a los aspectos técnicos de la
37 expansión de la subestación Valledupar. En tal sentido, el Inversionista deberá evaluar si la
38 conexión del transformador a la barra de 110 kV la realiza a través de canalización con
39 cable aislado desde la ubicación prevista inicialmente o si acuerda con ISA –
40 INTERCOLOMBIA y TRANSELCA la reubicación de equipos necesarios (bahías a 220 kV)
41 para instalar el transformador frente al barraje de 110 kV y así evitar la referida canalización;

1 en general, no hay limitantes para este desarrollo. De cualquier forma los acuerdos a que
2 lleguen no podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras
3 expansiones.

4 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

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

13 **2.2.1 En la Subestación Valledupar 220 kV**

14
15
16 Se deberá llegar a acuerdos con el Transmisor encargado de la ejecución de la
17 Convocatoria Pública 08-2014, responsable de la expansión de la Subestación Valledupar
18 220 kV y con el propietario del predio. Se deberán tener en cuenta lo manifestado por ISA
19 – INTERCOLOMBIA, en el oficio con radicado UPME 20151260027072, respecto a la
20 disposición física de los equipos, planos y ubicación final; y lo manifestado por TRANSELCA
21 en el oficio con radicado UPME 20151260030772 respecto a los aspectos técnicos de la
22 expansión de la subestación Valledupar.

23
24 En la Subestación Valledupar 220 kV, la frontera entre el Transmisor y el Transmisor
25 Regional será en los bornes de alta de los transformadores que se conectaran a las bahías
26 de transformación 220 kV construidas mediante la Convocatoria Pública UPME 08-2014. El
27 Transmisor encargado de la ejecución de la Convocatoria Pública UPME 08-2014,
28 suministrará hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre las bahías y
29 los transformadores objeto de la presente Convocatoria, incluyendo las estructuras y
30 aisladores soporte, de conformidad con lo establecido en el Anexo 1 de dicha Convocatoria
31 Pública.

32
33 Los contratos de conexión, según corresponda, deberán incluir lo relacionado con las
34 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
35 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y
36 protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y
37 suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los contratos de conexión deberán estar
38 firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
39 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados de la presente
40 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en
41 conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar

1 a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de
2 conexión.

4 **2.2.2 En la Subestación Valledupar 110 kV**

6 El responsable de la Subestación Valledupar 110 kV es Electricaribe S.A. E.S.P.

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

11 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
12 hacerse cargo de la extensión del barraje a 110 kV para la conexión de la bahía a 110 kV
13 del transformador 220/110 kV a instalar, junto con los equipos de protección y adecuaciones
14 físicas y eléctricas necesarias. La infraestructura para ampliar el barraje a 110 kV, deberá
15 tener una capacidad de corriente igual o superior al barraje existente.

17 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
18 garantizar la compatibilidad de los sistemas de comunicaciones, control y protecciones de
19 la nueva infraestructura con existente.

21 El contrato de conexión deberá incluir lo relacionado con la conexión a la Subestación
22 existente, las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
23 infraestructura a instalar de ser necesario, del espacio para las provisiones futuras y para
24 la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias;
25 enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Los
26 contratos de conexión deberán estar firmados por las partes, dentro de los cuatro (4) meses
27 siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales
28 Esperados de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas, lo
29 cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de
30 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo
31 de firma del contrato de conexión.

34 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

36 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
37 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
38 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
39 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
40 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,

1 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
2 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

3
4 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
5 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

7 **3.1 Parámetros del Sistema**

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

13 Tensión nominal	110 kV
14 Frecuencia asignada	60 Hz
15 Puesta a tierra	Sólida
16 Numero de fases	3

18 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

19
20 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se
21 garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás
22 elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto
23 circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas.

25 **3.3 Materiales**

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

38 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

39
40 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
41 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en

1 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista seleccionado deberá
2 presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo
3 y/o reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

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

9 10 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

11
12 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista
13 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en
14 especial los artículos 52 y 53.

15
16 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
17 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
18 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
19 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
20 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del
21 Interventor.

22
23 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
24 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
25 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
26 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista seleccionado. Copia de estos
27 acuerdos deberán entregarse al Interventor.

28 29 **3.6 Pruebas en Fábrica**

30
31 Una vez el Inversionista seleccionado haya seleccionado los equipos a utilizar deberá
32 entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas
33 aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores
34 de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no
35 satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas
36 a costo del Inversionista seleccionado.

37
38 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,
39 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo
40 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
41 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

1
2
3 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**
4

5 Las siguientes son las especificaciones técnicas para las Subestaciones.
6

7 **4.1 General**
8

9 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la
10 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
11 suministrados por la UPME conforme lo establece el presente Anexo 1.
12

13 **4.1.1 Predio de las subestaciones**
14

15 **Subestación Valledupar 110 kV**
16

17 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en predios de la actual
18 subestación Valledupar a 110 kV o sobre el predio que determine el Inversionista
19 seleccionado de la Convocatoria Pública UPME 08-2014. En cualquier caso, el Inversionista
20 seleccionado como resultado de la presente Convocatoria Pública se hará cargo de la
21 extensión del barraje a 110 kV o de la conexión a éste, junto con las obras que ello implique.
22

23 Las coordenadas aproximadas de la Subestación Valledupar 220 kV, son las siguientes:
24

25 Latitud: 10°27'32.03"N

26 Longitud: 73°16'24.10"O.
27

28 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y
29 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes
30 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para
31 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
32 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
33 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
34 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
35

36 En la selección del predio de la Subestación, el Inversionista seleccionado deberá analizar
37 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán
38 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por
39 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser
40 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del
41 proyecto.

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

4.1.2 Conexiones con Equipos Existentes

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

4.1.3 Servicios Auxiliares

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

4.1.4 Infraestructura y Módulo Común

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

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

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

4.1.5 Espacios de Reserva

Los espacios de reserva futuros que son objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR 06 – 2015 deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos constitutivos del módulo común; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de la presente Convocatoria.

A nivel del STR, en la Subestación Valledupar 110 kV se deberán incluir espacios de reserva suficientes para la instalación de:

- 1
2 • Un (1) banco de transformación 220/34.5 kV o 220/110 kV.
3

4 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las subestaciones del STN y del STR
5 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,
6 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.
7

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

16 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

17

18 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última
19 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission* – IEC, *International*
20 *Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American National Standards Institute,
21 *International Telecommunications Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des
22 Perturbations Radioélectriques – CISPR.
23

24 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

25

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

33 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

34

35 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 36
37 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del
38 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.
39

40 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
41 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;

1 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
2 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
3 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
4 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
5 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
6 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
7 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
8 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
9 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento
10 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los
11 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las
12 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
13 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
14 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
15 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
16 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
17 operación y mantenimiento.

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

22
23 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
24 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
25 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
26 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
27 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
28 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

29
30 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
31 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
32 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior
33 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que
34 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

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

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

1
2 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
3 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
4 pruebas.

5
6 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
7 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
8 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
9 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
10 mantenimiento.

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

14 15 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

16
17 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
18 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
19 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la
20 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
21 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
22 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

23
24 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista
25 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
26 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
27 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
28 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva
29 recomendación si es del caso.

30 31 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

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

38
39 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista
40 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
41 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría

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

3
4 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
5 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
6 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
7 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista seleccionado.

8
9 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
10 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
11 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
12 seleccionado y a la UPME si es del caso.

13
14 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
15 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

16 17 **4.4.3 Estudios del Sistema**

18
19 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que
20 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan
21 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo
22 en lo que aplique:

- 23
24 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
25 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
26 y de resistividad.
- 27
28 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 29
30 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
31 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 32
33 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 34
35 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
36 distancias eléctricas.
- 37
38 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
39 y a corto circuito.
- 40

- 1 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 2
- 3
- 4 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 5
- 6 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 7
- 8 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares ac y dc.
- 9
- 10 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 11
- 12 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 13
- 14
- 15 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- 16

17
18 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
19 como mínimo los siguientes aspectos:

- 20
- 21 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 22
- 23 - Origen de los datos de entrada.
- 24
- 25 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 26
- 27
- 28 - Resultados.
- 29
- 30 - Bibliografía.
- 31

32 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

33
34 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
35 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

36 **4.5 Equipos de Potencia**

37 **4.5.1 Interruptores 110 kV**

38
39
40

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

- 3
- 4 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 5 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
6 standards".
- 7 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of
8 52 kV an above"
- 9

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

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

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

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

30 4.5.2 Transformadores de Potencia

31
32 El Adjudicatario suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
33 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
34 publicación IEC 60076, "Power Transformers".

35
36 Cada transformador 220/110 kV de 100 MVA, podrá estar compuestos por tres (3) unidades
37 monofásicas o una unidad trifásica. La capacidad total de 100 MVA, significa la potencia
38 nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de
39 altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde estará la subestación. Estos
40 transformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 30% durante 30 minutos.

41

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

6
7 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.

8
9 Los transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones, para
10 operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada uno,
11 con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la
12 posición 21 para la mínima relación.

13
14 Los transformadores o los autotransformadores deberán tener una impedancia entre los
15 devanados 220 y 110 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual al del
16 transformador 220/110 kV de 100 MVA existente en la Subestación (es decir de 12.5%),
17 sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

18
19 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores, para los
20 siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados
21 deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

22
23 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de
24 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de
25 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría

26
27 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe
28 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en
29 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de
30 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

31
32 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
33 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

34 35 **4.5.3 Descargadores de Sobretensión**

36
37 Los descargadores de sobretensión a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
38 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
39 suministrar

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

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

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

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

4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

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

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

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 seccionadores iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI, si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

4 5 **4.5.5 Transformadores de Tensión a 110 kV**

6
7 Los Transformadores de Tensión a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
8 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo
9 a suministrar:

- 10
11 • Publicación IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial
12 discharges", o su equivalente en ANSI.
13 • Publicación IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
14 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
15 capacitor dividers".
16

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

23 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
24 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1.o
25 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
26 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
27

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

35 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
36 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión a 110 kV.
37

38 **4.5.6 Transformadores de Corriente a 110 kV**

39

1 Los Transformadores de Corriente a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
2 edición de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de
3 equipo a suministrar:

- 4
- 5 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
6 equivalente en ANSI.
- 7 • IEC 60044-1: "Current Transformers"
- 8

9 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
10 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
11 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
12 025 de 1995, en su última revisión.

13
14 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
15 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
16 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
17 pertinentes de la Interventoría.

18
19 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
20 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
21 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
22 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
23 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

24
25 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
26 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

27 28 **4.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

29
30 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
31 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
32 cumplir la siguiente normatividad:

33
34 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
35 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
36 lo indicado en estas especificaciones.

- 37
- 38 • IEC60071-Insulation Coordination.
- 39 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- 40 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 41 • IEC60270-Partial discharge measurement.

- 1 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 2 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 3 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 4 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 5 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 6 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 7 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

8 |
9 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
10 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

11
12 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
13 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

14 **4.5.8 Sistema de puesta a tierra**

15
16
17 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
18 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
19 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

20
21 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en
22 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado
23 en cualquier lugar, al que tenga acceso.

24
25 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
26 más cercano y conveniente.

27
28 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
29 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

30
31 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
32 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno.

33 **4.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

34
35
36 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
37 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
38 aterrizados con cables bajantes de cobre.

39

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

4
 5 **4.6 Equipos de Control y Protección**

6
 7 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
 8 control y protección:

9
 10 **4.6.1 Sistemas de Protección**

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

19
 20 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 21 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
 22 modificaciones.

23
 24 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

25
 26 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 27 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al 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>	
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</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</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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>auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.</p>

1
2 **4.6.2.1 Características Generales**
3

4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.
5

6 El Inversionista seleccionado garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización
7 permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios
8 fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y
9 software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y
10 compartir recursos de información) con IED's de diversos fabricantes, razón por la cual
11 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que
12 el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de
13 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la
14 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema
15 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la
16 verificación de cumplimiento.
17

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

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

- 27 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
28 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 29
- 30 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
31 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
32 equipos vía la red.

- 1 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
2 de la Subestación.
3
4 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
5 funciones:
6 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
7 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
8 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
9 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
10 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
11 detener el sistema.
12 ○ Mantenimiento de cada equipo.
13 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
14 del sistema.
15

16 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
17 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
18 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista seleccionado (sean funciones de
19 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista seleccionado es responsable
20 por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos
21 de implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
22 responsabilidad del Inversionista seleccionado.
23

24 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
25 Subestación:
26

- 27 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
28 Subestación.
29
30 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
31 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
32 de un reloj GPS.
33
34 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
35 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
36

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

1 operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con
2 el CND.

4 4.6.3 Medidores multifuncionales

5
6 Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida,
7 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,
8 potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o
9 un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir con todos los
10 requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión,
11 especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

13 4.6.4 Controladores de Bahía

14
15 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
16 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
17 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
18 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista
19 seleccionado deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

20
21 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
22 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
23 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
24 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
25 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 27 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 28 • Despliegue de alarmas.
- 29 • Despliegue de eventos.
- 30 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 31 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 32 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
33 función.
- 34 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

38
39 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
40 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

41

4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

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

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

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

4.6.6 Switches

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

- Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- Deberá incluir las siguientes características de red:
 - IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - IEEE 802.1q VLAN
- Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

- 1
2 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
3 exigente.

4
5 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para
6 conectar todos los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de
7 protección y medida.

8
9 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

10
11 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

12
13 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
14 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez
15 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
16 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
17 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista
18 seleccionado.

19
20 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás
21 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos
22 distribuidos en la Subestación.

23
24 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores
25 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-
26 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

27
28 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

29
30 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

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

8 9 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

10
11 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
12 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
13 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
14 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
15 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
16 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

17 18 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

19
20 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de
21 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.
22 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la
23 información del proceso.

24
25 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
26 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
27 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 28 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 29 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 30 • Comunicación con el CND.
- 31 • Comunicación con la red de área local.
- 32 • Facilidades de mantenimiento.
- 33 • Facilidades para entrenamiento.
- 34 • Función de bloqueo.
- 35 • Función de supervisión.
- 36 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 37 • Guía de operación.
- 38 • Manejo de alarmas.
- 39 • Manejo de curvas de tendencias.
- 40 • Manejo de mensajes y consignas de operación.

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

11

12 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

13

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

15 en su última revisión.

16

17 **4.7 Obras Civiles**

18

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

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

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

22 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

23

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

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

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

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

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

29 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

30

- 31 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 32
- 33 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
- 34 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 35
- 36 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y
- 37 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones
- 38 hechas en campo verificadas por el Interventor.
- 39

40

1 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

2
3 **5.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

4
5 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
6 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
7 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG
8 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo
9 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.

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

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

- 22
- 23 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
 - 24
 - 25 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
26 asociadas.
 - 27
 - 28 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
29 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
30 protecciones.
 - 31
 - 32 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
- 33

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

37
38 **5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

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

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

20 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

22 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
23 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

26 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

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

34 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

36 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de
37 conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en
38 lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
39 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
40 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá

1 ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su
2 responsabilidad consultarlos e investigarlos.

3

4

5 **9. FIGURAS**

6

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

8

9 Figura 1 - Unifilar Subestación Valledupar 110 kV.

10

11

12