

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2016

(UPME 03 – 2016)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN SAN ANTONIO 230 kV Y LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN ASOCIADAS

Bogotá D. C., marzo de 2016

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	5
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	5
6	1.2 Definiciones	6
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
8	2.1 Descripción de obras en las subestaciones	7
9	2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación San Antonio 230 kV	7
10	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	9
11	2.2.1 En la Subestación San Antonio 230 kV	9
12	2.2.2 En la Subestación Sochagota 230 kV	10
13	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	11
14	3.1. Parámetros del Sistema.....	11
15	3.2 Nivel de Corto Circuito	12
16	3.3 Materiales	12
17	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	12
18	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	13
19	3.6 Pruebas en Fábrica.....	13
20	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV	14
21	4.1 General.....	14
22	4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión.....	15
23	4.3 Longitud Aproximada de la Línea.....	16
24	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas.....	17
25	4.4.1 Aislamiento	17
26	4.4.2 Conductores de Fase.....	17
27	4.4.3 Cable(s) de Guarda	19
28	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	19
29	4.4.5 Transposiciones de Línea	20
30	4.4.6 Estructuras.....	21
31	4.4.7 Localización de Estructuras	22
32	4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores	22
33	4.4.9 Cimentaciones	22
34	4.4.10 Señalización Aérea	23
35	4.4.11 Desviadores de vuelo para aves	23
36	4.4.12 Obras Complementarias	23
37	4.5 Informe Técnico	23
38	5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	24
39	5.1 General.....	24
40	5.1.1 Predio de las Subestaciones.....	24
41	5.1.2 Espacios de Reserva	27

1	5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	28
2	5.1.4 Servicios Auxiliares	28
3	5.1.5 Infraestructura y Módulo Común	29
4	5.2 Normas para Fabricación de los Equipos.....	30
5	5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	30
6	5.4 Procedimiento General del Diseño.....	30
7	5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	32
8	5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas.....	32
9	5.4.1.2 Especificaciones equipos 230 kV	33
10	5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 230 kV	33
11	5.4.1.4 Planos electromecánicos 230 kV	34
12	5.4.1.5 Planos de obras civiles	34
13	5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo	35
14	5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	35
15	5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles.....	36
16	5.4.2.2 Planos de obras civiles	36
17	5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico.....	37
18	5.4.3 Estudios del Sistema	39
19	5.4.4 Distancias de Seguridad	40
20	5.5 Equipos de Potencia	40
21	5.5.1 Interruptores 230 kV	40
22	5.5.2 Descargadores de Sobretensión.....	43
23	5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	44
24	5.5.4 Transformadores de Tensión a 230 kV	45
25	5.5.5 Transformadores de Corriente a 230 kV	47
26	5.5.6 Equipo GIS o Híbrido	48
27	5.5.7 Sistema de Puesta A Tierra	49
28	5.5.8 Apantallamiento de la Subestación	50
29	5.5.9 Pruebas en Sitio para el Sistema de Puesta a Tierra	50
30	5.6 Equipos de Control y Protección	50
31	5.6.1 Sistemas de Protección	50
32	5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones	51
33	5.6.2.1 Características Generales.....	53
34	5.6.4 Controladores de Bahía	56
35	5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares	57
36	5.6.6 Switches	57
37	5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	58
38	5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	58
39	5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones	60
40	5.7 Obras Civiles	60
41	5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	61

1	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	61
2	6.1 Pruebas y Puesta en Servicio	61
3	6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	62
4	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	62
5	8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	63
6	9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA	63
7	10. FIGURAS	63
8		

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, 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 03 – 2016.

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

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

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

14 1.2 Definiciones

15
16 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
17 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.
18
19

20 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

21
22 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en
23 servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto nueva Subestación
24 San Antonio 230 kV, definido en el “Plan de Expansión de Referencia Generación –
25 Transmisión 2014-2028”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía
26 40029 de enero 9 de 2015 el cual comprende:

- 27 i. Construcción de la nueva Subestación San Antonio 230 kV, configuración interruptor
28 y medio, con dos (2) bahías de línea y dos (2) bahías de transformación a 230 kV,
29 a ubicarse en jurisdicción del municipio de Nobsa en el departamento de Boyacá, a
30 900 m aproximadamente de la actual Subestación San Antonio 115 kV.
- 31 ii. Construcción de dos (2) bahías de línea a 230 kV, en configuración barra doble con
32 seccionador de Transferencia, en la existente Subestación Sochagota 230 kV.
- 33 iii. Construcción de una (1) línea doble circuito 230 kV con una longitud aproximada de
34 28 km, desde la nueva Subestación San Antonio 230 kV, hasta la existente
35 Subestación Sochagota 230 kV.
- 36 iv. Los espacios de reserva establecidos en el numeral 5.1.2 Espacios de Reserva del
37 presente documento.

1 **NOTAS:**

- 2
- 3 1. Los bancos de transformación 230/115 kV, que se conectarán a la nueva
- 4 Subestación San Antonio 230 kV, y sus respectivas bahías en el lado de baja tensión
- 5 (115 kV), no hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03
- 6 – 2016, por tratarse de activos del STR. La frontera entre el Transmisor y el STR en
- 7 la Subestación San Antonio 230 kV será en los bornes de alta de los
- 8 transformadores.
- 9
- 10 2. Los Diagramas unifilares de Subestaciones a intervenir por motivo de la presente
- 11 Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,
- 12 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la
- 13 disposición de los diagramas unifilares previa revisión y concepto del Interventor, y
- 14 aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada afecta
- 15 a terceros, deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
- 16
- 17 3. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente
- 18 Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse
- 19 para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el
- 20 corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido
- 21 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.
- 22
- 23 4. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
- 24 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
- 25
- 26 5. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
- 27 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
- 28 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
- 29 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
- 30 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
- 31 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
- 32
- 33 6. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente
- 34 Proyecto) en las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o
- 35 limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.)
- 36 desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STR.

37

38 **2.1 Descripción de obras en las subestaciones**

39

40 **2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación San Antonio 230 kV**

41

1 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote
2 (según se requiera), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
3 descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos.

4
5 La nueva Subestación San Antonio 230 kV deberá ser construida en configuración
6 interruptor y medio, y los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la
7 primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en
8 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la
9 normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI,
10 cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos
11 en los DSI.

12
13 El predio para esta Subestación es el señalado en el numeral 5.1.1 del presente Anexo 1.

14
15 Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado de
16 alta, deberá suministrar el cableado (conductores de fase) para la conexión entre las bahías
17 y los bornes de alta de los transformadores del STR, incluyendo las estructuras, aisladores
18 soporte, canalizaciones y/o protecciones de requerirse. Para efectos de clasificación en
19 Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los transformadores 230/115 kV,
20 tanto el Transmisor como el Transmisor Regional podrán consultar el oficio CREG S-2009-
21 000213 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad de los involucrados, consultar o
22 validar su vigencia y/o modificaciones.

23
24 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías, en funcionalidad
25 y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con infraestructura
26 existente.

27
28 El diagrama unifilar de la nueva Subestación San Antonio 230 kV se muestra en la Figura
29 1.

30 31 **2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Sochagota 230 kV**

32
33 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote
34 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de
35 las obras descritas en el numeral 2.

36
37 Las bahías deberán mantener la configuración de la existente subestación Sochagota 230
38 kV, la cual es barra doble con seccionador de Transferencia. Los equipos a instalar podrán
39 ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated
40 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o
41 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás

1 requisitos establecidos en los DSI, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos
2 los demás requisitos establecidos en los DSI.

3
4
5 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
6 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de las nuevas
7 bahías objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y
8 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
9 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
10 o superior al barraje existente donde se conecta.

11
12 El terreno donde se construya la ampliación de esta subestación es el señalado en el
13 numeral 5.1.1 del presente Anexo 1.

14
15 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías, en funcionalidad
16 y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con infraestructura
17 existente.

18
19 El diagrama unifilar de la subestación Sochagota 230 kV se muestra en la Figura 2.

20 21 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

22
23 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
24 construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la
25 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código
26 de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes
27 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer
28 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

29
30 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
31 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar
32 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los
33 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.

34 35 **2.2.1 En la Subestación San Antonio 230 kV**

36
37 El propietario de la Subestación San Antonio 230 kV será el Inversionista resultante de la
38 presente Convocatoria Pública UPME 03 – 2016.

39

1 De acuerdo con lo solicitado por EBSA S.A. E.S.P. a la UPME, se prevé la conexión de dos
2 (2) bancos de transformadores 230/115 kV de 150 MVA cada uno, a la Subestación San
3 Antonio 230 kV.

4
5 La frontera entre el Transmisor y el STR será en los bornes de alta de los transformadores.
6 Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado de
7 alta, deberá suministrar el conductor de fase requerido para la conexión entre las bahías y
8 los transformadores del STR, incluyendo las estructuras, aisladores soporte, canalizaciones
9 y/o protecciones según se requiera.

10
11 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
12 y EBSA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado
13 con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura
14 a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los
15 módulos, enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC y
16 DC, y demás acuerdos necesarios para la construcción de la nueva Subestación San
17 Antonio 230 kV y la conexión de los dos (2) bancos de transformación del STR. Este
18 contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses
19 siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales
20 Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en
21 sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras y
22 condiciones para acceder al mismo, obligaciones de las partes para la construcción, punto
23 de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del
24 Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con
25 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

26 **2.2.2 En la Subestación Sochagota 230 kV**

27
28
29 El propietario de la subestación existente Sochagota 230 kV es ISA S.A. E.S.P.
30 (INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P.)

31
32 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
33 Sochagota, es el barraje a 230 kV.

34
35 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
36 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado
37 con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura
38 a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los
39 módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC
40 y DC; y demás acuerdos . Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,
41 antes del inicio de la construcción de obras, al menos en sus condiciones básicas (objeto

1 del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras y condiciones para acceder al mismo,
 2 obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión. Duración del contrato,
 3 etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en
 4 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación
 5 de la fecha de firma del contrato de conexión.
 6
 7

8 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**
 9

10 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
 11 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
 12 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
 13 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
 14 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
 15 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
 16 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.
 17

18 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
 19 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.
 20

21 **3.1. Parámetros del Sistema**
 22

23 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Transmisor deberán ser
 24 nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del STN,
 25 las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.
 26

27 **Generales:**

28 Tensión nominal	230 kV
29 Frecuencia asignada	60 Hz
30 Puesta a tierra	Sólida
31 Numero de fases	3

32
 33 **Subestaciones 230 kV:**

34 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
35 Servicios Auxiliares DC	125V
36 Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o Híbrido

37
 38 **Líneas de transmisión 230 kV:**

39 Tipo de línea y estructuras:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas y/o subterráneas
---------------------------------	---

- 1 Circuitos por torre o canalización: Según diseño. Para líneas aéreas, se podrán
2 compartir estructuras de soporte con
3 infraestructura existente.
4 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
5 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
6
7

8 3.2 Nivel de Corto Circuito

9
10 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
11 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de
12 líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la
13 capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente
14 Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA. Para esta determinación podrá servir como
15 referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado por la
16 UPME o publicaciones realizadas por la UPME sobre estas características del STN. La
17 duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos
18 para interrupción de las fallas.
19

20 3.3 Materiales

21
22 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
23 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
24 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
25 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
26 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
27 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Transmisor deberá presentar para fines
28 pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores
29 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del
30 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el
31 Reglamento actualmente vigente.
32

33 3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

34
35 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
36 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
37 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Transmisor deberá presentar al
38 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes
39 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.
40

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

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

10 11 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

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

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

29 30 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

38
39 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,
40 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo

1 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de
 2 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

3
 4 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV**

5
 6 **4.1 General**

7
 8 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas mínimas para las nuevas
 9 líneas de 230 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis
 10 comparativo de las normas:
 11

Líneas de 230 kV				
Íte m	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica	Numeral 0	kV	230
2	Frecuencia nominal	Numeral 0	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 0	-	-
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3	km	28
5	Altura (estimada) sobre el nivel del mar	Numeral 4.3	msnm	2465 – 2925
6	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 0	-	-
7	Conductores de fase	Numeral 4.4.2	-	-
8	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	-	-
9	Cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
10	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
11	Distancias de seguridad	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
12	Ancho de servidumbre	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
13	Máximo campo eléctrico e interferencia	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
14	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener	g/cm ²	-

Líneas de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
		importancia en el diseño del aislamiento		
15	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
16	Estructuras	Numeral 4.4.6	-	-
17	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
18	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
19	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
20	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
21	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
22	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
23	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
24	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-

En cualquier caso se deberá dar cumplimiento al Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos, incluyendo todas sus modificaciones) y al RETIE (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión vigente).

4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión

La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir dicha ruta, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

1 Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden
2 nacional, regional o local.

3
4 Específicamente para los tramos subterráneos, si se requirieran, durante la selección de la
5 ruta, deberán identificarse todas las instalaciones subterráneas existentes así como raíces
6 de árboles, discontinuidades estratigráficas etc., que puedan incidir en ubicación de los
7 cables o ductos requeridos. Para la determinación de los elementos enterrados se podrá
8 ejecutar, sin limitarse a ello, un rastreo electromagnético del subsuelo mediante equipo
9 especial para este propósito tal como el Radar de Penetración Terrestre (Ground Penetration
10 Radar –GPR). En estos tramos deberá tenerse en cuenta la posibilidad de ubicación de las
11 cajas para empalme o cambio de dirección. También será responsabilidad del Inversionista
12 consultar a las autoridades y/o entidades correspondientes, encargadas de otra
13 infraestructura que pueda estar relacionada.

14
15 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE**
16 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN SAN**
17 **ANTONIO 230 kV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS, OBJETO DE LA**
18 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 – 2016 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2014”**, el cual
19 suministra información de referencia. El objeto de este documento es identificar de manera
20 preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento
21 ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es
22 responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del
23 Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas
24 ante las Autoridades competentes, entre otras.

25 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
26 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

27
28 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

29
30 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos
31 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos
32 de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones,
33 análisis y consideraciones.

34

Circuito	Tensión	Longitud Aproximada
SE Sochagota 230 kV – SE San Antonio 230 kV	230 kV	28 km

35
36 A manera de información, la altura sobre el nivel del mar (asociada a estimativos
37 preliminares) está comprendida entre los 2465 m y 2925 m. Sin embargo, Tanto la longitud

1 real como la altura sobre el nivel del mar real, serán función del diseño y estudios
2 pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado.

4 4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas

5
6 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
7 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección
8 del Inversionista – DSI, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y
9 actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 90708
10 de 30 de agosto de 2013, y actualizaciones, correcciones y/o modificaciones posteriores
11 previas al diseño y construcción de la línea).

12
13 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor
14 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

15 4.4.1 Aislamiento

16
17
18 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
19 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, la nueva subestación y/o las
20 obras en las subestaciones existentes y, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento
21 de las líneas, los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo
22 en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las
23 descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y
24 apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema,
25 considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 230 kV no deben
26 ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y que los elementos del
27 sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

28
29 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño
30 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas
31 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y
32 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

33
34 Para el caso de tramos de líneas aéreas-subterráneas en todos los sitios de transición
35 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la
36 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o
37 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la
38 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

39 4.4.2 Conductores de Fase

1 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
2 de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del
3 Inversionista su verificación. El Interventor verificará e informará a la UPME si el diseño
4 realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores
5 límites establecidos.

6
7 El conductor de fase de los circuitos de 230 kV, sean aéreos y/o subterráneos, deberá
8 cumplir con las siguientes exigencias técnicas:

- 9
- 10 • El conductor de fase del circuito a instalar, deberá tener conductores sencillos o en
11 haz de sub-conductores según decisión del inversionista que deberá ser soportada
12 ante el Interventor.
 - 13 • Capacidad normal de operación del circuito no inferior a 1000 Amperios a
14 temperatura ambiente máxima promedio.
 - 15 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0518
16 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la
17 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.

18
19 En caso de conductores en haz o múltiples por fase, la resistencia DC a 20°C por conductor
20 de fase corresponderá a la resistencia en paralelo de los sub-conductores de cada fase y
21 la capacidad de corriente corresponderá a la capacidad en paralelo de los sub-conductores
22 de cada fase. Lo anterior utilizando las normas o cálculos aplicables y según las
23 características de la línea (p. eje, aérea o subterránea).

24 El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia, tanto
25 en los tramos aéreos como en los subterráneos según sea el caso.

26
27 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
28 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

29
30 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
31 establecidas en la normatividad aplicable.

32
33 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
34 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
35 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular
36 pueden estar expuestos durante varias horas.

37
38 De presentarse características en el ambiente para esta nueva líneas, que tuvieren efecto
39 corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos de
40 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,

1 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad
2 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor podrá ser en cobre o aluminio con
3 aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito
4 previsible para la Línea durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de
5 que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable
6 o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión
7 sobre el tipo de conductor (o sub-conductores y separación), sustentándola técnicamente.
8

9 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

10 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista y
11 aplican solo para cables de guarda de los circuitos que se instalarán en el desarrollo de la
12 presente Convocatoria Pública.
13

14 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
15 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW.
16

17 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda
18 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro
19 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los
20 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su
21 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar
22 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
23 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
24 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados
25 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por
26 ellos.
27

28 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
29 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.
30

31 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
32 con las normas técnicas aplicables.
33

34 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
35 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
36 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del
37 cable de guarda e informar de ellos al Interventor.
38

39 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

1 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
2 sitio de cada una de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las
3 personas, considerando además el comportamiento del aislamiento ante descargas
4 atmosféricas.

5
6 Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
7 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal
8 que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y con
9 lo establecido en el RETIE en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y
10 contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán
11 hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo
12 establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la norma ha sido objeto de
13 actualización.

14
15 El Transmisor debe determinar en su diseño, los materiales que utilizará en la ejecución de
16 las puestas a tierra de las estructuras de la línea teniendo en cuenta la vida útil, la frecuencia
17 de las inspecciones y mantenimientos, la posibilidad del robo de los elementos de cobre,
18 así como la corrosividad de los suelos del sitio de cada torre. No obstante, en cualquier
19 caso deberá cumplirse con lo estipulado en el RETIE, en particular con el numeral 15.3
20 “MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA” o el numeral aplicable si la
21 norma ha sido objeto de actualización.

22
23 Los conectores a utilizar deberán contar con certificado de producto donde debe ser claro
24 si son adecuados para enterramiento directo.

25
26 Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de
27 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y los
28 voltajes de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

30 4.4.5 Transposiciones de Línea

31
32 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para
33 garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para
34 ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la
35 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

36
37 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la
38 norma técnica aplicable para ello, *IEC 1000-3-6 o equivalente*, lo cual deberá soportar y
39 poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de
40 todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte
41 del presente Proyecto.

1 En caso de requerirse, las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos
2 (3/6) y a cinco sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.

3
4 El Transmisor se obliga a realizar el estudio correspondiente y ponerlo a consideración de
5 la Interventoría, terceros involucrados y el CNO. Este documento hará parte de las
6 memorias del proyecto.

7 8 **4.4.6 Estructuras**

9
10 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la
11 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas
12 a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de
13 frecuencia industrial.

14
15 Las estructuras de apoyo para las líneas aéreas y las de transición aéreo-subterráneo
16 deberán ser auto-soportadas. Solo en ocasiones excepcionales se podrán considerar
17 estructuras para situaciones especiales, que requieran apoyos externos, tales situaciones
18 especiales y las condiciones de diseño deberán garantizar la estabilidad de la línea y deben
19 ser justificadas al Interventor, no obstante su uso estará condicionado al concepto del
20 Interventor y pronunciamiento por parte de la UPME. En cualquier caso, las estructuras no
21 deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El
22 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que
23 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

24
25 En la salida o llegada de líneas a las subestaciones donde se requiera dejar previsión de
26 espacio de reserva para bahías de línea (Ver numeral 5.1.5), la localización de las
27 estructuras deberá contemplar torres de circuito sencillo o doble que permitan la salida de
28 las líneas requeridas para tales bahías, al menos en un kilómetro contado desde el pórtico
29 de cada subestación. El diseño, adquisición de los suministros y construcción de estas
30 torres de reserva hace parte de la presente Convocatoria.

31
32 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las
33 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para
34 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología
35 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*
36 *Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y
37 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecida a partir de los resultados
38 del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo
39 establecido por el ASCE en la última revisión de la norma ASCE STANDARD 10 "*Design of*
40 *Latticed Steel Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de
41 cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los

1 que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello
2 resultara así, primarán estas últimas.

3 4 **4.4.7 Localización de Estructuras**

5
6 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad
7 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las
8 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de
9 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La
10 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las
11 condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del
12 Proyecto según el RETIE.

13 14 **4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores -** 15 **Amortiguadores**

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

25
26 En los cables de guarda y conductores sencillos los amortiguadores serán del tipo
27 "stockbridge" y su colocación medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores
28 será la que determine el estudio de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del
29 cual le será entregada al Interventor.

30 31 **4.4.9 Cimentaciones**

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

41

1 **4.4.10 Señalización Aérea**

2
3 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
4 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u
5 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de
6 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso que
7 la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por la
8 carencia de ellos.

9
10 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas
11 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros
12 centelleantes en torres en casos más severos.

13
14 **4.4.11 Desviadores de vuelo para aves**

15
16 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de
17 vuelo para aves.

18
19 **4.4.12 Obras Complementarias**

20
21 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
22 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios
23 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,
24 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
25 ambientales y demás obras que se requieran.

26
27 **4.5 Informe Técnico**

28
29 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como
30 se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el Transmisor
31 suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas de
32 construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- 33
34 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
35 2000.
36
37 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
38 2000.
39
40 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
41 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.

- Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

5.1 General

La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente Anexo 1.

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

Ítem	Descripción	San Antonio 230 kV	Sochagota 230 kV
1	Configuración	Interruptor y medio	Barra doble con Seccionador de transferencia
2	Tipo de subestación	Convencional o GIS o un híbrido.	Convencional.
3	Subestación nueva	Si	No
4	Propietario de la Subestación	Inversionista Adjudicatario de la presente Convocatoria Pública	ISA S.A. E.S.P.

5.1.1 Predio de las Subestaciones

Subestación San Antonio 230 kV

El predio de la subestación San Antonio 230 kV será el ofrecido por la Empresa de Energía de Boyacá S.A.E.S.P. - EBSA, mediante radicado UPME 20161110003302 del 27 de enero de 2016, el cual está ubicado en inmediaciones del municipio de Nobsa del departamento

1 de Boyacá. El área del terreno y costos asociados, se encuentran en la citada
 2 comunicación. Al respecto, mediante correo electrónico con radicado UPME
 3 20161110006962 del 17 de febrero de 2016, EBSA realizó aclaraciones sobre la ubicación
 4 del predio ofrecido y suministró un archivo .KMZ con su ubicación el cual se pone a
 5 disposición de los Interesados. Es pertinente señalar que EBSA construirá, también en este
 6 predio, la ampliación de la existente subestación San Antonio 115 kV (Suamox). Las
 7 coordenadas aproximadas de la ubicación del predio para el desarrollo de las
 8 subestaciones San Antonio 230 kV y 115 kV son las siguientes, con base en la aclaración
 9 y archivo .KMZ (radicado UPME 20161110006962 del 17 de febrero de 2016):
 10

COORDENADAS GEOGRÁFICAS		
	Latitud (Norte)	Longitud (Oeste)
Punto A	5°45'53.082"	72°53'47.341"
Punto B	5°45'50.991"	72°53'40.458"
Punto C	5°45'47.150"	72°53'41.668"
Punto D	5°45'49.488"	72°53'48.452"

11
 12 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con
 13 EBSA y en terreno.
 14

15 No obstante lo anterior, el Inversionista podrá extender el área ofrecida por EBSA
 16 adquiriendo terreno aledaño, en caso de que dicha área no sea suficiente para el desarrollo
 17 del STN.
 18

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

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

1 El Transmisor deberá dotar la Subestación San Antonio 230 kV del espacio físico necesario
2 para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03 –
3 2016, y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.2 de este Anexo 1.

4
5 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento “**ANÁLISIS ÁREA DE**
6 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN SAN**
7 **ANTONIO 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA**
8 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2016 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2014**”, el
9 cual suministra información de referencia. El objeto de este documento es identificar de
10 manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un
11 documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir
12 rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes
13 del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y
14 consultas ante las Autoridades competentes, entre otras. En general, los Proponentes
15 basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones,
16 visitas, entrevistas y otros.

17 18 **Subestación Sochagota 230 kV**

19
20 La existente subestación Sochagota 230 kV, de propiedad de ISA S.A. E.S.P., se encuentra
21 localizada en inmediaciones del municipio Paipa (Boyacá), en las siguientes coordenadas
22 aproximadas (información que deberá verificar el Interesado):

23
24 Latitud: 5°44'15" N.
25 Longitud: 73°07'41" O.

26
27 En comunicación de ISA S.A. E.S.P. con radicado UPME 20161110011012 del 08 de marzo
28 de 2016, pone a disposición de la presente convocatoria, las “*bahías L1-5, L1-6, L1-7 o L1-*
29 *8 e incluso L2-7*” descritas en el unifilar de la subestación Sochagota 230 kV, para la
30 construcción del doble circuito hacia la futura subestación San Antonio 230 kV. La
31 información técnica, costo del terreno y costos asociados a la conexión en la subestación
32 Sochagota 230 kV, se encuentra en comunicación con Radicado UPME 20161110008342
33 del 25 de febrero de 2016.

34
35 No obstante lo anterior, se permite la expansión de la existente Subestación Sochagota 230
36 kV en inmediaciones del predio anteriormente señalado.

37
38 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
39 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
40 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
41 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de

1 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
2 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
3 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

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

10 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento “**ANÁLISIS ÁREA DE**
11 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN SAN**
12 **ANTONIO 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS OBJETO DE LA**
13 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2016 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2014”**, el
14 cual suministra información de referencia. El objeto de este documento es identificar de
15 manera preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un
16 documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir
17 rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes
18 del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y
19 consultas ante las Autoridades competentes, entre otras. En general, los Proponentes
20 basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones,
21 visitas, entrevistas y otros.

22 23 **5.1.2 Espacios de Reserva**

24
25 Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la presente Convocatoria Pública
26 UPME 03 – 2016 y por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos
27 constitutivos del módulo común, como se describe en el numeral 5.1.5 del presente Anexo
28 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de la presente Convocatoria.

29
30 En la Subestación San Antonio 230 kV se deberán incluir espacios de reserva para:

- 31
32 • La futura instalación de cuatro (4) bahías a 230 kV, sean de línea o transformación.
33

34 Se aclara que los equipos para las bahías futuras no son parte del proyecto objeto de la
35 presente Convocatoria Pública.

36
37 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos en
38 los espacios de reserva previstos en el presente Numeral para futuras ampliaciones del
39 STN, es decir, deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y
40 deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se
41 deteriore. Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas,

1 deberán estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la
2 Subestación, hasta tanto sean ocupados.

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

9
10 Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en
11 las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o limitados para su
12 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco
13 de la presente Convocatoria Pública.

14
15 Cabe señalar que la presente Convocatoria Pública no prevé espacio para el STR, es decir,
16 el espacio requerido para la Nueva Subestación 115 kV San Antonio (Suamox), incluido el
17 espacio para los dos (2) transformadores 230/115 kV de 150 MVA, será responsabilidad de
18 la Empresa de Energía de Boyacá S.A.E.S.P. – EBSA, quien realizará el proyecto del STR,
19 junto con la conexión entre la Nueva Subestación 115 kV San Antonio (Suamox) y la actual
20 subestación San Antonio 115 kV.

21 22 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

23
24 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
25 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
26 protección de las nuevas bahías 230 kV, con la infraestructura existente que pueda verse
27 afectada por el desarrollo del Proyecto.

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

33 34 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

35
36 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el
37 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Los siguientes son los niveles de tensión a
38 utilizar en los servicios auxiliares a instalar:

39
40 Servicios auxiliares AC 120/208V, tres fases, cuatro hilos.
41 Servicios Auxiliares DC 125V

5.1.5 Infraestructura y Módulo Común

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

El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a 230 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según se requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias.

El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes componentes:

- **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros, construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes, pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1.
- **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas.

Para la ampliación de la subestación Sochagota se deberá tener en cuenta que se utilizará un terreno disponible en una subestación existente. Será responsabilidad del Inversionista enterarse de las facilidades y de los requerimientos que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los arreglos y configuraciones

1 existentes, en principio deberá suministrar todos los equipos y elementos requeridos para
2 la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.

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

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

11
12 NOTA: El Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las
13 facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a
14 conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

15 16 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

17
18 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
19 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
20 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
21 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
22 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
23 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
24 eminentemente técnicos y de calidad.

25 26 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

34 35 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

36
37 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 38
39 a) Inicialmente, el Transmisor preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que
40 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

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

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

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

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

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

40

1 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
2 documento de cumplimiento obligatorio.

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

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

13
14 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
15 entregada a la Interventoría para revisión.

16 17 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

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

25
26 Todos los documentos de Ingeniería Básica (y toda la información necesaria, aunque ella
27 no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las
28 Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
29 instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión,
30 verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada
31 uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que
32 estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es
33 del caso.

34
35 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería Básica:

36 37 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 38 • Criterios básicos de diseño electromecánico
- 39 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 40

- 1 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas portacables
- 2 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 3 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 4 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 5 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 6 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 7 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 8 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 9 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 10 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 11 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 12 • Análisis de identificación de riesgos.

13

14 **5.4.1.2 Especificaciones equipos 230 kV**

15

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

30

31 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 230 kV**

32

- 33 • Características técnicas, equipos 230 kV.
 - 34 - Interruptores 230 kV
 - 35 - Seccionadores 230 kV.
 - 36 - Transformadores de corriente 230 kV.
 - 37 - Transformadores de tensión 230 kV.
 - 38 - Descargadores de sobretensión 230 kV.
 - 39 - Aisladores y cadenas de aisladores 230 kV.

- Dimensiones de equipos.
- Características técnicas, cables de fuerza y control.
- Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- Características técnicas, sistema de automatización y control.
- Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y barrajes.

5.4.1.4 Planos electromecánicos 230 kV

- Diagrama unifilar de la subestación
- Diagrama unifilar con características de equipos
- Diagrama unifilar de protecciones.
- Diagrama unifilar de medidas.
- Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- Arquitectura sistema de control de la subestación.
- Planimetría del sistema de apantallamiento
- Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- Planos en planta de ubicación de equipos 230 kV.
- Planos vista en cortes de equipos 230 kV.
- Planos ubicación de equipos en sala de control.
- Elevación general de edificaciones y equipos.
- Planimetría del sistema de apantallamiento.
- Planos de ruta de bandejas portacables, cárcamos y tuberías.
- Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

5.4.1.5 Planos de obras civiles

- Plano localización de la subestación.
- Plano disposición de bases de equipos.
- Planos cimentación del transformador de potencia.
- Plano cimentación de equipos y pórticos.
- Plano base cimentación del transformador de potencia.
- Plano de drenajes de la subestación.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- Planos casa de control.

- Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- Plano cerramiento de la subestación.
- Plano obras de adecuación.

5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

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

5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle

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

Todos los documentos de Ingeniería de Detalle (y toda la información necesaria, aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones, acorde con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de instalaciones) serán entregados por el Transmisor al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Transmisor y a la UPME si es del caso.

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

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

1 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Transmisor y a la UPME
2 si es del caso.

3
4 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
5 UPME podrá trasladar consultas al Transmisor.

6
7 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

8 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 9
10
- 11 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
 - 12 • Dimensiones y pesos de equipos.
 - 13 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
 - 14 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
 - 15 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
 - 16 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
 - 17 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
 - 18 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
 - 19 cárcamos interiores en caseta de control.
 - 20 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
 - 21 barrajes.
 - 22 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
 - 23 rígido.
 - 24 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
 - 25 casa de control.
 - 26 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
 - 27 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.

28 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 29
- 30 • Planos para construcción de bases para equipos
 - 31 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
 - 32 soporte para equipos y pórticos a 230 kV.
 - 33 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
 - 34 potencia.
 - 35 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
 - 36 • Planos para construcción de acabados exteriores
 - 37 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
 - 38 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
 - 39 tableros, equipos y canales interiores.

- Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- Planos para construcción de vías

5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico

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

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

a. Sistema de Puesta a Tierra:

- Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y estructuras.
- Lista de materiales referenciados sobre planos.
- Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
- Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.

b. Equipos principales:

- Equipos de patio: disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al nivel rasante del patio.
- Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas de anclaje.
- Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
- Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control. Diseño civil de los canales de cables.

- 1 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos
2 para cables entre los equipos y las bandejas.
3 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.
4
- 5 **c. Equipos de patio 230 kV:**
6
- 7 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de
8 sobretensión.
9 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
10 de interconexión.
11 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
12 - Placas de características técnicas.
13 - Información técnica complementaria y catálogos.
14 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
15 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
16 - Protocolo de pruebas en fábrica.
17 - Procedimiento para pruebas en sitio.
18
- 19 **d. Para tableros:**
20
- 21 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.
22 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
23 control, señalización y protección.
24 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
25 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos
26 respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
27 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
28 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
29 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
30 telecontrol y teleprotección, incluyendo.
31 - Diagramas de principio y unifilares
32 - Diagramas de circuito
33 - Diagramas de localización exterior e interior.
34 - Tablas de cableado interno y externo.
35 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
36 - Diagramas de principio
37 - El contratista debe entregar como mínimo, los siguientes diagramas de
38 principio:
39 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
40 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.

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

17 **5.4.3 Estudios del Sistema**

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

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

- 1 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 2
- 3
- 4 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 5
- 6 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 7
- 8 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 9
- 10 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 11
- 12 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 13
- 14
- 15 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- 16
- 17

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

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

32 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

33

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

36

37 **5.5 Equipos de Potencia**

38 **5.5.1 Interruptores 230 kV**

39

40

41

1 Los interruptores de potencia a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición
 2 de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
 3 suministrar:

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

10

11 Los interruptores de potencia a 230 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con las
 12 siguientes características técnicas:

Ítem	Interruptores de Potencia	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 62271-100, o ANSI equivalente
2	Tensión nominal de operación	230 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

14

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

17

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

22

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

1
2 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
3 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
4 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de 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 interruptores iguales o similares a los
9 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en
10 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 los
14 Interruptores de Potencia a 230 kV:
15

- 16 • Inspección visual.
- 17 • Inspección y verificación de mecanismos de operación, apertura y cierre manual.
- 18 • Verificar distancias eléctricas
- 19 • Verificación presión de gas.
- 20 • Pruebas del gas, alarma y disparo por baja presión de gas.
- 21 • Pruebas de Aislamiento.
- 22 • Factor de Potencia.
- 23 • Verificación de mando local y a distancia, apertura y cierre.
- 24 • Prueba de resistencia de contactos.
- 25 • Prueba de simultaneidad de polos al cierre a la apertura.
- 26 • Verificación de los enclavamientos.
- 27 • Verificación de indicación y señalización local y remota.
- 28 • Verificación de la secuencia nominal de operación.
- 29 • Verificación de ajustes y operación de los relés auxiliares, contactores, bobinas,
30 suiches y válvulas de presión, suiches auxiliares y selectores, botones pulsadores,
31 luces, calentadores, resistencia de aislamiento del equipo eléctrico.
- 32 • Verificación de hermeticidad.
- 33 • Prueba de operación mecanismo de accionamiento.
- 34 • Comprobar ciclo de operación sin carga del resorte.
- 35 • Tiempo de Operación durante una operación automática de recierre.
- 36 • Consumo y Resistencia de Bobinas de Cierre y Apertura
- 37 • Corriente de operación del motor.
- 38 • Verificación de disparos por protecciones.
- 39 • Verificar la puesta a tierra.

- Verificación de placa de características.
- Verificar ausencia de fugas de SF6

5.5.2 Descargadores de Sobretensión

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

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

Los descargadores de sobretensiones a 230 kV a suministrar deberán cumplir como 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	230 kV
3	Tensión máxima de operación	245 kV
4	Tensión asignada (Ur)	192/196/198 kV
5	Corriente de descarga soportada	20 kA
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, 3000 microsegundos	≥8 kJ/kV
9	Línea de fuga mínima, fase- tierra	25 mm/kV

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

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

1 **Pruebas en Sitio:** Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los
 2 descargadores de sobretensión a 230 kV:

- 3
- 4 • Inspección visual.
- 5 • Verificación anclaje y conexiones.
- 6 • Verificar distancias eléctricas.
- 7 • Pruebas de aislamiento.
- 8 • Contador de descarga, verificación de operación.
- 9 • Verificar la puesta a tierra.
- 10 • Verificación de la placa de características.
- 11 • Verificar la corriente de fuga.

12

13 **5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

14

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

- 18
- 19 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
 20 equivalente en ANSI.
- 21 • IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with
 22 nominal voltages greater than 1000 V".
- 23 • IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear
 24 standards".

25

26 Los Seccionadores y Seccionadores de puesta a tierra a 230 kV a suministrar deberán
 27 cumplir como mínimo con las siguientes características técnicas:

28

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	230 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

29

30 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
 31 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los

1 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
2 Interventoría.

3
4 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
5 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares a los
6 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en
7 ANSI, si el Transmisor no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
8 pruebas a su costa.

9
10 **Pruebas en Sitio:** Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los
11 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 230 kV:

- 12
- 13 • Inspección visual.
- 14 • Verificación de Alineación – anclaje y conexiones.
- 15 • Verificar distancias eléctricas.
- 16 • Pruebas de Aislamiento.
- 17 • Verificación de cierre total y apertura total.
- 18 • Prueba de resistencia de contactos.
- 19 • Verificación ajuste de contactos en posición cerrada.
- 20 • Verificación apertura y cierre local y remoto
- 21 • Tiempo de Operación del Seccionador (Apertura y Cierre).
- 22 • Corriente del motor para apertura y cierre.
- 23 • Operación cuchilla de puesta a tierra.
- 24 • Verificar la puesta a tierra.
- 25 • Verificación de las placas de características
- 26

27 **5.5.4 Transformadores de Tensión a 230 kV**

28
29 Los Transformadores de Tensión a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
30 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo
31 a suministrar:

- 32
- 33 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
34 equivalente en ANSI.
- 35 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 36 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
37 capacitor dividers".
- 38 • Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".
- 39 • IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and
40 switchgear"

1 Los Transformadores de tensión a 230 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con
 2 las siguientes características técnicas:
 3

Ítem	Transformadores de Tensión	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 60044-2, IEC-60044-5 IEC 60358, o ANSI equivalente, IEC-61869-1/3/5
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	$230/\sqrt{3}$ 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

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

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

15
 16 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
 17 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
 18 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección
 19 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone
 20 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

21
 22 **Pruebas en Sitio:** Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los
 23 Transformadores de Tensión a 230 kV:

- 24
 25
 - Inspección visual.
 - Verificación, anclaje y conexiones.
 - Verificar distancias eléctricas
 26
 27

- 1 • Pruebas de aislamiento.
- 2 • Factor de potencia.
- 3 • Relación de transformación, polaridad y relación de fase.
- 4 • Verificación resistencia de devanados
- 5 • Verificar cargabilidad de núcleos secundarios.
- 6 • Verificar conexiones en alta y baja tensión.
- 7 • Hermeticidad y nivel de aceite si lo tiene.
- 8 • Verificación del número de núcleos.
- 9 • Verificar continuidad de los circuitos secundarios.
- 10 • Verificar la puesta a tierra.
- 11 • Verificación de la placa de características.

5.5.5 Transformadores de Corriente a 230 kV

Los Transformadores de Corriente a 230 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas, o su equivalente en 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 60044-1: "Current Transformers".
- IEC-61869-1/2: "Current Transformers".

Los Transformadores de corriente a 230 kV a suministrar deberán cumplir como mínimo con las siguientes características técnicas:

Ítem	Transformadores de Corriente	Característica Garantizada
1	Norma de fabricación	IEC 60044-1, o ANSI equivalente, IEC-61869-1/2.
2	Tensión nominal de operación	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	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

Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y

1 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
2 025 de 1995, en su última revisión.

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

7
8 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
9 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o
10 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC
11 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos
12 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

13
14 **Pruebas en Sitio:** Como mínimo se deben efectuar las siguientes pruebas en sitio para los
15 Transformadores de Corriente a 230 kV:

- 16
- 17 • Inspección visual.
- 18 • Verificación de anclaje y conexiones.
- 19 • Verificar distancias eléctricas
- 20 • Pruebas de aislamiento.
- 21 • Factor de potencia.
- 22 • Verificación de la relación de transformación y polaridad.
- 23 • Verificación resistencia de devanados
- 24 • Cargabilidad de núcleos secundarios.
- 25 • Curvas de saturación.
- 26 • Verificación de conexiones en alta y baja tensión.
- 27 • Inspección de hermeticidad y nivel de aceite sí lo tiene.
- 28 • Verificación de continuidad de los circuitos secundarios.
- 29 • Verificación del número de núcleos.
- 30 • Verificación de polaridad.
- 31 • Inyección de corriente primaria.
- 32 • Verificar la puesta a tierra.
- 33 • Verificación de la placa de características
- 34

35 5.5.6 Equipo GIS o Híbrido

36
37 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations)
38 o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la
39 siguiente normatividad:
40

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

- 4
- 5 • Instrument transformer – IEC6189
- 6 • Insulation Coordination – IEC60071
- 7 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 8 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 9 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 10 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 11 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 12 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 13 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 14 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 15 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 16 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639
- 17

18 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
19 pruebas mecánicas y pruebas de gas.

20
21 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
22 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

23 24 **5.5.7 Sistema de Puesta A Tierra**

25
26 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún
27 peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

28
29 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
30 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
31 Substation Grounding" y a los requerimiento del RETIE.

32
33 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
34 más cercano y conveniente.

35
36 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de
37 tierra.

38
39 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
40 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

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

5.5.8 Apantallamiento de la Subestación

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

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

5.5.9 Pruebas en Sitio para el Sistema de Puesta a Tierra.

- Inspección calibre del cable de puesta a tierra.
- Inspección de los electrodos de puesta a tierra, características técnicas.
- Verificar la calidad de las pegas 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.

5.6 Equipos de Control y Protección

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

5.6.1 Sistemas de Protección

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

1 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las
 2 respectivas normas equivalentes ANSI.

3
 4 El esquema de protección de líneas deberá consistir en dos protecciones principales de
 5 línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de
 6 distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema completo deberá
 7 consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido; falla
 8 interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección de sobretensión;
 9 supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe dar
 10 disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

11
 12 Las bahías deberán estar acopladas al esquema de protección diferencial de barras de la
 13 Subestación.

14
 15 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
 16 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
 17 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
 18 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
 19 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
 20 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
 21 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
 22 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

23
 24 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 25 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
 26 modificaciones.

5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

27
 28
 29 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 30 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

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

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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.	
0	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>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.</p>

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

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

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

5
6 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual
7 se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección
8 y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 9
10 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de
11 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
12 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
13 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos
14 entre equipos vía la red.
15 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
16 Automatización de la Subestación.
17
18 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
19 funciones:
20 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
21 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
22 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
23 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
24 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema
25 sin perturbar ni detener el sistema.
26 ○ Mantenimiento de cada equipo.
27 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
28 protecciones del sistema.
29

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

37
38 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
39 Subestación:
40

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

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

14 **5.6.3. Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

15 En configuración interruptor y medio, se debe instalar unidades de medición fasorial -PMU-
16 para cada bahía de línea, transformador y acople. Una PMU por corte, incluyendo el corte
17 central. Adicionalmente, se deben poseer entradas de corriente independiente por corte.
18

19 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida
20 (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en
21 un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o
22 circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren
23 sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades
24 procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no
25 cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las
26 correspondientes bahías.
27

28 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofásorial, en
29 donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros
30 dispositivos asociados. El tablero suministrado por el inversionista deberá estar provisto de
31 servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la
32 Subestación. El inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y
33 mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.
34

35 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el inversionista,
36 a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de
37 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad
38 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues
39

1 sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las
2 PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que
3 disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido
4 en la resolución CREG 080 de 1999.

5
6 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente
7 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos
8 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición
9 fasorial sea revisada.

10
11 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
12 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
13 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor
14 de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir
15 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su
16 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

17 18 **5.6.4 Controladores de Bahía**

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

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

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

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

3
4 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
5 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

7 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

8
9 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
10 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
11 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

12
13 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM
14 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar
15 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios
16 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
17 funcionalidades como mínimo:

- 18
- 19 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 20 • Despliegue de alarmas.
- 21 • Despliegue de eventos.
- 22 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 23 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
24 función.
- 25 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 26

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

30 **5.6.6 Switches**

31
32 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
33 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 34
- 35 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 36 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 37 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 38 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 39 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 40 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.

- Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

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

5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

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

5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

5.6.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

5.6.8.2 Registradores de Fallas

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

5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

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

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

5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

5.7 Obras Civiles

20 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del
21 presente Anexo 1, con el siguiente alcance:

- 23 • Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la
- 24 construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del
- 25 edificio de control.
- 26 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los
- 27 requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el
- 28 cual también está a cargo del Transmisor.
- 29 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos
- 30 en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

- 39 • 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.

5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente, 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 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

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

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

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

15 16 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

17
18 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

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

39 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

1 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
2 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

3 4 5 **8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

6
7 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor
8 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el
9 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.

10 11 12 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

13
14 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 03 - 2016, recopilada por
15 la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por
16 la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes
17 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o
18 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha
19 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles
20 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

21 22 23 **10. FIGURAS**

24
25 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

26
27 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación San Antonio 230 kV.

28
29 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación Sochagota 230 kV.