

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR

UPME STR 03 – 2018

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA NUEVA SUBESTACIÓN LA MARINA 110 kV (OPERANDO
INICIALMENTE A 66 kV) Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS)**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR

Bogotá D. C., marzo de 2018

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2 Definiciones	5
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 5	
8	2.1 Descripción de Obras en la Subestación La Marina 110 kV (operando inicialmente a	
9	66 kV):.....	7
10	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	8
11	2.2.1 En las existentes líneas Bosque – Chambacú 66 kV y Cartagena –	
12	Bocagrande 66 kV	8
13	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	9
14	3.1 Parámetros del Sistema	9
15	3.2 Nivel de Corto Circuito	10
16	3.3 Materiales	10
17	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible.....	11
18	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	11
19	3.6 Pruebas en Fábrica.....	11
20	4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 66-110 kV	12
21	4.1 General	12
22	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	14
23	4.3 Longitud aproximada de las Líneas.....	16
24	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV	16
25	4.4.1 Aislamiento	16
26	4.4.2 Conductor de Fase	17
27	4.4.3 Cable(s) de Guarda	18
28	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	19
29	4.4.5 Estructuras	19
30	4.4.6 Localización de Estructuras de tramos aéreos.....	20
31	4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores.....	20
32	4.4.8 Cimentaciones.....	21
33	4.4.9 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas	
34	subterráneas o submarinas	21
35	4.4.10 Señalización Aérea.....	22
36	4.4.11 Desviadores de vuelo para aves.....	22
37	4.4.12 Obras Complementarias.....	22
38	4.5 Informe Técnico	22
39	5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	23
40	5.1 General	23
41	5.1.1 Predio de las subestaciones	23
42	5.1.2 Espacios de Reserva.....	25

1	5.1.3	Conexiones con Equipos Existentes.....	26
2	5.1.4	Servicios Auxiliares.....	26
3	5.1.5	Infraestructura y Módulo Común.....	27
4	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos.....	28
5	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	28
6	5.4	Procedimiento General del Diseño.....	28
7	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica.....	30
8	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle.....	33
9	5.4.3	Estudios del Sistema.....	36
10	5.4.4	Distancias de Seguridad.....	38
11	5.5	Equipos de Potencia.....	38
12	5.5.1	Interruptores.....	38
13	5.5.2	Descargadores de Sobretensión.....	39
14	5.5.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	39
15	5.5.4	Transformadores de Tensión.....	40
16	5.5.5	Transformadores de Corriente.....	41
17	5.5.6	Equipo GIS o Híbrido.....	41
18	5.5.7	Sistema de puesta a tierra.....	42
19	5.5.8	Apantallamiento de la Subestación.....	43
20	5.6	Equipos de Control y Protección.....	43
21	5.6.1	Sistemas de Protección.....	43
22	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	44
23	5.6.2.1	Características Generales.....	46
24	5.6.3	Medidores multifuncionales.....	48
25	5.6.4	Controladores de Bahía.....	48
26	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	49
27	5.6.6	Switches.....	49
28	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	50
29	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	50
30	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	52
31	5.7	Obras Civiles.....	52
32	5.1	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	52
33	6.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	53
34	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	53
35	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	54
36	7.	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	54
37	8.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO.....	54
38		9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA	55
39		10. FIGURAS	55
40			
41			
42			

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista STR de las Convocatoria Pública UPME STR 03 – 2018.

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 STR, 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 STR, los aplicables en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones) 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 Inversionista seleccionado 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 STR, 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, Capítulo II,

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

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

14 15 **1.2 Definiciones**

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

19 20 21 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

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

- 25
26 i. Nueva subestación La Marina 110 kV (operando inicialmente a 66 kV) en
27 configuración doble barra más seccionador de transferencia a ubicarse en la ciudad
28 de Cartagena, con cuatro (4) bahías de línea, una (1) bahía de acople de barras a
29 110 kV y los espacios de reserva señalados en el presente anexo. Ver Nota b del
30 presente numeral 2.
31
32 ii. Construcción de una línea doble circuito (aéreo y/o subterráneo y/o submarino) a
33 110 kV (operado inicialmente a 66 kV), con una longitud aproximada de 4.5 km,
34 desde la nueva subestación La Marina (ítem i del presente numeral 2) hasta
35 interceptar una de las existentes líneas Bosque – Chambacú 66 kV para
36 reconfigurarla en La Marina – Bosque y La Marina – Chambacú. Hace parte del
37 presente alcance las conexiones y desconexiones requeridas para la
38 reconfiguración mencionada.
39
40 iii. Construcción de una línea doble circuito (aéreo y/o subterráneo y/o submarino) a
41 110 kV (operando inicialmente a 66 kV) con una longitud aproximada de 2 km, desde
42 la nueva subestación La Marina (ítem i del presente numeral) hasta interceptar la

1 línea existente Termocartagena- Bocagrande 66 kV, para reconfigurarla en La
2 Marina – Bocagrande y La Marina Termocartagena. Hace parte de este alcance las
3 conexiones y desconexiones requeridas para la reconfiguración mencionada.
4

5 iv. Incluye todos los elementos y adecuaciones tanto eléctricas como físicas necesarias
6 para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la construcción,
7 operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su compatibilidad
8 con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de control,
9 protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc, sin limitarse a estos.
10

11 v. Los Espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.2 del presente Anexo.
12

13 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de las presentes
14 Convocatorias Públicas UPME STR 03 – 2018.
15

16 a. Los Diagramas unifilares de las Subestaciones intervenidas por motivo de la
17 presente Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista
18 seleccionado, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá
19 modificar la disposición de las bahías de las líneas en los diagramas unifilares,
20 previa revisión y concepto del interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la
21 propuesta de modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros
22 usuarios o al propietario de la Subestación (existente o ampliación), deberán
23 establecerse acuerdos previos a la solicitud.
24

25 b. Dado que el proyecto tiene como finalidad proveer un punto de inyección para el
26 SDL de la zona, ELECTRICARIBE tiene contemplado, dentro de su plan de
27 expansión, la instalación de tres (3) transformadores 66/13.8 kV – 30 MVA en la
28 nueva subestación La Marina. Por lo anterior, el Inversionista deberá garantizar que
29 se pueda ampliar la subestación 110 kV (operando inicialmente a 66 kV) para la
30 conexión de las bahías de alta tensión de los mencionados transformadores y
31 deberá llegar a acuerdos con ELECTRICARIBE para la disposición de los equipos
32 de la Subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
33 nivel de confiabilidad. Se aclara que tanto los transformadores de 66/13.8 kV – 30
34 MVA, como sus bahías de alta tensión no hacen parte de la presente Convocatoria
35 Pública UPME STR 03-2018, por considerarse activos pertenecientes al SDL.
36

37 c. Corresponde a los involucrados en las Subestaciones objeto de la presente
38 convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
39 equipos en cada subestación (el inversionista seleccionado para la convocatoria
40 UPME STR 03 - 2018, ELECTRICARIBE S.A. E.S.P y cualquier otro agente
41 responsable de infraestructura). En cualquier caso, se debe garantizar una
42 disposición de alta confiabilidad.

- 1
2 d. El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos
3 necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a
4 instalar, ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en
5 condiciones normales, como en contingencias o fallas.
6
7 e. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
8 Pública UPME STR, deberán ser nuevos, de la mejor calidad, de última tecnología,
9 fabricados bajo normas internacionales, y contar con sello de fabricación y
10 certificado de producto RETIE según aplique.
11
12 f. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
13 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
14 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
15 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
16 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
17 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
18
19 g. Todas las obras, equipos o elementos a construir o instalar deberán estar diseñados
20 para operar tanto a 66 kV como a 110 kV sin ningún problema.
21
22 h. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la
23 información técnica y costos de conexión remitidos por Electricaribe S.A. E.S.P.
24 mediante correo electrónico con radicado UPME 20181110013722. La información
25 específica relacionada con estos comunicados (anexos) pueden ser solicitadas en
26 oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 9 del presente Anexo
27 1, sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá consultar a los propietarios de
28 la infraestructura de manera directa. La información suministrada por la UPME no
29 representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de
30 su interés, en concordancia con los numerales 5.5., Independencia del Proponente,
31 y 5.6., Responsabilidad, de los DSI de la presente Convocatoria Pública.
32 i.
33

34 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación La Marina 110 kV (operando inicialmente** 35 **a 66 kV):**

36
37 El inversionista seleccionado, deberá hacerse cargo de la adquisición del lote, el diseño, la
38 construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2,
39 incluyendo los espacios de reserva. Los equipos a instalar deberán ser GIS (tomado de la
40 primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en
41 gas SF6) tipo interior, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
42 requisitos establecidos en los DSI.

1
2 La nueva subestación La Marina 110 kV (operada inicialmente a 66 kV) deberá ser
3 construida en configuración doble barra más seccionador de transferencia y deberá incluir
4 lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo 1. Dado que esta subestación operara
5 inicialmente a 66 kV y en un futuro a 110 kV, el inversionista suministrará los equipos con
6 las características técnicas necesarias para realizar este cambio de nivel de tensión de
7 operación en cualquier momento.

8
9 Los equipos o elementos a instalar en la subestación La Marina 110 kV (operada
10 inicialmente a 66 kV) deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

11
12 También estarán a cargo del Inversionista, todos los elementos necesarios para la
13 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
14 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
15 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
16 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el
17 alcance del proyecto.

18
19 El diagrama unifilar de la subestación La Marina 110 kV (operada inicialmente a 66 kV), se
20 muestra en la Figura 2. El Inversionista seleccionado en coordinación con
21 ELECTRICARIBE, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la
22 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de
23 confiabilidad. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y
24 uso de los espacios previstos para futuras expansiones.

26 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

27
28 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
29 construcción de la nueva infraestructura, independiente de la modalidad (compra o
30 arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de Conexión
31 (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes consideraciones en
32 cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de
33 conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.

35 **2.2.1 En las existentes líneas Bosque – Chambacú 66 kV y Cartagena – Bocagrande 36 66 kV**

37
38 El propietario de las existentes líneas Bosque – Chambacú 66 kV y Cartagena –
39 Bocagrande 66 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.

40

1 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en las líneas Bosque
2 - Chambacú 66 kV y Cartagena – Bocagrande 66 kV, será en los puntos de seccionamiento
3 de éstas líneas.

4
5 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
6 control y protecciones de las bahías de línea de la subestación La Marina 110 kV (operada
7 inicialmente a 66 kV), con los sistemas de las bahías de los extremos de las líneas,
8 específicamente en las Subestaciones El Bosque 66 kV, Chambacú 66 kV, Bocagrande 66
9 kV y Termocartagena 66 kV.

10
11 Los contratos de conexión, que suscriba el Inversionista resultante de la presente
12 Convocatoria Pública y ELECTRICARIBE, deberán incluir, entre otros aspectos y según
13 corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a las líneas y con
14 cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las Subestaciones El Bosque
15 66 kV, Chambacú 66 kV, Bocagrande 66 kV y Termocartagena 66 kV que se generen
16 producto de la reconfiguración de las líneas Bosque – Chambacú 66 kV y Termocartagena
17 – Bocagrande 66 kV. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, antes
18 del inicio de la construcción y montaje de las obras, al menos en sus condiciones básicas,
19 lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes, en caso
20 de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del
21 momento en que se firma el contrato de conexión.

22 23 24 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

25
26 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
27 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
28 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha
29 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
30 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,
31 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para
32 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

33
34 Las Especificaciones contenidas en este anexo se complementan con la información de las
35 subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

36 37 38 **3.1 Parámetros del Sistema**

39
40 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista seleccionado
41 deberán ser nuevos y de última tecnología, y cumplir con las siguientes características
42 técnicas, las cuales serán verificadas por la Interventoría o Interventorías para la UPME.

1		
2	Tensión nominal	110 kV - 66 kV
3	Frecuencia asignada	60 Hz
4	Puesta a tierra	Sólida
5	Numero de fases	3
6	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
7	Servicios Auxiliares DC	125V
8	Tipo de la Subestación	GIS tipo interior

9

10 **Líneas de Transmisión en 110 kV**

11		
12	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o
13		estructuras compactas, y/o subterránea y/o submarina.
14	Circuitos por estructura:	Según diseño. Se podrán compartir estructuras de
15		soporte con infraestructura existente.
16	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
17	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

18

19 Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas,

20 subterránea o submarina. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función del

21 diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

22

23 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

24

25 El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se

26 garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás

27 elementos será el adecuado durante la vida útil de estos. La duración asignada al corto

28 circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas

29 y los indicados en las normas IEC aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al

30 Interventor para su conocimiento y análisis.

31

32

33 **3.3 Materiales**

34

35 Todos los equipos y materiales incorporados a la Convocatoria deben ser nuevos y de la

36 mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de

37 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras

38 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para

39 la Convocatoria, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de

40 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista o Inversionistas

41 seleccionados deberán presentar para fines pertinentes al Interventor o Interventores

42 correspondientes los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones.

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

4 5 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

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

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

18 19 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

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

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

37 38 **3.6 Pruebas en Fábrica**

39
40 Una vez el Inversionista seleccionado correspondiente haya seleccionado los equipos a
41 utilizar deberá entregar al Interventor correspondiente, copia de los reportes de las pruebas
42 que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores,

1 seccionadores, transformadores de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los
 2 reportes de las pruebas no satisfagan las normas aceptadas, el Interventor correspondiente
 3 podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del Inversionista seleccionado
 4 correspondiente.

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

10
 11
 12 **4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 66-110 kV**

13
 14 **4.1 General**

15
 16 La información específica referente a las líneas existentes, remitida por el propietario de la
 17 infraestructura, como costos, datos técnicos, etc, serán suministrados por la UPME
 18 conforme el numeral 8 del presente Anexo 1.

19
 20 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de
 21 66-110 kV que el inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis
 22 comparativo de las normas:

Líneas 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase	Numeral 3.1 de este Anexo	kV	66-110
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1 de este Anexo	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1 de este Anexo		Aérea / Subterránea / Submarina
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3 de este Anexo	Km	La Marina intersección línea Bosque-Chambacú: 4.5

Líneas 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
				La Marina intersección línea Cartagena-Bocagrande: 2
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Numeral 4.3 de este Anexo	msnm	La Marina intersección línea Bosque-Chambacú: Entre 2 y 12 La Marina intersección línea Cartagena-Bocagrande: Entre 12 y 14
6	Ancho de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	
7	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1 de este Anexo	-	
8	Distancias de seguridad	RETIE Numeral 13.3 (o aquella que la modifique y/o sustituya)		
9	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2 de este Anexo	Unidad	-
10	Cantidad de cables de guarda-línea aérea	Numeral 4.4.3 de este Anexo	Unidad	-
11	Tipo de estructura para línea aérea	Numeral 3.1 de este Anexo		Auto soportada, dispuesta para recibir un segundo circuito a futuro
12	Conductor de fase en línea aérea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		AAC, ACAR o AAC
13	Conductor de fase en línea subterránea o submarina	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		Cobre o Aluminio
14	Cables de guarda	Con características según numeral 4.4.3 de este Anexo.		
15	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25
16	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda para línea aérea en cualquier	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50

Líneas 110 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
	condición, referida a su tensión de rotura			
17	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra en líneas aéreas	RETIE numeral 15.4 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	Ohm	20
18	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas en línea aérea	Numeral 4.4.1 de este Anexo	Flameos/100 km-año	3
19	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.	Numeral 4.4.1 de este Anexo		Debe asegurar permanencia en servicio continuo

1
2 En cualquier caso se deberá dar cumplimiento al Código de Redes (Resolución CREG 025
3 de 1995 con sus anexos, incluyendo todas sus modificaciones) y al RETIE (Reglamento
4 Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión vigente.

5
6 Se debe propender por la minimización u optimización de cruces entre las líneas objeto de
7 la presente convocatoria y otras en ejecución o existentes. Para ello, se debe realizar un
8 análisis y someterlo a consideración de la Interventoría y la UPME.

9
10 **4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión**

11
12 La selección de la ruta para las líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria
13 Pública UPME STR 03 – 2018, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo
14 tanto, a efectos de definir dichas rutas, será el Inversionista el responsable de realizar
15 investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades
16 nacionales, regionales y locales, los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se
17 puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la
18 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y en general, con todo tipo de
19 restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos
20 y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias
21 y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

22

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

11
12 Especial atención deberá poner el Inversionista en todas las restricciones, precauciones y
13 demás aspectos que se identifiquen en los análisis tendientes a identificar unas alertas
14 tempranas en la zona del proyecto.

15
16 Para los eventuales tramos submarinos deberán considerarse las experiencias de
17 ELECTRICARIBE en el tramo submarino existente en la línea Cartagena-Bocagrande a 66
18 kV y realizar una batimetría del fondo marino en el área previsible para la instalación de los
19 cables submarinos a fin de asegurar sus adecuados posicionamiento, estabilidad y posterior
20 estabilidad, minimizando el riesgo de daños en el futuro por pesca, tránsito y anclaje de
21 embarcaciones y cualquier otra causa. Así mismo deberá determinarse la existencia de
22 obstáculos naturales, residuos o instalaciones o corrientes submarinas que pudieran
23 interferir con la instalación y operación de los cables. En cualquier evento de análisis de
24 línea submarina, deberán realizarse los trámites correspondientes con entidades tales
25 como la Autoridad Marítima Colombiana, DIMAR, y si es del caso con la Base Naval de
26 Cartagena, entre otras.

27
28 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos “**ANÁLISIS DEL**
29 **ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO**
30 **SUBESTACIÓN LA MARINA 110 kV (OPERANDO INICIALMENTE A 66 kV) Y LÍNEAS**
31 **DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS, OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME**
32 **STR 03-2018 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2014-2028”**, los cuales suministran información
33 de referencia. El objeto de estos documentos es identificar de manera preliminar las
34 posibilidades y consicionantes físicos, ambientales y sociales, constituyéndose en
35 documentos ilustrativos para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir
36 rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir su integridad los riesgos inherentes a
37 la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios
38 estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

39
40 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
41 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

42

4.3 Longitud aproximada de las Líneas

Las longitudes y la altura sobre el nivel del mar, anunciadas en este documento son de referencia y están basadas en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

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

4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 110 kV

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

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

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

4.4.1 Aislamiento

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

1 que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas
2 de crecimiento.

3
4 Para el caso de líneas o tramos de líneas aéreas se considera como parámetro de diseño
5 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea/año ante descargas eléctricas
6 atmosféricas y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

7
8 Para el caso de líneas o tramos de líneas subterráneas en todos los sitios de transición
9 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la
10 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o
11 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la
12 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

13 14 **4.4.2 Conductor de Fase**

15
16 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
17 de la ruta y el lugar donde el Proyecto objeto de la presente Convocatoria operará, por tanto
18 será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si
19 el diseño realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los
20 valores límites establecidos.

21
22 El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria Pública UPME STR,
23 sean aérea o subterránea y/o submarina deberá ser de igual o menor resistencia óhmica
24 DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente a las siguientes:

- 25
26 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0.0362
27 ohmios/km .
- 28
29 • Capacidad normal de operación de cada uno de los conductores no inferior a 692
30 Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.

31
32
33 En caso de conductores en haz o múltiples por fase, la resistencia DC a 20°C por conductor
34 de fase corresponderá a la resistencia en paralelo de los sub-conductores de cada fase y
35 la capacidad de corriente corresponderá a la capacidad en paralelo de los sub-conductores
36 de cada fase. Lo anterior utilizando las normas o cálculos aplicables y según las
37 características de la línea (p. eje, aérea o subterránea).

38
39 El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia tanto
40 en los tramos aéreos como en los subterráneos y/o submarinos según sea el caso.

41

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

3
4 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
5 establecidas en la normatividad aplicable.

6
7 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
8 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
9 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular
10 pueden estar expuestos durante varias horas.

11
12 De presentarse características en el ambiente, para estas nuevas líneas, que tuviere efecto
13 corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos de
14 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,
15 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad
16 aplicable. Para líneas subterráneas y/o submarinas el conductor deberá ser cobre o
17 aluminio con aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de
18 corto circuito previsible para la línea durante el tiempo de operación de los interruptores.
19 En caso de que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser
20 incorporadas al cable o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la
21 Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

22 23 24 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

25 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

26
27 Se requiere que todos los tramos de línea aérea tengan uno o dos cables de guarda
28 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW, con
29 la única excepción de líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con fibra
30 óptica.

31
32 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda
33 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro
34 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los
35 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su
36 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar
37 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
38 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
39 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados
40 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por
41 ellos
42

1
2 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el cable de guarda, no deberá
3 exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

4
5 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional
6 cumpla con las normas técnicas aplicables.

7
8 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
9 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
10 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del
11 cable de guarda o de los cables de fibra óptica asociados con cables enterrados o
12 submarinos e informar de ellos al Interventor.

13 14 15 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

16
17 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
18 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con
19 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye
20 a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que
21 se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación del Standard IEEE
22 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de
23 las tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en
24 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE
25 y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la
26 norma ha sido objeto de actualización.

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

31 32 **4.4.5 Estructuras**

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

38
39 Las estructuras de apoyo para las líneas y las transiciones deberán ser auto-soportadas,
40 solo en condiciones especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán
41 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El

1 Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que
2 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

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

16 17 **4.4.6 Localización de Estructuras de tramos aéreos**

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

26 27 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

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

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

41

4.4.8 Cimentaciones

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

4.4.9 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas subterráneas o submarinas

De acuerdo con el numeral 22.12 del RETIE las canalizaciones para los tramos subterráneos podrán realizarse mediante ductos, o enterramiento directo, sin embargo dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las condiciones particulares de la instalación y su ambiente y aplicar los elementos más apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con los permisos de los propietarios o de las autoridades competentes según corresponda.

Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección, y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa, libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo menor a la vida útil del cable enterrado.

Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su

1 interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación,
2 conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas
3 de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante
4 del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben
5 quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.

6
7 Las tapas de las cajas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales
8 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente
9 y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de
10 una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

11 12 **4.4.10 Señalización Aérea**

13
14 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
15 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Fuerza Aérea de
16 Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito
17 de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que
18 hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes
19 originados por la carencia de ellos.

20
21 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas
22 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros
23 centelleantes en torres en casos más severos.

24 25 26 **4.4.11 Desviadores de vuelo para aves**

27
28 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de
29 vuelo para aves.

30 31 **4.4.12 Obras Complementarias**

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

38 39 **4.5 Informe Técnico**

40
41 El Interventor verificará que el Inversionista suministre los siguientes documentos técnicos,
42 en igual forma a lo requerido para las líneas del STN, de acuerdo con lo establecido en el

1 numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en resoluciones
2 posteriores a esta, durante las respectivas etapas de construcción de las líneas de
3 transmisión del Proyecto:

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

17 5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

18

19 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la subestación La Marina 110 kV
20 (operando inicialmente a 66 kV).

21 5.1 General

22

23

24 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la
25 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán
26 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 9 del presente Anexo.

27 5.1.1 Predio de las subestaciones

28 Subestación La Marina 110 kV (operando inicialmente a 66 kV):

29

30

31

32 El predio de la nueva subestación La Marina 110 kV (operando inicialmente a 66 kV) será
33 el que adquiera el Inversionista Adjudicatario. Sin embargo su ubicación está limitada al
34 polígono descrito por los siguientes vértices:

- 35
- 36 1. 10°25'06,37" N – 75°33'08,34" O.
- 37 2. 10°25'08,34" N – 75°33'05,80" O.
- 38 3. 10°25'03,35" N – 75°33'00,26" O.
- 39 4. 10°24'43,11" N – 75°32'44,61" O.
- 40 5. 10°24'06,82" N – 75°33'10,43" O.
- 41 6. 10°24'15,20" N – 75°33'20,20" O.

- 1 7. 10°24'29,92" N – 75°33'07,36" O.
- 2 8. 10°24'37,97" N – 75°33'04,18" O.
- 3 9. 10°24'52,07" N – 75°33'02,76" O.

4
5 El Inversionista seleccionado es el responsable de realizar investigaciones detalladas y
6 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes
7 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para
8 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
9 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
10 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
11 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades
12 para los accesos, equipos y obras.

13
14 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar
15 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento
16 soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará
17 parte de las memorias del proyecto.

18
19 El Inversionista deberá dotar la nueva Subestación La Marina 110 kV del espacio físico
20 necesario para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública
21 UPME STR 03 – 2018 y los espacios de reserva definidos en el numeral 5.1.5.

22
23 A nivel de referencia se pueden considerar las siguientes opciones, no obstante, será
24 responsabilidad del Inversionista la gestión predial, adquisición y adecuaciones a que haya
25 lugar:

- 26
- 27 • Borde sur Base Naval. Esquina de Av. Sucre con Cra 3. 2622 m².
 - 28 • Doble Acceso. a medio recorrido entre Calle 8 y 9, con acceso doble por el Malecón
29 y la Av. San Martín. 2780 m².
 - 30 • Información adicional de estas dos opciones se puede consultar en el oficio con
31 radicado UPME 20171530044411 que se ubica en los documentos relacionados de
32 la presente Convocatoria Pública.
- 33
34

35 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos **“ANÁLISIS DEL**
36 **ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO**
37 **SUBESTACIÓN LA MARINA 110 kV (OPERANDO INICIALMENTE A 66 kV) Y LÍNEAS**
38 **DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS, OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME**
39 **STR 03-2018 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2014-2028”**, los cuales suministran información
40 de referencia. El objeto de estos documentos es identificar de manera preliminar las
41 posibilidades y condicionantes físicos, ambientales y sociales, constituyéndose en

1 documentos ilustrativos para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir
2 rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir su integridad los riesgos inherentes a
3 la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propos
4 estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

5 6 7 **5.1.2 Espacios de Reserva**

8
9 Los espacios de reserva, aquí señalados, son objeto de la presente Convocatoria Pública
10 UPME STR 03 – 2018 y por lo tanto deben ser adecuados y dotados, como mínimo, con la
11 Infraestructura civil y equipos constitutivos de la infraestructura y módulo común descrito en
12 el Numeral 5.1.4 del presente Anexo 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de
13 la presente Convocatoria.

14
15 La nueva Subestación La Marina 110 kV (operada inicialmente a 66 kV) deberá incluir
16 espacios de reserva de la siguiente manera.

17 18 **Espacios de reserva a cargo del Inversionista incluidos en el costo del presente** 19 **proyecto:**

- 20 • La futura instalación de cuatro (4) bahías a 110 kV. Todas las bahías podrán ser
21 utilizadas para la conexión de líneas o transformadores.

22
23 Adicionalmente se deberán considerar al menos 1000 m² para una subestación en 220
24 kV con los siguientes requerimientos:

- 25
26 • La futura instalación de una (1) subestación 220 kV en configuración interruptor y
27 medio.
- 28 • La futura instalación de dos (2) bahías de transformación a 220 kV.
- 29 • La futura instalación de dos (2) bahías de línea a 220 kV.
- 30 • La futura instalación de dos (2) transformadores 220/66 kV (convertibles a 220/110
31 kV) de 150 MVA cada uno.

32
33 El Inversionista deberá suministrar un plano general de planta en el cual se identifique la
34 ubicación de los anteriores requerimientos de espacio para utilizar en la subestación de 220
35 kV.

36 37 **Espacios de reserva a cargo del Inversionista NO incluidos en el costo del presente** 38 **proyecto, los cuales estarán a cargo del Operador de Red responsable por el SDL:**

- 39 • La futura instalación de tres (3) bahías de transformación a 110 kV (operando
40 inicialmente a 66 kV).

- La futura instalación de tres (3) Transformadores de potencia 66/13.8 kV de 30 MVA cada uno.
- Espacio para celdas a 13.2 kV.

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

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

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

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

5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes

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

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

5.1.4 Servicios Auxiliares

1 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
2 para la topología de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del
3 presente Anexo 1.

5 5.1.5 Infraestructura y Módulo Común

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

10 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del patio
11 de conexiones del nivel de 110 kV (inicialmente operando a 66 kV), objeto de la presente
12 Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios, según se
13 requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios y las eventuales
14 restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área,
15 igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de la subestación
16 y/o adecuaciones que sean necesarias.

18 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
19 módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras
20 civiles y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías
21 de la subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria
22 Pública. La infraestructura y módulo común de la nueva subestación, estarán conformados
23 como mínimo por los siguientes componentes:

- 25 • Infraestructura civil: Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto
26 vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la subestación; las
27 vías internas de acceso a los patios de conexiones y la adecuación del terreno para
28 los espacios de reserva. En el espacio que ocupará la Subestación, las obras civiles
29 incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio;
30 todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y
31 de agua y/o conexión a acueductos/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado
32 interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles
33 necesarias para todas las obras descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1.
34 Los espacios de reserva no deberán ser provistos de malla de puesta a tierra, pero
35 si se deberán proveer los puntos de conexión para la ampliación de la malla de
36 puesta a tierra para las futuras instalaciones..
- 38 • Equipos: Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del
39 presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
40 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio
41 de cada subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento

1 y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo
2 el cableado necesario y las obras civiles asociadas.
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 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

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

20 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

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

29 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

30 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:
31

32
33 a) Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del
34 Proyecto correspondiente, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.
35

36 En dicho documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
37 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
38 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las
39 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
40 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
41 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
42 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas

1 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
2 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
3 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
4 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento
5 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los
6 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las
7 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
8 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
9 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
10 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
11 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
12 operación y mantenimiento.

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

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

24
25 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
26 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
27 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior
28 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que
29 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

30
31 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista
32 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
33 Proyecto.

34
35 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
36 documento de cumplimiento obligatorio.

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

41

1 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
2 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
3 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
4 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
5 mantenimiento.

6
7 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista
8 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.

9 10 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

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

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

25
26 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:

27 28 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

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

- 1 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 2 • Análisis de identificación de riesgos.

3

4 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

5

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

20

21 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos 66 kV (convertible a 110 kV)**

22

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

38

39 **5.4.1.4 Planos electromecánicos**

40

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

5.4.1.5 Planos de obras civiles

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

5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

- 32
- 33
- 34
- 35 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 36 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 37 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 38 transporte de equipos y materiales.
- 39 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 40 • 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 serán entregados por el Inversionista seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

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

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

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

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

5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles

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

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

11

12 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

13

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

26

27 **5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

28

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

37

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

41

- 1 **a. Sistema de puesta a tierra:**
- 2 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
- 3 estructuras.
- 4 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 5 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- 6 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- 7 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el
- 8 RETIE.
- 9 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el
- 10 RETIE.
- 11
- 12 **b. Equipos principales:**
- 13 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de
- 14 conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- 15 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al
- 16 nivel rasante del patio.
- 17 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos,
- 18 sistemas de anclaje.
- 19 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
- 20 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.
- 21 Diseño civil de los canales de cables.
- 22 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos
- 23 para cables entre los equipos y las bandejas.
- 24 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.
- 25
- 26 **c. Equipos de patio 110 kV:**
- 27 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de
- 28 sobretensión.
- 29 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras
- 30 de interconexión.
- 31 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
- 32 - Placas de características técnicas.
- 33 - Información técnica complementaria y catálogos.
- 34 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
- 35 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
- 36 - Protocolo de pruebas en fábrica.
- 37 - Procedimiento para pruebas en sitio.
- 38
- 39 **d. Para tableros:**
- 40 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.

- 1 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
 - 2 control, señalización y protección.
 - 3 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,
 - 4 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y
 - 5 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
 - 6 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
 - 7 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
 - 8 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
 - 9 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
 - 10 - Diagramas de principio y unifilares
 - 11 - Diagramas de circuito
 - 12 - Diagramas de localización exterior e interior.
 - 13 - Tablas de cableado interno y externo.
 - 14 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
 - 15 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
 - 16 diagramas de principio:
 - 17 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
 - 18 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
 - 19 ▪ Diagramas de medición de energía.
 - 20 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
 - 21 ▪ Diagramas de comunicaciones.
 - 22 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
 - 23 - Listado de cables y borneras.
 - 24 - Planos de Interfase con equipos existentes.
 - 25 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
 - 26 señalización y alarmas.
- 27
- 28 **e. Reportes de Pruebas:**
- 29 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
 - 30 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
 - 31 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de
 - 32 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.
 - 33 Las instrucciones deberán estar en idioma español.

34 35 5.4.3 Estudios del Sistema

36 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que

37 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan

38 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo

39 en lo que aplique:

40

41

- 1 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
2 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
3 y de resistividad.
4
- 5 - Cálculo de flechas y tensiones.
6
- 7 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
8 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
9
- 10 - Estudios de coordinación de protecciones.
11
- 12 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensión y
13 distancias eléctricas.
14
- 15 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
16 y a corto circuito.
17
- 18 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
19 aislados.
20
- 21 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
22
- 23 - Memoria de resistividad del terreno y estudio de malla de puesta a tierra
24
- 25 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
26
- 27 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
28
- 29 - Informe de interfaces con equipos existentes.
30
- 31 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
32 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
33
- 34 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
35 de fallas.
36
- 37 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
38 como mínimo los siguientes aspectos:
39
- 40 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
41
- 42 - Origen de los datos de entrada.

- 1
2 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
3 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
4
5 - Resultados.
6
7 - Bibliografía.
8

9 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

10 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
11 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.
12

13 **5.5 Equipos de Potencia**

14 **5.5.1 Interruptores**

15
16 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las
17 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:
18

- 19
20
21 • IEC 62271 - 100: "High-Voltage Switchgear And Controlgear"
22 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
23 standards".
24 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of
25 52 kV an above"
26

27 Los interruptores deberán estar diseñados de forma tal que puedan operar tanto a 66 kV
28 como a 110 kV sin ningún problema.
29

30 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado
31 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo
32 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido
33 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser
34 totalmente independientes.
35

36 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
37 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
38 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
39 Interventoría.
40

41 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
42 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o

1 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su
2 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
3 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

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

9 5.5.2 Descargadores de Sobretensión

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

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

19
20 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
21 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los
22 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
23 Interventoría.

24
25 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
26 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o
27 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su
28 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
29 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

30
31 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias in sitio para verificar las
32 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

34 5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

35
36 Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra, deben cumplir las prescripciones
37 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al
38 tipo de equipo a suministrar:

- 39 • IEC 62271-102: "Alternating current disconnectors and earthing switches", o su
40 equivalente en ANSI.

- IEC 60273: "Characteristics of indoor and outdoor post insulators for systems with nominal voltages greater than 1000 V".
- IEC 60694 "Common clauses for high-voltage switchgear and controlgear standards".

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

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

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

5.5.4 Transformadores de Tensión

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

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

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

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

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

7
8 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
9 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.

10 11 5.5.5 Transformadores de Corriente

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

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

20
21 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
22 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
23 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
24 025 de 1995, en su última revisión.

25
26 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
27 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
28 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
29 pertinentes de la Interventoría.

30
31 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
32 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
33 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
34 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
35 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

36
37 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
38 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

39 40 5.5.6 Equipo GIS o Híbrido

1 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
2 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
3 cumplir la siguiente normatividad:
4

5 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
6 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
7 lo indicado en estas especificaciones.
8

- 9 • IEC60071-Insulation Coordination.
- 10 • IEC62271-203High voltage switchgear and controlgear.
- 11 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 12 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 13 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 14 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 15 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 16 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 17 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 18 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 19 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

20 |
21 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
22 pruebas mecánicas y pruebas de gas.
23

24 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
25 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.
26

27 5.5.7 Sistema de puesta a tierra

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 requerimientos del RETIE.
32

33 La subestación estará provista con una instalación de malla de tierra, diseñada para que en
34 condiciones normales y anormales, no se presente ningún peligro para el personal situado
35 en cualquier lugar, al que tenga acceso.
36

37 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
38 más cercano y conveniente.
39

40 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
41 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

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

5 6 **5.5.8 Apantallamiento de la Subestación**

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

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

15 16 **5.6 Equipos de Control y Protección**

17
18 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
19 control y protección:

20 21 **5.6.1 Sistemas de Protección**

22
23 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
24 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
25 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
26 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
27 C37.111 o en su defecto, el Inversionista seleccionado deberá proveer el software que haga
28 la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
29 las respectivas normas equivalentes ANSI.

30
31 El esquema de protección para transformador deberá consistir, como mínimo en un relé de
32 protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador
33 con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas. Deberá disponer además de
34 restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y
35 condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos
36 cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de
37 sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras
38 funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de
39 cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de
40 transformador correspondiente

41

1 Para subestaciones nuevas o existentes que lo requieran, el Sistema de Protecciones -SP-
 2 para las barras (diferencial de barras) deberá ser redundante con principio de operación
 3 diferente. Adicionalmente deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la
 4 subestación. La alimentación DC de cada sistema de protección debe ser independiente;
 5 las señales de corriente deben ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los
 6 CT's y cada SP debe tener la posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los
 7 interruptores. Los SP diferenciales de barra, deber ser seleccionado considerando las
 8 ampliaciones futuras, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de
 9 transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras
 10 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas.

11
 12 Los relés de protección y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología
 13 numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar
 14 dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
 15 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
 16 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
 17 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
 18 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
 19 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

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

24
 25 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

26
 27 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 28 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
 29

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 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.
	Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	auxiliares desde sus propios gabinetes. 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.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32

5.6.2.1 Características Generales

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

22 responsabilidad del Inversionista seleccionado.

23

24 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de

25 Subestación:

26

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

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

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

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

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

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

3 4 **5.6.3 Medidores multifuncionales**

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

12 13 **5.6.4 Controladores de Bahía**

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

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

- 26
- 27 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
 - 28 • Despliegue de alarmas.
 - 29 • Despliegue de eventos.
 - 30 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
 - 31 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
 - 32 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
33 función.
 - 34 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

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

41

5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

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

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

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

5.6.6 Switches

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

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

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

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

8 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

9

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

11
12 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
13 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez
14 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
15 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
16 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista
17 seleccionado.
18

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

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

27 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

28

29 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

30

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

40 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
41 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
42 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para

1 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de
2 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
3 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
4 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

5.6.8.2 Registradores de Fallas

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

5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

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

- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

5.7 Obras Civiles

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

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

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

5.1 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

1 la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como bajantes, platinas
2 de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.

3
4 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra del proyecto
5 debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocido, sin estañar, trenzado
6 en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma
7 ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones
8 de toque y paso a valores tolerables.

6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

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

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

29
30 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes
31 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los
32 requerimientos del CND, vigentes:

- 33
- 34 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 35
- 36 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
37 asociadas.
- 38
- 39 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
40 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
41 protecciones.
- 42

- 1 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
2

3 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución
4 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
5 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
6

7 6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio

8
9 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:
10

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

30 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

31
32 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
33 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.
34

35 8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

36
37
38 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al
39 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo
40 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la
41 UPME.

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19

9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

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

10. FIGURAS

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

Figura 1 – Diagrama esquemático

Figura 2 Unifilar subestación La Marina 110 kV (operando inicialmente a 66 kV)