

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 08 DE 2014

(UPME 08 - 2014)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LA SUBESTACIÓN VALLEDUPAR 220 kV**

Bogotá D. C., Diciembre de 2014

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	5
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
8	2.1 Descripción de Obras en la Subestación Valledupar 220 kV	7
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
10	2.2.1 En la Subestación Valledupar 220 kV	9
11	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	11
12	3.1 Parámetros del Sistema	11
13	3.2 Nivel de Corto Circuito	12
14	3.3 Materiales	12
15	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	12
16	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	13
17	3.6 Pruebas en Fábrica	13
18	4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	13
19	4.1 General	14
20	4.1.1 Predio de las subestaciones	14
21	4.1.2 Espacios de Reserva	15
22	4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	16
23	4.1.4 Servicios Auxiliares	16
24	4.1.5 Infraestructura y Módulo Común	16
25	4.2 Normas para Fabricación de los Equipos	17
26	4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	17
27	4.4 Procedimiento General del Diseño	18
28	4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	19
29	4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas	20
30	4.4.1.2 Especificaciones equipos 220 kV	20
31	4.4.1.3 Características técnicas de los equipos 220 kV	21
32	4.4.1.4 Planos electromecánicos 220 kV	21
33	4.4.1.5 Planos de obras civiles	22
34	4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo	22
35	4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	22
36	4.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles	23
37	4.4.2.2 Planos de obras civiles	23
38	4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico	24
39	4.4.3 Estudios del Sistema	26
40	4.4.4 Distancias de Seguridad	28
41	4.5 Equipos de Potencia	28

1	4.5.1	Compensación Capacitiva 220 kV	28
2	4.5.2	Interruptores 220 kV	29
3	4.5.3	Descargadores de Sobretensión.....	31
4	4.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	32
5	4.5.5	Transformadores de Tensión a 220 kV	34
6	4.5.6	Transformadores de Corriente a 220 kV	35
7	4.5.7	Equipo GIS o Híbrido.....	37
8	4.5.8	Sistema de Puesta A Tierra	38
9	4.5.9	Apantallamiento de la Subestación.....	38
10	4.5.10	Pruebas en Sitio para el Sistema de Puesta a Tierra.....	38
11	4.6	Equipos de Control y Protección	39
12	4.6.1	Sistemas de Protección	39
13	4.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	39
14	4.6.2.1	Características Generales.....	41
15	4.6.4	Controladores de Bahía	44
16	4.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	45
17	4.6.6	Switches	46
18	4.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	46
19	4.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	47
20	4.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	48
21	4.7	Obras Civiles.....	48
22	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	49
23	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio	49
24	5.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	50
25	6.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	51
26	7.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	51
27	8.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	51
28	9.	FIGURAS	51
29			

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 08 - 2014.

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

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

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

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

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

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

1.2 Definiciones

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

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y mantenimiento de la expansión de la Subestación Valledupar 220 kV, la cual comprende las siguientes obras:

- i. Extensión del barraje de la existente Subestación Valledupar 220 kV, ubicada en jurisdicción del municipio de Valledupar – Cesar.
- ii. Construcción de una (1) bahía de compensación capacitiva, en configuración anillo, en la existente Subestación Valledupar 220 kV, ubicada en jurisdicción del municipio de Valledupar – Cesar.
- iii. Suministro e instalación de una compensación capacitiva de 50 MVar (2 pasos de 25 MVar), conformada por banco de capacitores a 220 kV, tipo intemperie, con reactores limitadores de corriente de inserción y supresores de armónicos,

- 1 transformador de corriente, con diseño para detectar las corrientes de desbalance
2 del neutro, según diseño, en la existente Subestación Valledupar 220 kV, ubicada
3 en jurisdicción del municipio de Valledupar – Cesar.
- 4 iv. Construcción de una (1) bahía de transformación a 220 kV en configuración anillo,
5 en la existente Subestación Valledupar 220 kV, ubicada en jurisdicción del
6 municipio de Valledupar – Cesar.
- 7 v. Los espacios de reserva establecidos en el numeral 4.1.2 del presente documento.

8
9 **NOTAS:**

- 10
11 1. Se permite realizar la expansión de la Subestación dentro de un radio de
12 quinientos (500) metros, medidos a partir de las coordenadas de localización
13 señaladas en el presente Anexo para la existente Subestación Valledupar 220 kV.
14
15
16 2. Se podrá derivar una de las líneas existentes Copey – Valledupar 220 kV y utilizar
17 un tramo como extensión de barra para la conexión de la expansión a la existente
18 Subestación Valledupar 220 kV. El Transmisor deberá hacerse cargo de las obras
19 y equipos necesarios para derivar la Línea. Adicionalmente, el tramo de Línea
20 hacia la existente barra en la Subestación Valledupar 220 kV deberá ser reforzado
21 para su utilización como extensión de barra. En este caso, la configuración de la
22 expansión, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 08-2014, deberá ser
23 interruptor y medio.
24
25
26 3. El banco de transformación 220/110 kV, que se conectará en la Subestación
27 Valledupar, y sus respectivas bahías en el lado de baja tensión (110 kV), no hacen
28 parte del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 08 – 2015, por tratarse
29 de activos del STR. La frontera entre el Transmisor y el STR en la Subestación
30 Valledupar 220 kV será en los bornes de alta de los transformadores.
31
32 4. Los diagramas unifilares de las subestaciones objeto de la presente Convocatoria
33 Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una
34 disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar los diagramas unifilares
35 previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si
36 la propuesta de modificación presentada afecta a terceros, deberán establecerse
37 acuerdos previos a la solicitud.
38

- 1 5. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente
 2 Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse
 3 para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre
 4 el corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser
 5 removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.
 6

7 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación Valledupar 220 kV**

8
 9 Las obras en la Subestación Valledupar 220 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la
 10 selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de la expansión de la
 11 Subestación Valledupar, la cual requiere la extensión del barraje 220 kV y la instalación
 12 de los siguientes equipos:
 13

Ítem	Equipos Expansión Subestación Valledupar220 kV	Cantidad
1	Bahía de compensación capacitiva a 220 kV en configuración anillo*	1
2	Módulo de compensación capacitiva, 50 MVar (2 pasos de 25 MVar)	1
3	Bahías de transformación a 220 kV, en configuración anillo*.	1
4	Módulo común**	1
5	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

14
 15 *La configuración de la expansión podrá cambiarse de anillo a interruptor y medio, previa revisión y
 16 concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME

17
 18 **Construcción o adecuación, de ser necesario.

19
 20 La expansión de la Subestación Valledupar deberá prever los espacios de reserva
 21 señalados en el numeral 4.1.2 del presente Anexo.
 22

23 El banco de capacitores a 220 kV – 50 MVar (2 pasos de 25 MVar), será tipo intemperie,
 24 con reactores limitadores de corriente de inserción y supresores de armónicos,
 25 transformador de corriente, con diseño para detectar las corrientes de desbalance del
 26 neutro, según diseño.
 27

28 Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del
 29 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una

1 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
2 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI, cumpliendo con la
3 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

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

8
9 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías, en
10 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la
11 infraestructura existente en la Subestación Valledupar 220 kV.

12
13 Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los
14 transformadores 220/110 kV, tanto el Transmisor como el Transmisor Regional podrán
15 consultar el oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad
16 de los involucrados, consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

17
18 El diagrama unifilar de la Subestación Valledupar 220 kV se muestra en la Figura 1.

19
20 Nota: Se permite que la expansión de la Subestación Valledupar 220 kV sea en
21 configuración interruptor y medio, para lo cual el Transmisor deberá construir una
22 extensión de barra con las mismas características de la barra existente.

23 Se podrá utilizar un tramo de una (1) de las existentes Líneas Copey-Valledupar 220 kV
24 como extensión de barra para la conexión de la expansión a la barra existente en la
25 Subestación Valledupar 220 kV. En este caso, el Transmisor deberá hacerse cargo de las
26 obras y equipos necesarios para interceptar la Línea. Adicionalmente, el tramo de Línea
27 hacia la existente barra en la Subestación Valledupar 220 kV deberá ser reforzado para
28 su utilización como extensión de barra. A manera de información, En la Figura 2, se ilustra
29 el diagrama unifilar de la Subestación Valledupar 220 kV con una de las posibles
30 alternativas de expansión, no obstante será responsabilidad del Inversionista analizar y
31 seleccionar su propuesta.

32 33 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

34
35 El Transmisor, deberá garantizar el terreno necesario para la construcción del Proyecto
36 descrito en el Numeral 2.1. Además deberá tener en cuenta lo definido en el Código de
37 Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes
38 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe
39 establecer un contrato de conexión con el responsable y propietario de los activos
40 relacionados.

41

1 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
2 existente, deberá informar al Interventor y acordar estas modificaciones en el contrato de
3 conexión con el responsable y propietario de los activos relacionados. Estas obras
4 estarán a cargo del Transmisor.

6 **2.2.1 En la Subestación Valledupar 220 kV**

8 **STN**

9 El propietario de la Subestación Valledupar 220 kV existente es TRANSELCA S.A E.S.P.
10 Esta subestación a nivel de 220 kV tiene una configuración anillo.

12 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
13 Valledupar 220 kV, es el barraje.

15 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
16 Pública y TRANSELCA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según
17 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
18 ubicación de las obras descritas en el Numeral 2.1, del espacio para la ubicación de los
19 tableros de control y protecciones de los módulos de 220 kV; enlace al sistema de control
20 del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de conexión
21 deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la
22 expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del
23 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus
24 condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras y
25 condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para la construcción, punto
26 de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
27 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con
28 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

30 **Nota:** En caso de utilizar un tramo de una (1) de las existentes Líneas Copey-Valledupar
31 220 kV como extensión de barra para la conexión de la expansión a la barra existente en
32 la Subestación Valledupar 220 kV, se deberán llegar a acuerdos con el propietario de la
33 infraestructura y suscribir el correspondiente contrato de conexión. El propietario de la
34 Línea Copey-Valledupar 1 220 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P. y el propietario de la Línea
35 Copey-Valledupar 2 220 kV es ISA-INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.

37 El contrato de conexión entre el Transmisor y el propietario de la Línea, deberá incluir,
38 entre otros aspectos y según corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con
39 cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las subestaciones Copey y
40 Valledupar 220 kV que se generen producto del presente Proyecto. dentro de los cuatro
41 (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos

1 Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al
2 menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las
3 obras y condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para la
4 construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en
5 conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán
6 solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del
7 contrato de conexión.

8
9 El Transmisor deberá hacerse cargo de las obras, infraestructura y equipos necesarios
10 para interceptar la Línea existente, conservado sus características de diseño.
11 Adicionalmente, el tramo de Línea hacia la existente barra en la Subestación Valledupar
12 220 kV deberá ser reforzado para su utilización como extensión de barra.

13 14 **STR**

15 De acuerdo con lo aprobado por la UPME para el STR de la zona, se prevé la conexión
16 de un (1) transformador 220/110 kV de 100 MVA, en la Subestación Valledupar 220 kV.
17 La frontera entre el Transmisor y el Transmisor Regional será en los bornes de alta de los
18 transformadores. Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de
19 transformación del lado de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por
20 fase para la conexión entre las bahías y los transformadores del OR, incluyendo las
21 estructuras y aisladores soporte.

22
23 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria
24 Pública UPME 08 – 2014 y el Transmisor Regional, deberá incluir, entre otros aspectos y
25 según corresponda, lo relacionado con las condiciones para la conexión de un (1) banco
26 de transformación 220/110 kV y del espacio para la ubicación de los tableros de control y
27 protecciones de los módulos; enlace al sistema de control del CND; y suministro de
28 servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las
29 partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG
30 que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente
31 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno
32 en el cual se realizarán las obras y condiciones para acceder al mismo, obligaciones de
33 las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual
34 deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de
35 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la
36 fecha de firma del contrato de conexión.

37
38 Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los
39 transformadores 220/110 kV, tanto el Transmisor como el Transmisor Regional podrán
40 consultar el oficio CREG S-2009-000213 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad
41 de los involucrados, consultar o validar su vigencia y/o modificaciones.

1 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

2
3 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
4 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
5 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
6 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
7 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
8 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
9 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

10
11 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
12 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

13
14 **3.1 Parámetros del Sistema**

15
16 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser
17 nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN,
18 las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

19
20

Tensión nominal	220 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3

21
22
23
24

25 En caso de intervenir una de las Líneas Copey-Valledupar 220 kV, con el objeto de utilizar
26 un tramo como extensión de barra, se deberá garantizar que la modificación a la existente
27 Línea no varíe sus características de diseño, por lo tanto, el tramo que intercepta la Línea
28 hacia la Subestación Copey, deberá ser aéreo y utilizar el mismo conductor de fase y
29 cable de guarda, configuración, etc, y podrá compartir estructuras de soporte. Se deberá
30 cumplir con toda la normatividad aplicable. Todos los costos asociados están a cargo del
31 Transmisor.

32
33 El tramo desde la expansión de la Subestación hacia la existente barra 220 kV podrá ser
34 subterráneo o aéreo en cuyo caso se permite compartir estructuras. En cualquier caso,
35 deberá tener como mínimo las mismas características de capacidad de corriente que
36 posee la existente barra de la Subestación Valledupar 220 kV. Se deberá cumplir con toda
37 la normatividad aplicable. Todos los costos asociados están a cargo del Transmisor.

3.2 Nivel de Corto Circuito

El Transmisor 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 de líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA. Para esta determinación podrá servir como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado por la UPME o publicaciones realizadas por la UPME sobre estas características del STN. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas.

3.3 Materiales

Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el Proyecto, 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 Transmisor deberá presentar para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

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

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

En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo

1 Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique
2 o sustituya.

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

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

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

3.6 Pruebas en Fábrica

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

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

4. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

39 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación Valledupar 220 kV.

1 **4.1 General**

2

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

6

7 La siguiente tabla presenta las características de la subestación que hacen parte del
8 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

9

ítem	Descripción	Fundación 220 kV
1	Configuración	Anillo
2	Tipo de subestación	Convencional AIS
3	Subestación nueva	NO
4	Propietario de la Subestación	TRANSELCA S.A. E.S.P

10

11 **4.1.1 Predio de las subestaciones**

12

13 **Subestación Valledupar 220 kV**

14

15 El predio para la expansión de la Subestación Valledupar 220 kV será el que adquiera el
16 Inversionista al inicio de la ejecución junto a la Subestación existente Valledupar 220 kV,
17 la cual se encuentra en inmediaciones del municipio de Valledupar departamento del
18 Cesar, propiedad de TRANSELCA S.A. E.S.P., en un radio máximo de 500 m a partir de
19 sus coordenadas de localización señaladas en el presente Anexo considerando las
20 facilidades para los accesos y obras del Proyecto y el acceso de los equipos de conexión
21 del STR.

22

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

24

25 Latitud: 10°27'32.03"N

26 Longitud: 73°16'24.10"O.

27

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

35

1 En la selección del predio de la Subestación, el Inversionista deberá analizar todos los
2 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán considerar los
3 riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
4 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte de la selección del predio, el cual
5 deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las
6 memorias del proyecto.

7
8 El Transmisor deberá dotar la Subestación Valledupar 220 kV del espacio físico
9 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública
10 UPME 08 – 2014, los espacios de reserva definidos en el numeral 4.1.2 de este Anexo 1 a
11 nivel del STN y el espacio requerido para los equipos y demás elementos necesarios para
12 la conexión del STR.

13 14 **4.1.2 Espacios de Reserva**

15
16 Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la presente Convocatoria Pública
17 UPME 08 – 2014 y por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos
18 constitutivos del módulo común, como se describe en el numeral 4.1.5 del presente Anexo
19 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de la presente Convocatoria.

20
21 A nivel del STN, en la Subestación Valledupar 220 kV se deberán incluir espacios de
22 reserva para la futura instalación de:

- 23
24 • Dos (2) bahías sean de línea o transformación.

25
26 Se debe garantizar que los espacios de reserva en las subestaciones del STN y del STR
27 no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea,
28 edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.

29
30 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos
31 en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá
32 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las
33 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.
34 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán
35 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación,
36 hasta tanto sean ocupados.

37
38 El Transmisor preparará un documento en el cual se indiquen las características de los
39 espacios de reserva establecidos en el presente Anexo y planos con la disposición de los
40 espacios propuesta para la ubicación futura de las bahías de reserva. Esto deberá ser

1 entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las exigencias para los
2 espacios de reserva.

4.1.3 Conexiones con Equipos Existentes

6 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
7 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
8 protección de las nuevas bahías de la Subestación Valledupar 220 kV, con la
9 infraestructura existente en la Subestación Valledupar 220 kV, y en la Subestación Copey
10 en caso de intervención de una de las Líneas.

4.1.4 Servicios Auxiliares

14 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
15 topología de la subestación Valledupar 220 kV.

17 Los siguientes son los niveles de tensión a utilizar en los servicios auxiliares a instalar:

19 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
20 Servicios Auxiliares DC	125V

4.1.5 Infraestructura y Módulo Común

24 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos
25 constitutivos del módulo común como se describe a continuación:

27 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones de
28 220 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías
29 internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el
30 predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el
31 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías
32 de acceso al predio de esta nueva subestación y/o adecuaciones que sean necesarias.

34 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura
35 y módulo común de la expansión de la Subestación Valledupar 220 kV, es decir las obras
36 civiles y los equipos que sirven para la conexión de las obras descritas en el Numeral 2.1.
37 La infraestructura y módulo común de la expansión de la Subestación, estarán
38 conformados como mínimo por los siguientes componentes:

40 **Infraestructura civil:** Toda la necesaria para la expansión de la actual Subestación
41 Valledupar 220 kV, entre otros: pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si

1 existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la subestación y/o adecuación de
2 las existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones Subestación y/o
3 adecuación de las existentes; la adecuación del terreno. En el espacio que ocupará la
4 expansión de la Subestación Valledupar 220 kV, incluye según se requiera
5 construcciones, modificaciones y/o ampliaciones a: alcantarillado; filtros y drenajes; pozo
6 séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado
7 interior y exterior y cárcamos comunes.

8
9 **Equipos:** Todos los equipos necesarios para la expansión de la actual Subestación
10 Valledupar 220 kV, entre otros: los sistemas de automatización, de gestión de medición,
11 de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación, los
12 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares AC y
13 DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas.

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

18
19 **NOTA:** Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la
20 Subestación Valledupar 220 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública, el
21 Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las facilidades
22 para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones
23 de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

24 25 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

26
27 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
28 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
29 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
30 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
31 *Radioélectriques – CISPR.* El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
32 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
33 eminentemente técnicos y de calidad.

34 35 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

36
37 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
38 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de
39 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of
40 Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al

1 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son
2 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

4 4.4 Procedimiento General del Diseño

5 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 6
7
8 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que
9 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

10
11 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
12 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
13 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
14 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
15 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
16 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
17 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
18 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
19 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
20 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
21 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte,
22 almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de
23 construcción y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los
24 cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos
25 del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los
26 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para
27 efectuar las pruebas funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las
28 pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto
29 y los procedimientos de operación y mantenimiento.

30
31 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
32 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
33 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

34
35 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
36 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
37 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
38 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
39 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las
40 Especificaciones Técnicas del Proyecto.

41

- 1 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
2 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
3 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán
4 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los
5 acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
6
- 7 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,
8 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
9
- 10 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
11 documento de cumplimiento obligatorio.
12

13 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
14 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
15 pruebas.
16

17 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
18 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
19 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la
20 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la
21 operación y mantenimiento.
22

23 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
24 entregada a la Interventoría para revisión.
25

26 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

27

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

35 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Transmisor al
36 Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para
37 conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá
38 solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios
39 respectivos al Transmisor y a la UPME la respectiva recomendación si es del caso.
40
41

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

2
3 **4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 4
- 5 • Criterios básicos de diseño electromecánico
 - 6 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
 - 7 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas portacables
 - 8 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
 - 9 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
 - 10 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
 - 11 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
 - 12 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
 - 13 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
 - 14 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
 - 15 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
 - 16 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
 - 17 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
 - 18 • Análisis de identificación de riesgos.

19
20 **4.4.1.2 Especificaciones equipos 220 kV**

- 21
- 22 • Especificación técnica equipos de patio.
 - 23 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
 - 24 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
 - 25 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
 - 26 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
 - 27 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
 - 28 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
 - 29 equipos.
 - 30 • Especificación funcional del sistema de control.
 - 31 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
 - 32 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
 - 33 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
 - 34 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
 - 35 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.
- 36
37
38

1 **4.4.1.3 Características técnicas de los equipos 220 kV**

- 2
- 3 • Características técnicas, equipos 220 kV.
- 4 - Interruptores 220 kV
- 5 - Seccionadores 220 kV.
- 6 - Transformadores de corriente 220 kV.
- 7 - Transformadores de tensión 220 kV.
- 8 - Descargadores de sobretensión 220 kV.
- 9 - Aisladores y cadenas de aisladores 220 kV.
- 10 • Dimensiones de equipos.
- 11 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 12 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 13 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 14 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 15 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 16 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y
- 17 barrajes.
- 18

19 **4.4.1.4 Planos electromecánicos 220 kV**

- 20
- 21 • Diagrama unifilar de la subestación
- 22 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 23 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 24 • Diagrama unifilar de medidas.
- 25 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 26 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 27 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 28 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 29 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 30 • Planos en planta de ubicación de equipos 220 kV.
- 31 • Planos vista en cortes de equipos 220 kV.
- 32 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 33 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 34 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 35 • Planos de ruta de bandejas portacables, cárcamos y tuberías.
- 36 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.
- 37
- 38

1 **4.4.1.5 Planos de obras civiles**

- 2
- 3 • Plano localización de la subestación.
- 4 • Plano disposición de bases de equipos.
- 5 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 6 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 7 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 8 • Plano de drenajes de la subestación.
- 9 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 10 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 11 • Planos casa de control.
- 12 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 13 • Plano cerramiento de la subestación.
- 14 • Plano obras de adecuación.

15

16 **4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

- 17
- 18 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 19 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 20 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 21 transporte de equipos y materiales.
- 22 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 23 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 24 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 25 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

26

27 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

28

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

30 definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye

31 todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería.

32 Se fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la

33 fase de Ingeniería Básica.

34

35 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Transmisor al

36 Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para

37 conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá

38 solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios

39 respectivos al Transmisor y a la UPME si es del caso.

40

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

5
6 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y
7 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán
8 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Transmisor y
9 a la UPME si es del caso.

10
11 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,
12 la UPME podrá trasladar consultas al Transmisor.

13
14 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

15 16 **4.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 17
- 18 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 19 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 20 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 21 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 22 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 23 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 24 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 25 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 26 cárcamos interiores en caseta de control.
- 27 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 28 barrajes.
- 29 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
- 30 rígido.
- 31 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 32 casa de control.
- 33 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 34 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 35

36 **4.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 37
- 38 • Planos para construcción de bases para equipos
- 39 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
- 40 soporte para equipos y pórticos a 220 kV.

- 1 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 2 potencia.
- 3 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 4 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 5 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 6 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 7 tableros, equipos y canales interiores.
- 8 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 9 • Planos para construcción de vías

11 4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

12
13 El Transmisor será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y
14 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y
15 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales
16 para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,
17 protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria
18 aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de
19 acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al
20 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

21
22 El Transmisor deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la
23 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica
24 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

25 a. Sistema de Puesta a Tierra:

- 26 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
- 27 estructuras.
- 28 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 29 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- 30 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- 31 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el retie.
- 32 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el retie.

33 b. Equipos principales:

- 34 • Equipos de patio: disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones,
- 35 incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- 36
- 37
- 38
- 39

- 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,
- 4 sistemas 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 220 kV:**
- 13
- 14 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de
- 15 sobretensión.
- 16 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
- 17 de interconexión.
- 18 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
- 19 - Placas de características técnicas.
- 20 - Información técnica complementaria y catálogos.
- 21 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
- 22 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
- 23 - Protocolo de pruebas en fábrica.
- 24 - Procedimiento para pruebas en sitio.
- 25
- 26 **d. Para tableros:**
- 27
- 28 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. Y c.c.
- 29 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
- 30 control, señalización y protección.
- 31 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
- 32 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y
- 33 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
- 34 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- 35 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 36 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
- 37 telecontrol y teleprotección, incluyendo.
- 38 - Diagramas de principio y unifilares
- 39 - Diagramas de circuito
- 40 - Diagramas de localización exterior e interior.

- 1 - Tablas de cableado interno y externo.
- 2 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
- 3 - Diagramas de principio
- 4 - El contratista debe entregar como mínimo, los siguientes diagramas de
- 5 principio:
- 6 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
- 7 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
- 8 ▪ Diagramas de medición de energía.
- 9 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
- 10 ▪ Diagramas de comunicaciones.
- 11 • Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la subestación.
- 12 • Listado de cables y borneras.
- 13 • Planos de interfase con equipos existentes.
- 14 • Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
- 15 señalización y alarmas.

17 e. Reportes de pruebas:

- 18
- 19 • Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
- 20 prueba, el transmisor deberá suministrar a la interventoría dos (2) copias que
- 21 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
- 22 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.
- 23 • Las instrucciones deberán estar en idioma español.
- 24

25 4.4.3 Estudios del Sistema

26

27 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines

28 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros

29 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los

30 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos

31 y/o memorias de cálculo:

32

- 33 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
- 34 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos,
- 35 sísmicos y de resistividad.
- 36
- 37 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 38
- 39 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
- 40 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.

- 1 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 2
- 3 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
- 4 distancias eléctricas.
- 5
- 6 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
- 7 y a corto circuito.
- 8
- 9 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
- 10 aislados.
- 11
- 12 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 13
- 14 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 15
- 16 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 17
- 18 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 19
- 20 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo
- 21 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 22
- 23 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
- 24 de fallas.

25
26 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
27 como mínimo los siguientes aspectos:

- 28
- 29 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 30
- 31 - Origen de los datos de entrada.
- 32
- 33 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
- 34 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 35
- 36 - Resultados.
- 37
- 38 - Bibliografía.
- 39
- 40

1 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

2
3 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los
4 lineamientos establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

5
6 **4.5 Equipos de Potencia**

7
8 **4.5.1 Compensación Capacitiva 220 kV**

9
10 El Proyecto incluye la instalación de un módulo de compensación capacitiva de 50 MVAR,
11 de 2 pasos cada uno de 25 MVAR, y su correspondiente bahía de conexión.

12
13 El módulo de compensación será un banco de capacitores a 220 kV, tipo intemperie, con
14 reactores limitadores de corriente de inserción y supresores de armónicos, transformador
15 de corriente, con diseño para detectar las corrientes de desbalance del neutro, según
16 diseño, en la existente Subestación Valledupar 220 kV.

17
18 En general, deberá tener el equipo necesario para su correcto funcionamiento, como
19 equipos de protección, reactancias de amortiguamientos, control, puesta a tierra, medida,
20 equipos auxiliares, filtros, etc, y se debe realizar la totalidad de las obras civiles
21 correspondientes para el adecuado montaje del módulo de compensación.

22
23 Especificaciones del Capacitor:

24
25 TIPO DE OPERACIÓN: Exterior
26 NORMAS DE FABRICACIÓN: ANSI - IEC
27 FRECUENCIA: 60 Hz
28 NÚMERO DE FASES: 3

29
30 El Transmisor deberá elaborar un documento soporte que contenga el estudio de calidad
31 de la potencia, y que demuestre que la compensación no entra en resonancia con el
32 sistema, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará
33 parte de las memorias del proyecto. El transmisor se obliga a responder y solucionar los
34 problemas de calidad de la potencia, especialmente amplificaciones armónicas, que se
35 generen por la entrada en operación del módulo de compensación.

36
37 **Pruebas de rutina:** Los reactores deberán ser sometido a las pruebas de rutina
38 establecidos en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de
39 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

40

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

5
 6 **4.5.2 Interruptores 220 kV**

7
 8 Los interruptores de potencia a 220 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
 9 edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo
 10 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
- 16 voltages of 52 kV an above"
- 17

18 Los interruptores de potencia a 220 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con
 19 las siguientes características técnicas:

Ítem	Interruptores de Potencia	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 62271-100, o ANSI equivalente
2	Tensión nominal de operación	220 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Corriente nominal de operación	1600 A
5	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
6	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
7	Mecanismo de operación	A resorte
8	Tipo de operación y accionamiento	Monopolar y tripolar
9	Medio de extinción del arco	SF6
10	Secuencia de maniobras de recierre asignada	O-0,3s-CO-3min-CO
11	Número de bobinas de apertura por mecanismo	2
12	Número de bobinas de cierre por mecanismo	1
13	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

21
 22

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

3
4 Los interruptores para el módulo de compensación deberán ser de mando sincronizado y
5 deberán ser capaces de interrumpir corrientes capacitivas.

6
7 Todos los interruptores, en configuración interruptor y medio, deberán contar con
8 transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor, de acuerdo con la
9 recomendación IEEE Std C37.234-2009 "IEEE Guide for Protective Relay Applications to
10 Power System Buses".

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

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

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

28
29 **Pruebas en Sitio:** Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para
30 los Interruptores de Potencia a 220 kV:

- 31
32
- 33 • Inspección visual.
 - 34 • Inspección y verificación de mecanismos de operación, apertura y cierre manual.
 - 35 • Verificar distancias eléctricas
 - 36 • Verificación presión de gas.
 - 37 • Pruebas del gas, alarma y disparo por baja presión de gas.
 - 38 • Pruebas de Aislamiento.
 - 39 • Factor de Potencia.
 - 40 • Verificación de mando local y a distancia, apertura y cierre.
 - Prueba de resistencia de contactos.

- 1 • Prueba de simultaneidad de polos al cierre a la apertura.
- 2 • Verificación de los enclavamientos.
- 3 • Verificación de indicación y señalización local y remota.
- 4 • Verificación de la secuencia nominal de operación.
- 5 • Verificación de ajustes y operación de los relés auxiliares, contactores, bobinas,
- 6 suiches y válvulas de presión, suiches auxiliares y selectores, botones pulsadores,
- 7 luces, calentadores, resistencia de aislamiento del equipo eléctrico.
- 8 • Verificación de hermeticidad.
- 9 • Prueba de operación mecanismo de accionamiento.
- 10 • Comprobar ciclo de operación sin carga del resorte.
- 11 • Tiempo de Operación durante una operación automática de recierre.
- 12 • Consumo y Resistencia de Bobinas de Cierre y Apertura
- 13 • Corriente de operación del motor.
- 14 • Verificación de disparos por protecciones.
- 15 • Verificar la puesta a tierra.
- 16 • Verificación de placa de características.
- 17 • Verificar ausencia de fugas de SF6

19 4.5.3 Descargadores de Sobretensión

20
21 Los descargadores de sobretensión a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la
22 última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de
23 equipo a suministrar

- 24
- 25 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for
- 26 a.c. systems"
- 27 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and
- 28 controlgear".
- 29

30 Los descargadores de sobretensiones a 220 kV a suministrar deberán cumplir como
31 mínimo con las siguientes características técnicas:

Ítem	Descargadores de Sobretensión	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 60099-4 o ANSI equivalente
2	Tensión nominal de operación	220 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Tensión asignada (Ur)	192/196/198 kV
5	Corriente de descarga soportada	20 kA

Ítem	Descargadores de Sobretensión	Característica Garantizada
6	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
7	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
8	Capacidad mínima de disipación de energía asignada para dos impulsos de larga duración, 3000microsegundos	≥8 kJ/kV
9	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

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

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

12
13 **Pruebas en Sitio:** Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para
14 los descargadores de sobretensión a 220 kV:

- 15
- 16 • Inspección visual.
- 17 • Verificación anclaje y conexiones.
- 18 • Verificar distancias eléctricas.
- 19 • Pruebas de aislamiento.
- 20 • Contador de descarga, verificación de operación.
- 21 • Verificar la puesta a tierra.
- 22 • Verificación de la placa de características.
- 23 • Verificar la corriente de fuga.
- 24

25 4.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

26
27 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 230 kV, deben cumplir las
28 prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según
29 se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 30
- 31 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
32 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".

Los Seccionadores y Seccionadores de puesta a tierra a 220 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con las siguientes características técnicas:

Ítem	Seccionadores y seccionadores de Puesta a Tierra	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 62271- 102 IEC 61129, o ANSI equivalente.
2	Tensión nominal de operación	220 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
5	Corriente nominal de operación	1600 A
6	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
7	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

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 Transmisor 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 Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

Pruebas en Sitio: Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 220 kV:

- Inspección visual.
- Verificación de Alineación – anclaje y conexiones.
- Verificar distancias eléctricas.
- Pruebas de Aislamiento.

- Verificación de cierre total y apertura total.
- Prueba de resistencia de contactos.
- Verificación ajuste de contactos en posición cerrada.
- Verificación apertura y cierre local y remoto
- Tiempo de Operación del Seccionador (Apertura y Cierre).
- Corriente del motor para apertura y cierre.
- Operación cuchilla de puesta a tierra.
- Verificar la puesta a tierra.
- Verificación de las placas de características

4.5.5 Transformadores de Tensión a 220 kV

Los Transformadores de Tensión a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

- IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear"

Los Transformadores de tensión a 220 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con las siguientes características técnicas:

Ítem	Transformadores de Tensión	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 60044-2, IEC-60044-5 IEC 60358, o ANSI equivalente
2	Tensión nominal de operación	230 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
5	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
6	Relación de transformación asignada	$220/\sqrt{3}$ KV : $115/\sqrt{3}$ V
7	Clase de precisión para medida	0,2S
8	Clase de precisión para protección	3P
9	Cargabilidad	Según diseño
10	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

1 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
2 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
3 cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser según normas IEC o su equivalente
4 en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la
5 Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.
6

7 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
8 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
9 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
10 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
11

12 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
13 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
14 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186,
15 sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no
16 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
17

18 **Pruebas en Sitio:** Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para
19 los Transformadores de Tensión a 220 kV:
20

- 21 • Inspección visual.
- 22 • Verificación, anclaje y conexiones.
- 23 • Verificar distancias eléctricas
- 24 • Pruebas de aislamiento.
- 25 • Factor de potencia.
- 26 • Relación de transformación, polaridad y relación de fase.
- 27 • Verificación resistencia de devanados
- 28 • Verificar cargabilidad de núcleos secundarios.
- 29 • Verificar conexiones en alta y baja tensión.
- 30 • Hermeticidad y nivel de aceite si lo tiene.
- 31 • Verificación del número de núcleos.
- 32 • Verificar continuidad de los circuitos secundarios.
- 33 • Verificar la puesta a tierra.
- 34 • Verificación de la placa de características.

36 4.5.6 Transformadores de Corriente a 220 kV

37

38 Los Transformadores de Corriente a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
39 edición de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de
40 equipo a suministrar:

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

4
5 Los Transformadores de corriente a 220 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo

6 con las siguientes características técnicas:

7

Ítem	Transformadores de Corriente	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 60044-1, o ANSI equivalente.
2	Tensión nominal de operación	220 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Corriente de corto-circuito, 1seg.	40 kA
5	Nivel básico de Aislamiento	1050 kV
6	Relación de transformación asignada	800-1600/1
7	Clase de precisión para medida	0,2S
8	Clase de precisión para protección	5P20
9	Cargabilidad	Según diseño
10	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

8
9 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación

10 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y

11 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG

12 025 de 1995, en su última revisión.

13

14 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas

15 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en

16 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines

17 pertinentes de la Interventoría.

18

19 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una

20 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o

21 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC

22 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos

23 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

24

25 **Pruebas en Sitio:** Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para

26 los Transformadores de Corriente a 220 kV:

27

- 28 • Inspección visual.

- 1 • Verificación de anclaje y conexiones.
- 2 • Verificar distancias eléctricas
- 3 • Pruebas de aislamiento.
- 4 • Factor de potencia.
- 5 • Verificación de la relación de transformación y polaridad.
- 6 • Verificación resistencia de devanados
- 7 • Cargabilidad de núcleos secundarios.
- 8 • Curvas de saturación.
- 9 • Verificación de conexiones en alta y baja tensión.
- 10 • Inspección de hermeticidad y nivel de aceite sí lo tiene.
- 11 • Verificación de continuidad de los circuitos secundarios.
- 12 • Verificación del número de núcleos.
- 13 • Verificación de polaridad.
- 14 • Inyección de corriente primaria.
- 15 • Verificar la puesta a tierra.
- 16 • Verificación de la placa de características

18 **4.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

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

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

- 27
- 28 • Instrument transformer – IEC6189
- 29 • Insulation Coordination – IEC60071
- 30 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271-203
- 31 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 32 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 33 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 34 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 35 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 36 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 37 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 38 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 39 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

1
2 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta
3 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

4
5 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
6 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

7 8 **4.5.8 Sistema de Puesta A Tierra**

9
10 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a
11 la última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating
12 Current Substation Grounding" y a los requerimiento del RETIE.

13
14 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
15 más cercano y conveniente.

16
17 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de
18 tierra.

19
20 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al
21 menos 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

22
23 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de
24 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las
25 tensiones de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.

26 27 **4.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

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

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

36 37 **4.5.10 Pruebas en Sitio para el Sistema de Puesta a Tierra.**

- 38
39
- Inspección calibre del cable de puesta a tierra.
 - Inspección de los electrodos de puesta a tierra, características técnicas.
- 40

- Verificar la calidad de las pegadas con soldadura exotérmica.
- Inspección profundidad de enterramiento, según diseño.
- Verificar el número de colas y la longitud de las mismas.
- Verificación cajas de pruebas.
- Medida de la resistencia de puesta a tierra.
- Verificación, conexiones de los equipos y estructuras a la malla de puesta a tierra.
- Medición de las tensiones de paso y contacto en los sitios acordados con la Interventoría, mediante la inyección de corriente por electrodo remoto.

4.6 Equipos de Control y Protección

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

4.6.1 Sistemas de Protección

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

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

4.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de

Nivel	Descripción	Modos de Operación
		control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal. Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	<p>utilización de casetas de patio.</p>
0	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.</p>

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

4.6.2.1 Características Generales

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

El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual

1 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el
2 Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de
3 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la
4 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el
5 Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la
6 verificación de cumplimiento.

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

12
13 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la
14 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,
15 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 16
- 17 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de
18 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 19 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 20 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos
21 entre equipos vía la red.
 - 22 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
23 Automatización de la Subestación.
- 24
- 25 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
26 funciones:
 - 27 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 28 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
 - 29 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 30 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
31 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del
32 sistema sin perturbar ni detener el sistema.
 - 33 ○ Mantenimiento de cada equipo.
 - 34 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
35 protecciones del sistema.
- 36

37 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
38 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la
39 Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de
40 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los

1 protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de
2 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
3 responsabilidad del Inversionista.

4
5 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
6 Subestación:

- 7
- 8 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
9 Subestación.
- 10 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
11 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
12 sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 13 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
14 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 15

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

21 22 **4.6.3 Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

23
24 - Unidad de medición fasorial sincronizada

25
26 En configuración interruptor y medio, se debe instalar unidades de medición fasorial PMU
27 para cada bahía de línea, transformador y acople. Una PMU por corte, incluyendo el corte
28 central. Adicionalmente, se deben poseer entradas de corriente independiente por corte.

29
30 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida
31 (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en
32 un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o
33 circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren
34 sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades
35 procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no
36 cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las
37 correspondientes bahías.

38
39 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofásorial, en
40 donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales PDC y otros

1 dispositivos asociados. El tablero suministrado por el inversionista deberá estar provisto
2 de servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la
3 subestación. El inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y
4 mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.

5
6 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el inversionista,
7 a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de
8 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad
9 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues
10 sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar
11 las PMU. La comunicación desde la subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que
12 disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido
13 en la resolución CREG 080 de 1999.

14
15 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más
16 reciente IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos
17 equipos deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de
18 medición fasorial sea revisada.

19
20 - Medidores multifuncionales

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

28 29 **4.6.4 Controladores de Bahía**

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

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

1 un diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como
2 mínimo:

- 3
- 4 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
- 5 proceso.
- 6 • Despliegue de alarmas.
- 7 • Despliegue de eventos.
- 8 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 9 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 10 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones
- 11 de función.
- 12 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 13

14 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
15 puertos para la comunicación.

16

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

19

20 **4.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

21

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

25

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

- 31
- 32 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 33 • Despliegue de alarmas.
- 34 • Despliegue de eventos.
- 35 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 36 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones
- 37 de función.
- 38 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 39

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

4 4.6.6 Switches

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

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

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

26 4.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

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

4 5 **4.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

6 7 **4.6.8.1 Controlador de la Subestación**

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

17
18 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
19 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
20 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
21 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores
22 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,
23 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de
24 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

25 26 **4.6.8.2 Registradores de Fallas**

27
28 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
29 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
30 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
31 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
32 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
33 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

34 35 **4.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

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

41

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

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

30 **4.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

31
32 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
33 1995, en su última revisión.

34 **4.7 Obras Civiles**

35
36
37 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de la expansión en la
38 Subestación Valledupar 220 kV con el siguiente alcance:

- Diseño y construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el edificio de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación, deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Transmisor.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

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

5. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas” diseñados por el Transmisor de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta

1 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen
2 con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.
3

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

- 7 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 8 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
9 asociadas.
- 10 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el
11 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,
12 gestión de protecciones.
- 13 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

14
15 **Pruebas de energización:** El Transmisor será responsable por la ejecución de las
16 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
17 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
18

19 5.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

20
21 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:
22

- 23 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 24 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 25 • Diagrama Unifilar.
- 26 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
27 Proyecto.
- 28 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 29 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 30 • Cronograma de pruebas.
- 31 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
32 con información definitiva.
- 33 • Protocolo de energización.
- 34 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 35 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
36 punto de conexión.
- 37 • Carta de declaración en operación comercial.
- 38 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
39 actualizados por el CND.
40

1
2 **6. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**
3

4 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
5 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
6
7

8 **7. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**
9

10 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al
11 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo
12 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la
13 UPME.
14

15
16 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**
17

18 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 08 - 2014, como costos
19 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital
20 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
21 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
22 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información
23 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos
24 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.
25
26

27 **9. FIGURAS**
28

29 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:
30

31 Figura 1 – Diagrama Unifilar expansión Subestación Valledupar 220 kV.
32

33 Figura 2 – Diagrama Unifilar expansión Subestación Valledupar 220 kV. Una alternativa
34 de expansión.