

1
2
3 **ANEXO 1**
4
5
6
7
8
9

10 **DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**
11
12
13
14

15
16 **CONVOCATORIAS PÚBLICAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL –**
17 **STR UPME STR 04 – 2017**
18

19
20 **(UPME STR 04– 2017)**
21
22
23
24
25

26 **SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,**
27 **ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y**
28 **MANTENIMIENTO DEL TERCER TRANSFORMADOR 220/34,5 kV, DE 60 MVA EN LA**
29 **SUBESTACIÓN VALLEDUPAR EN EL DEPARTAMENTO DE CESAR**
30

31
32 **DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR**
33
34
35
36
37

38 **Bogotá D. C., junio de 2017**
39
40

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS	5
8	2.1 Descripción de Obras en la Subestación Valledupar 220/34,5/13,8 kV:	7
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
10	2.2.1 En subestación Valledupar 34,5 kV	8
11	2.2.2 En subestación Valledupar 220 kV	9
12	2.2.3 En subestación Valledupar 13,8 kV	9
13	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	10
14	3.1 Parámetros del Sistema	10
15	3.2 Nivel de Corto Circuito	10
16	3.3 Materiales	10
17	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	11
18	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	11
19	3.6 Pruebas en Fábrica	11
20	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	12
21	4.1 General	12
22	4.1.1 Predio de las subestaciones	12
23	4.1.2 Espacios de Reserva	13
24	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	13
25	4.1.4 Servicios Auxiliares.....	13
26	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común.....	13
27	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	15
28	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	15
29	4.4 Procedimiento General del Diseño	15
30	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	17
31	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	19
32	4.4.3 Estudios del Sistema	23
33	4.4.4 Distancias de Seguridad.....	24
34	4.5 Equipos de Potencia	24
35	4.5.1 Transformadores de Potencia.....	25
36	4.5.2 Interruptores	26
37	4.5.3 Descargadores de Sobretensión.....	26
38	4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	27
39	4.5.5 Transformadores de Tensión	28
40	4.5.6 Transformadores de Corriente	28
41	4.5.7 Equipo GIS o Híbrido.....	29
42	4.5.8 Sistema de puesta a tierra	30
43	4.5.9 Apantallamiento de la Subestación.....	30

1	4.6	Equipos de Control y Protección	30
2	4.6.1	Sistemas de Protección	31
3	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	32
4	4.6.2.1	Características Generales	33
5	4.6.3	Medidores multifuncionales	35
6	4.6.4	Controladores de Bahía.....	35
7	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	36
8	4.6.6	Switches	36
9	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	37
10	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	37
11	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	39
12	4.7	Obras Civiles.....	39
13	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	40
14	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio	40
15	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	41
16	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	41
17	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	41
18	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	41
19	9.	FIGURAS	42
20			
21			
22			
23			
24			
25			
26			
27			
28			
29			
30			
31			
32			
33			
34			
35			
36			
37			
38			
39			
40			
41			
42			
43			

1
2
3 **ANEXO 1**

4
5
6 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**
7

8 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente
9 definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los
10 Documentos de Selección del Inversionista STR de la Convocatoria Pública UPME STR 04
11 – 2017.

12
13 Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo",
14 "Formulario", "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender
15 efectuada a anexos, apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales
16 y puntos del presente documento, salvo indicación expresa en sentido contrario.
17

18 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente
19 definidas en el presente documento o en los Documentos de Selección del Inversionista
20 STR, corresponden a normas legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.
21

22 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los
23 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el
24 presente Anexo de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes
25 de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) y en el RETIE y todas
26 sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. Las citas, numerales
27 o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la revisión de agosto de
28 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En los
29 aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Inversionista
30 seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas
31 internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados,
32 informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas específicas
33 adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los
34 Documentos de Selección del Inversionista STR, en el Código de Redes y en los
35 reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente,
36 se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal
37 forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los
38 estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.
39

40 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**
41

42 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última
43 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME

1 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto
2 será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional
3 o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece
4 en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

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

14 **1.2 Definiciones**

15
16
17 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
18 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista STR - DSI.

19 **2. DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS**

20
21 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, instalación,
22 pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las siguientes obras:

- 23
24
25
26 i. El tercer transformador de potencia trifásico 220/34,5/13,8 kV, de 60/30/30 MVA en la
27 subestación Valledupar.
28
29 ii. Una (1) bahía de transformación a 34,5 kV. Ver nota c.
30
31 iii. Extensión del barraje (de ser necesario) a 34,5 kV y todos los elementos y
32 adecuaciones tanto físicas como eléctricas necesarias para las conexiones entre el
33 existente barraje a 34,5 kV, la bahía de transformación a 34,5 kV (ítem ii) y el
34 transformador trifásico de potencia de 60 MVA (ítem i) y la bahía de transformación a
35 220 kV (ver nota a).
36
37 iv. En general, todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas
38 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
39 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
40 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen celdas,
41 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc, sin
42 limitarse a estos.
43

1
2
3 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de las presentes
4 Convocatorias Públicas UPME STR 04-2017.

- 5
6 a. La construcción de la bahía de transformación a 220 kV del transformador a que
7 hace referencia el ítem i, estará a cargo del Inversionista seleccionado en la
8 Convocatoria Pública UPME 03-2017.
9
10 b. El inversionista seleccionado es quien se conecta tanto a la infraestructura existente
11 en 34,5 kV como al STN.
12
13 c. De conformidad con la Resolución CREG 097 de 2008, en particular con el artículo
14 1 (ver definición de activo de conexión al STN y sistema de transmisión regional
15 STR), el artículo 7 y el numeral 5.1 de su Anexo General, la bahía de baja tensión
16 se considera perteneciente al nivel de tensión 4 por tratarse de un activo de conexión
17 al STN.
18
19 d. El diagrama unifilar de la subestación a intervenir en la presente Convocatoria
20 Pública hace parte del Anexo 1. El inversionista seleccionado, podrá modificar la
21 disposición de las bahías en el diagrama unifilar, previo concepto del Interventor y
22 aprobación por parte de la UPME, garantizando en cualquier caso una disposición
23 de alto nivel de confiabilidad. Si la propuesta de modificación presentada involucra
24 a terceros, como al Operador de Red – OR - o propietarios de subestaciones
25 existentes u otros, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
26
27 e. El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos
28 necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a
29 instalar, ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en
30 condiciones normales, como en contingencias o fallas.
31
32 f. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
33 Pública UPME STR, deberán ser nuevos, de la mejor calidad, de última tecnología,
34 fabricados bajo normas internacionales, y contar con sello de fabricación de
35 producto RETIE según aplique.
36
37 g. La UPME pondrá a disposición de los Interesados la información técnica, costos de
38 conexión y demás información remitida por los propietarios de la infraestructura
39 existente. Información específica que no se publique en la página WEB, puede ser
40 solicitada en oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 8 del
41 presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los
42 propietarios de la infraestructura de manera directa. La información suministrada por
43 la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista

1 para lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5., Independencia del
2 Proponente, y 5.6., Responsabilidad, de los DSI de la presente Convocatoria.
3
4

5 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación Valledupar 220/34,5/13,8 kV:**

6

7 El inversionista seleccionado, deberá utilizar el espacio de reserva definido por la EPSA, a
8 través de la Convocatoria Pública UPME STR 06-2015, y adecuado para la instalación del
9 transformador y en caso de ser necesario deberá adquirir áreas adicionales que garanticen
10 el diseño, adquisición de los suministros, instalación, pruebas, puesta en servicio, operación
11 y mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2. Los equipos a instalar podrán ser
12 convencionales o GIS (tomando de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated
13 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o
14 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
15 requisitos establecidos en los DSI.
16

17 La bahía de transformación a 34,5 kV tendrá la misma configuración de la Subestación
18 existente la cual es barra sencilla.
19

20 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P es el Operador de Red y el propietario de la subestación
21 Valledupar 34,5 kV. EPSA E.S.P es propietario de las obras objeto de la Convocatoria
22 Pública UPME STR 06-2015. ISA-INTERCOLOMBIA es el propietario responsable de las
23 obras objeto de la Convocatoria Pública UPME 08-2014. TRANSELCA S.A. E.S.P es el
24 propietario de la subestación Valledupar.
25

26 El Inversionista seleccionado deberá acordar con los agentes involucrados, las condiciones
27 de acceso y uso del terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá
28 quedar plasmado en el Contrato de Conexión. De manera particular con el área disponible
29 para la ubicación del transformador 220/34,5 deberá ser entregada por EPSA E.S.P bajo la
30 figura de comodato, debido a que ésta área es un espacio de reserva solicitado mediante
31 la Convocatoria Pública UPME STR 06-2015. Al respecto, considerar lo señalado en el
32 numeral 4.1.1, Predio de la Subestación, del presente Anexo 1.
33

34 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
35 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo celdas, sistemas
36 de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos,
37 y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente.
38

39 El diagrama unifilar de la Subestación Valledupar a 34,5 kV se muestra en la Figura 1. El
40 inversionista seleccionado en coordinación con ELECTRICARIBE y el Inversionista
41 resultante de la Convocatoria Pública UPME 03-2017, deberán llegar a los acuerdos
42 necesarios para la ubicación de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar
43 una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que

1 lleguen no podrán limitar el acceso y uso de los espacios previstos para futuras
2 expansiones.

3

4 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

5

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

12

13 **2.2.1 En subestación Valledupar 34,5 kV**

14

15 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 04-2017 en la subestación
16 Valledupar 34,5 kV es el barraje de 34,5 kV operado por ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Para
17 realizar la conexión se deberá cumplir con los diseños y la normatividad técnica asociada.

18

19 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P es el Operador de Red y el propietario de la subestación
20 Valledupar 34,5 kV. EPSA E.S.P es propietario de las obras objeto de la Convocatoria
21 Pública UPME STR 06-2015. ISA-INTERCOLOMBIA es el propietario-responsable de las
22 obras objeto de la Convocatoria Pública UPME 08-2014. TRANSELCA S.A. E.S.P es el
23 propietario de la subestación Valledupar.

24

25 En la Subestación Valledupar, la frontera entre el Transmisor Nacional y el Transmisor
26 Regional será en los bornes de alta del transformador objeto de la presente convocatoria
27 pública. El Transmisor Nacional encargado de la ejecución de la Convocatoria Pública
28 UPME 03-2017, se encargará de la conexión entre la bahía de transformación 220 kV y el
29 transformador objeto de la presente Convocatoria, incluyendo las estructuras o
30 canalizaciones y aisladores soporte, de conformidad con lo establecido en el Anexo 1 de
31 dicha Convocatoria Pública.

32

33 Se deberá llegar a acuerdos entre los agentes involucrados.

34

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

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

3 4 **2.2.2 En subestación Valledupar 220 kV**

5
6 El punto de conexión para la Convocatoria Pública UPME STR 04-2017 en la subestación
7 Valledupar 220 kV será en los bornes de salida de la bahía de transformación 220 kV
8 la cual se construirá mediante la Convocatoria Pública UPME 03-2017.

9
10 En la Subestación Valledupar, la frontera entre el Transmisor y el Transmisor Regional será
11 en los bornes de alta de los transformadores que se conectara a la bahía de transformación
12 220 kV construida mediante la Convocatoria Pública UPME 03-2017. El Transmisor
13 Nacional encargado de la ejecución de la Convocatoria Pública UPME 03-2017, se
14 encargará de la conexión entre la bahía de transformación 220 kV y el transformador objeto
15 de la presente Convocatoria, incluyendo las estructuras o canalizaciones y aisladores
16 soporte, de conformidad con lo establecido en el Anexo 1 de dicha Convocatoria Pública.

17
18 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P es el Operador de Red y el responsable de la subestación
19 Valledupar 34,5 kV. EPSA E.S.P es propietario-responsable de las obras objeto de la
20 Convocatoria Pública UPME STR 06-2015. ISA-INTERCOLOMBIA es el propietario-
21 responsable de las obras objeto de la Convocatoria Pública UPME 08-2014. TRANSELCA
22 S.A. E.S.P es el propietario de la subestación Valledupar.

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

36 37 **2.2.3 En subestación Valledupar 13,8 kV**

38
39 El devanado terciario en 13,8 kV podrá ser utilizado por el Operador de Red y en caso de
40 necesitarlo, las obras de conexión a 13,8 kV estarán a su cargo y no harán parte de la
41 presente Convocatoria. Los costos de conexión, mantenimiento y adecuaciones correrán a
42 cargo del OR aunque deberá llegar a acuerdos con el Inversionista que se seleccione para
43 la presente Convocatoria UPME STR 04-2017 para la referida conexión a 13,8 kV.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

3.1 Parámetros del Sistema

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

Tensión nominal	220/34,5/13,8 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

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 y los indicados en las normas IEC aplicables.

3.3 Materiales

Todos los equipos y materiales incorporados a las Convocatorias 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, salvo excepciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para las Convocatorias, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista seleccionado deberá presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le

1 permitan verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva
2 actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha
3 actualización primará sobre el Reglamento actualmente vigente.
4

5 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

6
7 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
8 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
9 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista seleccionado deberá
10 presentar al Interventor para los fines pertinentes las Memorias de Cálculo y/o reportes de
11 pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.
12

13 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
14 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
15 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
16 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.
17

18 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

19
20 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista
21 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en
22 especial los artículos 52 y 53.
23

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

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

37 **3.6 Pruebas en Fábrica**

38
39 Una vez el Inversionista seleccionado haya seleccionado los equipos a utilizar deberá
40 entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas
41 aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores
42 de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no

1 satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas
2 a costo del Inversionista seleccionado.
3

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

10 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

11
12 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la subestación Valledupar 34,5 kV.
13

14 **4.1 General**

15
16 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la
17 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
18 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 8 del presente Anexo.
19

20 **4.1.1 Predio de las subestaciones**

21 **Subestación Valledupar**

22
23
24 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública se ubicarán en predios de la actual
25 subestación Valledupar, propiedad de TRANSELCA y ELECTRICARIBE y en el espacio de
26 reserva definido por EPSA en el marco de la Convocatoria Pública UPME STR 06-2015. En
27 cualquier caso, el Inversionista seleccionado como resultado de la presente Convocatoria
28 Pública se hará cargo de la extensión del barraje a 34,5 kV o de la conexión a éste, junto
29 con las obras que ello implique.
30

31 Las coordenadas aproximadas de la Subestación Valledupar, son las siguientes:
32

33 Latitud: 10°27'32.03"N
34 Longitud: 73°16'24.10"O.
35

36 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y
37 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes
38 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para
39 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
40 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
41 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
42 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
43

1 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
2 equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
3 nivel de confiabilidad. Se deberán considerar las facilidades para los accesos, equipos y
4 obras.

5 6 **4.1.2 Espacios de Reserva**

7
8 La presente Convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
9 existentes en la subestación para futuras ampliaciones y no contempla adecuaciones sobre
10 terrenos adicionales a los necesarios para llevar a cabo las obras contempladas en esta
11 Convocatoria. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva y la subestación
12 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,
13 edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública. Esto no
14 implica que los espacios ocupados por las obras construidas en la presente Convocatoria
15 se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de
16 la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la Convocatoria.

17 18 **4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

19
20 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer
21 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
22 comunicaciones, control y protección con la infraestructura existente que pueda verse
23 afectada por el desarrollo del Proyecto.

24
25 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
26 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
27 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
28 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

29 30 **4.1.4 Servicios Auxiliares**

31
32 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
33 para la topología de la Subestación, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del
34 presente Anexo 1.

35 36 **4.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

37
38 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
39 del módulo común como se describen a continuación:

40
41 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo del Proyecto, objeto de
42 la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas y
43 edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual

1 y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial
2 en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso y/o
3 adecuaciones que sean necesarias.
4

5 El inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
6 módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras
7 civiles y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías
8 de la subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria
9 Pública. La infraestructura y módulo común de cada subestación, estarán conformados
10 como mínimo por los siguientes componentes:
11

- 12 • Infraestructura civil: Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto
13 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de la ampliación de la subestación; las
14 vías de acceso a la subestación; las vías internas de acceso a los patios de
15 conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y en
16 general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,
17 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenaje,
18 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueductos/alcantarillados, vecinos,
19 alumbrado interior y exterior, cárcamos comunes etc), y en general, todas aquellas
20 obras civiles necesarias para todas las obras descritas en el Numeral 2 del presente
21 Anexo. En caso de utilizar un predio diferente al de ELECTRICARIBE, el
22 inversionista a su voluntad, podrá proveer los puntos de conexión para la ampliación
23 de la malla de puesta a tierra previendo futuras ampliaciones.
24
- 25 • Equipos: Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del
26 presente Anexo. Se incluyen entre otros, los sistemas de automatización, de gestión
27 de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de
28 cada subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento y
29 los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el
30 cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos
31 necesarios para integrar la nueva bahía con la subestación existente, en conexiones
32 de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares.
33

34 Para llevar a cabo las obras contempladas para la instalación del tercer transformador en
35 la subestación Valledupar, se debe tener en cuenta que deberá utilizar el terreno disponible
36 para el transformador 220/34,5 kV objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 06-2015.
37 Será responsabilidad del Inversionista enterarse de las facilidades y de los requerimientos
38 que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla
39 depuesta a tierra y apantallamiento. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales
40 de equipos y mantener los arreglos y configuraciones existentes. Se deberá suministrar
41 todos los equipos y elementos requeridos para la operación óptima y segura de la
42 ampliación a realizar.
43

1 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
2 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo, e informará a la UPME el resultado de su
3 análisis.

4
5 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
6 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
7 la modifique o sustituya).

8 9 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

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

16 17 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

25 26 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

27
28 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

9
10 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
11 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
12 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

13
14 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
15 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
16 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
17 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
18 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
19 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

- 20
21 b) Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
22 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
23 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior
24 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que
25 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
26
27 c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista
28 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
29 Proyecto.
30
31 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
32 documento de cumplimiento obligatorio.

33
34 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
35 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
36 pruebas.

37
38 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
39 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
40 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
41 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
42 mantenimiento.

43

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

4 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

5
6 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
7 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
8 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la
9 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del
10 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las
11 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.
12

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

20 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:
21

22 **4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 23
- 24 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 25 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 26 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 27 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 28 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 29 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 30 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 31 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 32 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 33 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 34 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 35 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 36 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 37 • Análisis de identificación de riesgos.
38

39 **4.4.1.2 Especificaciones equipos**

- 40
- 41 • Especificación técnica equipos de patio.
- 42 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.

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

14 **4.4.1.3 Características técnicas de los equipos 34,5 kV**

15

- 16 • Características técnicas, equipos 34,5 kV.
 - 17 - Interruptores 34,5 kV
 - 18 - Seccionadores 34,5 kV.
 - 19 - Transformadores de corriente 34,5 kV.
 - 20 - Transformadores de tensión 34,5 kV.
 - 21 - Descargadores de sobretensión 34,5 kV.
 - 22 - Aisladores y cadenas de aisladores 34,5 kV.
- 23 • Dimensiones de equipos.
- 24 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 25 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 26 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 27 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 28 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 29 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y
- 30 barrajes.
- 31

32 **4.4.1.4 Planos electromecánicos**

33

- 34 • Diagrama unifilar de la subestación
- 35 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 36 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 37 • Diagrama unifilar de medidas.
- 38 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 39 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 40 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 41 • Planimetría del sistema de apantallamiento

- 1 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 2 • Planos en planta de ubicación de equipos 34,5 kV.
- 3 • Planos vista en cortes de equipos 34,5 kV.
- 4 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 5 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 6 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 7 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 8 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.
- 9

10 **4.4.1.5 Planos de obras civiles**

- 11
- 12 • Plano localización de la subestación.
- 13 • Plano disposición de bases de equipos.
- 14 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 15 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 16 • Plano de drenajes de la subestación.
- 17 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 18 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 19 • Planos casa de control.
- 20 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 21 • Plano cerramiento de la subestación.
- 22 • Plano obras de adecuación.
- 23

24 **4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

- 25
- 26 • Levantamiento topográfico del área o lote seleccionado.
- 27 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 28 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte
- 29 de equipos y materiales.
- 30 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 31 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 32 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 33 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.
- 34

35 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

36

37 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir

38 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas

39 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se

40 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de

41 Ingeniería Básica.

42

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

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

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

16
17 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
18 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista seleccionado.

19
20 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

21 22 **4.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 23
- 24 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 25 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 26 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 27 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 28 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 29 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 30 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 31 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 32 cárcamos interiores en caseta de control.
- 33 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 34 barrajes.
- 35 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
- 36 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 37 casa de control.
- 38 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 39 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 40

41 **4.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 1 • Planos para construcción de bases para equipos
- 2 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte
- 3 para equipos y pórticos a 34,5 kV.
- 4 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 5 potencia.
- 6 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 7 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 8 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 9 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 10 tableros, equipos y canales interiores.
- 11 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 12 • Planos para construcción de vías.

14 4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

15
16 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y
17 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y
18 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales
19 para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,
20 protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria
21 aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de
22 acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al
23 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

24
25 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la
26 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica
27 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

28 a. Sistema de puesta a tierra:

- 29 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
- 30 estructuras.
- 31 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 32 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- 33 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- 34 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
- 35 La Interventoría podrá solicitar acompañar la toma de medidas.
- 36 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.
- 37 La Interventoría podrá solicitar acompañar la toma de medidas.

38 b. Equipos principales:

- 39 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones,
- 40 incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- 41
- 42

- 1 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al
 2 nivel rasante del patio.
 3 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas
 4 de anclaje.
 5 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
 6 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.
 7 Diseño civil de los canales de cables.
 8 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos
 9 para cables entre los equipos y las bandejas.
 10 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.
 11
 12 c. **Equipos de patio 34,5 kV:**
 13 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de sobretensión.
 14 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
 15 de interconexión.
 16 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
 17 - Placas de características técnicas.
 18 - Información técnica complementaria y catálogos.
 19 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
 20 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
 21 - Protocolo de pruebas en fábrica.
 22 - Procedimiento para pruebas en sitio.
 23
 24 d. **Para tableros:**
 25 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de AC y DC.
 26 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
 27 control, señalización y protección.
 28 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
 29 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos
 30 respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
 31 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
 32 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
 33 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
 34 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
 35 - Diagramas de principio y unifilares
 36 - Diagramas de circuito
 37 - Diagramas de localización exterior e interior.
 38 - Tablas de cableado interno y externo.
 39 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
 40 - Diagramas de principio
 41 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
 42 diagramas de principio:

- 1 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
- 2 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
- 3 ▪ Diagramas de medición de energía.
- 4 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
- 5 ▪ Diagramas de comunicaciones.
- 6 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
- 7 - Listado de cables y borneras.
- 8 - Planos de Interfase con equipos existentes.
- 9 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
10 señalización y alarmas.
- 11
- 12 e. **Reportes de Pruebas:**
- 13 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
14 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
15 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
16 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.
17 Las instrucciones deberán estar en idioma español.
- 18

19 **4.4.3 Estudios del Sistema**

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

- 25
- 26 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
27 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
28 y de resistividad.
- 29
- 30 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 31
- 32 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
33 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 34
- 35 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 36
- 37 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
38 distancias eléctricas.
- 39
- 40 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
41 y a corto circuito.
- 42

- 1 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
2 aislados.
- 3
- 4 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 5
- 6 - Memoria de medida y análisis de la resistividad del terreno y cálculo de malla de puesta
7 a tierra.
- 8
- 9 - Análisis de riesgo y memorias del diseño de apantallamiento contra descargas
10 atmosféricas
- 11
- 12 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 13
- 14 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 15
- 16 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
17 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 18
- 19 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
20 de fallas.
- 21

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

- 24
- 25 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 26
- 27 - Origen de los datos de entrada.
- 28
- 29 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
30 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 31
- 32 - Resultados.
- 33
- 34 - Bibliografía.
- 35

36 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

37

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

40 **4.5 Equipos de Potencia**

41

42

1 **4.5.1 Transformadores de Potencia**

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

6
7 El transformador 220/34,5/13,8 kV de 60/30/30 MVA será una unidad trifásica con iguales
8 características a los transformadores de potencia existentes en la subestación Valledupar
9 220/34,5 kV. La capacidad total de 60 MVA, significa la potencia nominal que puede
10 desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel
11 del mar y temperatura ambiente en donde estará la subestación. El transformador deberá
12 tener una capacidad de sobrecarga del 30% durante 30 minutos.

13
14 El devanado terciario en 13,8 kV podrá ser utilizado por el Operador de Red y en caso de
15 necesitarlo, las obras de conexión a 13,8 kV estarán a su cargo y no harán parte de la
16 presente Convocatoria. Los costos de conexión, mantenimiento y adecuaciones correrán a
17 cargo del OR aunque deberá llegar a acuerdos con el Inversionista que se seleccione para
18 la presente Convocatoria UPME STR 04-2017 para la referida conexión a 13,8 kV.

19
20 El grupo de conexión del nuevo transformador de potencia será YN0ynd11 que deberá ser
21 confirmado con los transformadores existentes en la subestación Valledupar 220/34,5 kV.

22
23 El transformador de potencia deberá estar dotados de cambiadores de derivaciones, para
24 operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1% cada uno, con
25 la posición 1 para la máxima relación, la posición 6 para la relación nominal y la posición 21
26 para la mínima relación.

27
28 El nuevo transformador de potencia deberá tener una impedancia entre el devanado de alta
29 y el devanado de baja, medida con el cambiador en la posición nominal, igual a 11,59%,
30 sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

31
32 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores, para los
33 siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados
34 deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60076 o su equivalente ANSI/IEEE.

35
36
37 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de
38 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076 o su equivalente ANSI/IEEE. Copia de
39 los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
40 Interventoría

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

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

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

6 7 **4.5.2 Interruptores**

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

- 11
- 12 • IEC 62271 - 100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 13 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
14 standards".
- 15 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of
16 52 kV an above"
- 17

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

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

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

37 38 **4.5.3 Descargadores de Sobretensión**

39
40 Los descargadores de sobretensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición
41 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
42 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 in situ 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, 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 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
2 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

4.5.5 Transformadores de Tensión

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

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

16 Los transformadores de tensión podrán ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
17 fase y tierra o inductivo en función de las condiciones de la subestación. El soporte de tal
18 elección deberá ser presentado al Interventor. La precisión de cada devanado debe
19 cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser
20 según normas IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los
21 requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

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

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

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

4.5.6 Transformadores de Corriente

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

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

5
6 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
7 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
8 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
9 025 de 1995, en su última revisión.

10
11 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
12 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
13 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
14 pertinentes de la Interventoría.

15
16 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
17 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
18 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
19 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
20 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

21
22 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in sitio para verificar las
23 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Corriente.

24 25 **4.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

26
27 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
28 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
29 cumplir la siguiente normatividad:

30
31 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
32 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
33 lo indicado en estas especificaciones.

- 34
35 • IEC60071-Insulation Coordination.
36 • IEC62271-203 High voltage switchgear and controlgear.
37 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
38 • IEC60270-Partial discharge measurement.
39 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
40 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
41 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
42 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.

- 1 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 2 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 3 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

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

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

10 11 **4.5.8 Sistema de puesta a tierra**

12
13 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
14 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
15 Substation Grounding" y a los requerimientos del RETIE.

16
17 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en
18 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado
19 en cualquier lugar de esta, al que tenga acceso.

20
21 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra, mínimo en
22 dos puntos, con la longitud más corta de bajante y lo más conveniente en ubicación.

23
24 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
25 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

26
27 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
28 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y
29 las tensiones de paso y contacto, según requerimientos del RETIE. La Interventoría podrá
30 solicitar acompañar la ejecución de estas medidas.

31 32 **4.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

33
34 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
35 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
36 aterrizados con cables bajantes de cobre.

37
38 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
39 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
40 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

41 42 **4.6 Equipos de Control y Protección**

1 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
2 control y protección:
3

4 **4.6.1 Sistemas de Protección**

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

13
14 El esquema de protección para transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de
15 protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador
16 con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas. Deberá disponer además de
17 restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y
18 condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos
19 cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de
20 sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras
21 funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de
22 cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de
23 transformador correspondiente

24
25 Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP-
26 para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación
27 diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la
28 subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente;
29 las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los
30 CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los
31 interruptores. Los SP diferenciales de barra, deber ser seleccionado considerando las
32 ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de
33 transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras
34 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

35
36 Los relés de protección y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología
37 numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar
38 dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
39 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
40 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
41 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
42 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
43 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

1
2 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
3 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
4 modificaciones.

5
6 **4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

7
8 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
9 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
10

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.</p> <p>Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.</p> <hr/> <p>La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.</p>
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <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>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>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>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 de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vac, 125 Vdc, 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
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14

4.6.2.1 Características Generales

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

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

1 de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la
2 verificación de cumplimiento.

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

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

- 12
- 13 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,
14 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 15
- 16 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 17 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre
 - 18 equipos vía la red.
 - 19 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización
 - 20 de la Subestación.
 - 21
- 22 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
23 funciones:
 - 24 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 25 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 26 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 27 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación
 - 28 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni
 - 29 detener el sistema.
 - 30 ○ Mantenimiento de cada equipo.
 - 31 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
 - 32 del sistema.
 - 33

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

41
42 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
43 Subestación:

- 1
- 2 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 3 Subestación.
- 4
- 5 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
- 6 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
- 7 de un reloj GPS.
- 8
- 9 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 10 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 11

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

18

19 **4.6.3 Medidores multifuncionales**

20

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

27

28 **4.6.4 Controladores de Bahía**

29

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

35

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

- 41
- 42 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 43 • Despliegue de alarmas.

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

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

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

13 14 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

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

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

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

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

36 37 **4.6.6 Switches**

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

- 41
- 42 • Deberá cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.

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

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

20 **4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

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

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

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

38 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

39 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

40
41
42

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

9
10 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
11 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
12 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
13 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de
14 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
15 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
16 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

17 18 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

19
20 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
21 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
22 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
23 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
24 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
25 establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

26 27 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

28
29 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de
30 una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA.
31 Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la
32 información del proceso.

33
34 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
35 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
36 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 37 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 38 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 39 • Comunicación con el CND.
- 40 • Comunicación con la red de área local.
- 41 • Facilidades de mantenimiento.
- 42 • Facilidades para entrenamiento.
- 43 • Función de bloqueo.

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

17

18 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

19

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

21 en su última revisión.

22

23 **4.7 Obras Civiles**

24

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

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

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

28 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10

29

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

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

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

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

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

35 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:

36

- 37 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.

38

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

41

- 1 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y
2 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones
3 hechas en campo verificadas por el Interventor.
4

5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

10 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
11 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
12 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG
13 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo
14 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.
15

16 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
17 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
18 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar
19 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por
20 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
21 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con
22 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.
23

24 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes
25 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los
26 requerimientos del CND, vigentes:
27

- 28 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 29
- 30 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
31 asociadas.
32
- 33 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
34 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
35 protecciones.
36
- 37 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
38

39 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución
40 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
41 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
42

5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

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

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

6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

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

8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los

1 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
2 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico.

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 34,5 kV

10

11