

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 02 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2009  
(UPME - 02 - 2009)**

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

**Bogotá, D.C., junio de 2011**

1			
2		<b>ÍNDICE</b>	
3	1.	<b>CONSIDERACIONES GENERALES .....</b>	<b>4</b>
4		1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES .....	4
5		1.2 DEFINICIONES.....	5
6	2.	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 5</b>	
7		2.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN .....	5
8		2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO .....	6
9		Con Inteconexión eléctrica S.A. E.S.P.: <b>7</b>	
10	3.	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....</b>	<b>7</b>
11		3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA.....	7
12		3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO.....	7
13		3.3 MATERIALES.....	8
14		3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA .....	8
15		3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN .....	8
16		3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN .....	8
17		3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA .....	9
18		3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN ARMENIA 230 KV .....	9
19	4.	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 KV.....</b>	<b>10</b>
20		4.1 GENERAL .....	10
21		EL CÓDIGO DE REDES CORRESPONDE A LA RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995 INCLUYENDO SUS	
22		MODIFICACIONES .....	10
23		4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 KV.....	10
24		4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS .....	11
25		4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 230 KV .....	11
26		4.4.1 AISLAMIENTO .....	11
27		4.4.2 CONDUCTORES DE FASE.....	12
28		4.4.3 CABLES DE GUARDA .....	12
29		4.4.4 PUESTA A TIERRA DE LAS LÍNEAS .....	13
30		4.4.5 ESTRUCTURAS .....	13
31		4.4.6 LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS.....	13
32		4.4.7 SISTEMA ANTIVIBRATORIO.....	13
33		4.4.8 CIMENTACIONES.....	14
34		4.4.9 OBRAS COMPLEMENTARIAS .....	14
35		4.5 INFORME TÉCNICO.....	14
36	5.	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN .....</b>	<b>14</b>

1	5.1 GENERAL .....	14
2	5.2 Normas para fabricación de los equipos .....	15
3	5.3 Condiciones Sísmicas.....	15
4	5.3.1 Procedimiento General del diseño .....	15
5	5.3.2 Estudios del Sistema.....	17
6	5.3.3 Distancias de seguridad.....	18
7	5.4 EQUIPOS DE POTENCIA .....	18
8	5.4.1 Interruptores .....	18
9	5.4.2 Descargadores de Sobretensión.....	19
10	5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra .....	19
11	5.4.4 Transformadores de tensión .....	19
12	5.4.5 Transformadores de Corriente.....	20
13	5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.....	20
14	5.5.1 Sistemas de Protección .....	20
15	5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación.....	21
16	5.5.3 Medidores multifuncionales .....	24
17	5.5.4 Controladores de Bahía .....	24
18	5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares.....	25
19	5.5.6 Switches .....	25
20	5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	26
21	5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	26
22	5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones.....	28
23	5.6 OBRAS CIVILES .....	28
24	5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO .....	28
25	<b>6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....</b>	<b>29</b>
26	6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO .....	29
27	6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	29
28	<b>7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN 30</b>	
29	<b>8. FIGURAS 30</b>	
30		
31		

1 ANEXO 1

2

3 1. CONSIDERACIONES GENERALES

4 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el  
5 presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del  
6 Inversionista de la Convocatoria Pública UPME - 02- 2009.

7

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

12

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

16

17 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e  
18 instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los  
19 Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de  
20 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones  
21 vigentes en la fecha de ejecución de los diseños y la ejecución de las obras. En los aspectos a los que no  
22 hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería  
23 y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y  
24 documentados al Interventor. La adopción de criterios de ingeniería y normas específicas para el Proyecto  
25 deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso con lo establecido en los Documentos de  
26 Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de  
27 Minas y Energía, MME.

28 1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES

29 De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta  
30 Convocatoria, Resolución MME 18 1294 de agosto de 2008, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para  
31 el Proyecto será obligatorio que se deba contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales  
32 legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 8 del RETIE de la  
33 fecha anotada, en general y el numeral 8.4 en particular.

34

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

1 1.2 DEFINICIONES

2 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido en el Numeral 1.1  
3 del Volumen I (Documentos de Selección del Inversionista - DSI).

4 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

5 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y  
6 mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia – Generación – Transmisión  
7 2009 – 2023”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 180946 de junio 11 de 2009,  
8 considerando sus modificaciones, así:

- 9
- 10 i. Construcción de la nueva Subestación Armenia 230 kV.
- 11
- 12 ii. Reconfiguración de la línea Hermosa – Virginia 230 kV a través de un doble circuito de 40 km al  
13 punto de apertura.
- 14

15 La transformación 230/115 kV de 150 MVA y su bahía en el lado de baja no hace parte del objeto del presente  
16 proyecto por tratarse de activos del Sistema de Transmisión Regional.

17

18 **2.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN**

19 Actualmente existe una subestación de 115/33/13,2 kV en cercanías de la ciudad de Armenia, con los  
20 siguientes módulos:

21

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Barraje principal de 115 kV	1
Barraje de transferencia 115 kV	1
Modulo de transferencia de 115 kV	1
Módulos de línea de 115 kV	3
Módulos de transformación de 115/33 kV	2
Modulo de transformación de 33/13.2 kV	1
Transformadores de 40 MVA 115/33 kV	2
Transformador de 12.4 MVA 33/13.2 kV	1

22 También tiene una caseta de control tipo convencional, con suficiente espacio para alojar los nuevos módulos  
23 de control y protecciones de la subestación de 230 kV.

24

25

26 Las obras consisten en la construcción de una subestación de 230 kV localizada en un lote dentro de la  
27 actual subestación Armenia de acuerdo con la Figura 3, anexa a este documento, y sobre la ampliación del  
28 mismo lote si es que esto se requiere.

29

1 El barraje de 230 kV a construir en la subestación Armenia, será de configuración de interruptor y medio con  
2 un diámetro completo, uno incompleto y las debidas previsiones de espacio para campos futuros, con los  
3 siguientes módulos:  
4

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Modulo de barraje interruptor y medio	1
Módulos de líneas configuración interruptor y medio	2
Modulo de transformador configuración interruptor y medio	1
Diferencial de barras	1

5  
6 Las obras en la Subestación Armenia a cargo del Inversionista, consisten en el diseño y la construcción de  
7 una nueva subestación 230 kV. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la  
8 primera letra del nombre en ingles "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una  
9 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y  
10 todos los demás requisitos establecidos en los DSI, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros.  
11 Las obras también comprenden la conexión entre el corte central del diámetro incompleto y la barra en la  
12 sección que se prevé como futura bahía, de tal manera que dicha conexión se pueda remover fácilmente en el  
13 momento de ejecutar la respectiva ampliación.

14  
15 Las líneas de 230 kV irán desde la nueva subestación Armenia 230 kV, una hacia subestación La Virginia, y la  
16 otra hacia la subestación La Hermosa, resultado de la reconfiguración de la línea existente a 230 kV La  
17 Virginia – La Hermosa.

18  
19 Se deberán prever espacios de reserva para futuras ampliaciones tal como se señala en el numeral 3.8 del  
20 presente Anexo.

## 21 2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO

### 22 Con la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. – CHEC:

23 El proyecto tendría un punto de conexión en la actual subestación Armenia, para lo cual se debería prever en  
24 el contrato de conexión los siguientes aspectos:

- 25 - Arriendo o alquiler o compra del espacio para la ubicación de los módulos de 230 kV en patio.
- 26 - Arriendo o alquiler o compra del espacio en la actual casa de control para la ubicación de los tableros  
27 de control y protecciones de los módulos de 230 kV.
- 28 - Enlace al sistema de control del CND.
- 29 - Servicios de administración y operación de los activos de 230 kV.
- 30 - Suministro de servicios auxiliares de AC y DC.

1 **Con Inteconexión eléctrica S.A. E.S.P.:**

2 En el punto de seccionamiento de la línea La Hermosa – La Virginia a 230 kV. El Inversionista deberá  
3 garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones, control, protecciones de las bahías de la  
4 subestación Armenia 230 kV y con las de los otros extremos.  
5

6 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

7 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las especificaciones  
8 técnicas consignadas en este Anexo. El uso de normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado  
9 en cualquier momento, hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso,  
10 previa comunicación al Interventor, quien informará a la UPME que los requisitos y calidades técnicas se  
11 mantengan.  
12

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

15 **3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA**

16 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir con las siguientes  
17 características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.  
18

19 Nivel de 230 kV

21	Tensión nominal	230 kV
22	Frecuencia asignada	60 Hz
23	Puesta a tierra	Sólida
24	Numero de fases	3
25	Tensión asignada al equipo	245 kV
26	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
27	Servicios Auxiliares DC	125V
28	Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

30 **Líneas de 230 kV:**

31	Tipo de línea	Aérea con torres autosoportadas
32	Circuitos por torre	2
33	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
34	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

35 **3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO**

36 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no  
37 deberá ser inferior a 40 kA; pero adicionalmente el inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, que  
38 garantice que el nivel de corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La

1 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo. Podrá servir como referencia  
2 indicativa la información de los Planes de Expansión más recientes elaborados por la UPME.

### 3 3.3 MATERIALES

4 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, libres de defectos e  
5 imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de  
6 agua. Todos los materiales de uso en el Proyecto, listados en la tabla No. 1 del RETIE deberán contar con  
7 certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para  
8 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el  
9 caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de  
10 la obra, primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

### 11 3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA

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

### 17 3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN

18 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. La celebración de los  
19 Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos técnicos, administrativos, comerciales y  
20 operativos de tal forma que no existan imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y  
21 materiales del Proyecto. La fecha para haber llegado a este acuerdo técnico se deberá reflejar como Hito en  
22 el cronograma del Proyecto. Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se  
23 podrán manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos y  
24 administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente deberá ser  
25 certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor.

### 26 3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN

27 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro de los patios de conexiones  
28 de los niveles 230 kV junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios. Igualmente estará a cargo  
29 del Inversionista la vía de acceso al predio de la Subestación Armenia o las adecuaciones necesarias.

30 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulos comunes  
31 de la Subestación Armenia a nivel de 230 kV, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a la  
32 Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación. La infraestructura y módulo común  
33 de la Subestación consistirán como mínimo de los siguientes componentes:

34 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe; la malla  
35 de puesta a tierra; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas de acceso a los patios de

1 conexiones; la adecuación del terreno y proveer el espacio para las bahías futuras. Para el espacio que  
2 ocupará la Subestación, incluye: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos  
3 los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a  
4 acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes. Las obras  
5 asociadas a la conexión del transformador 230/115 kV no harán parte del alcance de la presente  
6 Convocatoria.

7 **Equipos:** el sistema de automatización, sistema de gestión de medición, protecciones y sistema de  
8 comunicaciones propios de la Subestación Armenia, materiales de malla de tierra y los equipos para los  
9 servicios auxiliares, equipos de conexión a 230 kV, todo esto cableado y con las obras civiles asociadas,  
10 equipos de medición, control, protección y de comunicaciones.

11 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en las normas asociadas.

### 12 3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA

13 Una vez el Inversionista haya seleccionado el equipo a utilizar deberá entregar al Interventor, copia de los  
14 reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores,  
15 seccionadores, transformadores de corriente y potencial. etc. En caso de que los reportes de las pruebas no  
16 satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del  
17 Inversionista.

18  
19 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser sometidos a todas las  
20 pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los  
21 reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

### 22 3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN ARMENIA 230 kV

23 El inversionista deberá dotar la Subestación Armenia de los espacios físicos necesarios para facilitar la  
24 construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no obstante lo anterior, los equipos para  
25 las bahías futuras no son parte del Proyecto.

26  
27 En las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 28
- 29 • Un (1) diámetro completo para dos bahías, sean de línea o de transformación.
- 30 • Una bahía de línea o de transformación en el diámetro que queda incompleto.
- 31

32 Las adecuaciones del terreno comprenden el explanado del lote requerido para las reservas señaladas y las  
33 obras básicas para que no se deterioren dichos espacios de reserva.

34  
35 La UPME adelanto un estudio preliminar y de carácter informativo elegir el lote y definir los espacios  
36 requeridos el cual se adjunta.

37

1 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 KV**

2 **4.1 GENERAL**

3 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 230 kV:

4

Ítem	Descripción		Magnitud
1	Voltaje nominal trifásico		230 kV
2	Frecuencia nominal		60 Hz
3	Número de circuitos		2
4	Número de fases		3
5	Conductores por fase	Numeral 4.4.2	
6	Cable de guarda	Numeral 4.4.3	
7	Longitud estimada del tramo nuevo		40 km
8	Altura promedio sobre el nivel del mar		1200 m
9	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique	
10	Ancho de servidumbre	RETIE	
11	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique	
12	Contaminación salina	No se presenta	
13	Conductor de fase	Numeral 4.4.2	
14	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	
15	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique	
16	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	
17	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	
18	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	
19	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique	
20	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	
21	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	
22	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique	
23	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique	

5 El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 incluyendo sus modificaciones.

6 El RETIE corresponde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión vigente.

7

8 **4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 kV**

9 La selección de la ruta de las líneas de transmisión asociadas a la subestación Armenia 230 kV será  
10 responsabilidad del inversionista.

11

12 La UPME, con base en investigaciones preliminares, presenta la Figura 1 correspondiente al mapa de  
13 ubicación general de la zona del proyecto, en el que se indican aspectos ilustrativos sobre el área en la cual  
14 está ubicada la subestación Armenia y el área del posible corredor de la línea de transmisión. No obstante,  
15 será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades  
16 relacionadas con los asuntos ambientales, con el Plan de Ordenamiento Territorial, con las restricciones para  
17 la aeronavegación en el área de interés para el Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y

1 reglamentaciones existentes. El mapa de la Figura 1 incluye también la localización geográfica aproximada de  
2 la línea de 230 kV a intervenir.

3  
4 Para efectos de selección de la ruta de la línea de transmisión, es importante considerar, en un amplio  
5 corredor, que entre la Vereda Hojas Anchas (Subestación Armenia) en cercanías de la Ciudad de Armenia y  
6 el municipio de Santa Rosa de Cabal (Subestación La Hermosa), además de los municipios identificados en la  
7 Figura 1, se encuentran algunos parques naturales en el costado oriental, entre ellos el Parque Nacional de  
8 los Nevados.

#### 9 4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS

10 Las longitudes anunciadas en este documento son de referencia y basadas en estimativos preliminares. Por  
11 tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán  
12 estar basados en sus propias consideraciones.

14 Línea	Voltaje	Longitud Aproximada
15 Armenia – Virginia*	230 kV	40 km
16 Armenia – La Hermosa*	230 kV	40 km

17  
18 \* Desde la Subestación Armenia al punto de seccionamiento de la línea La Hermosa – Virginia 230 kV.

#### 20 4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 230 kV

21 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las  
22 establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección – DSI, en el Código de Redes (Resolución  
23 CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 18-  
24 1294 de agosto de 2008, Resolución 18 0195 de febrero de 2009 y actualizaciones posteriores previas al  
25 diseño y construcción de la línea).

##### 26 4.4.1 Aislamiento

27 El inversionista deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y subestaciones, teniendo en  
28 cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse en las líneas o extremos desconectados del  
29 sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 230 kV no deben ser  
30 inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal.

31 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite máximo  
32 de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por  
33 cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de  
34 frecuencia industrial.  
35

1 4.4.2 Conductores de fase

2 La verificación de las siguientes condiciones y/o límites será responsabilidad del inversionista. El Interventor  
3 informará a la UPME si el diseño realizado por el inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y  
4 con los valores límites establecidos máximos:

5  
6 Los tramos resultantes de la reconfiguración de la línea Virginia – La Hermosa 230 kV deberán tener

- 7
- 8 • Una capacidad en Amperios igual o superior a la capacidad en Amperios de la línea actual.
  - 9
  - 10 • El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de fase deberá ser igual o inferior al valor de  
11 resistencia DC a 20°C del conductor de fase de la línea actual.
  - 12
  - 13

14 El conductor de fase instalado actualmente en el línea La Virginia – La Hermos 230 kV es ACSR FINCH  
15 54/19.

16  
17 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50% de su  
18 correspondiente tensión de rotura.

19  
20 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia establecidas en la  
21 normatividad aplicable.

22  
23 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 14 del RETIE, los valores máximos permitidos  
24 para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 21 del  
25 RETIE, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos durante varias horas.

26 4.4.3 Cables de guarda

27  
28 Los cables de guarda actualmente instalados son: izquierdo OPGW – ALSH DABB 48 FO; derecho ACSR  
29 (HS)7 – LEGHORN.

30  
31 La verificación de las siguientes condiciones será responsabilidad del Transmisor.

32  
33 Se requiere que todos los tramos de línea tengan cable de guarda. El cable de guarda a instalar deberá  
34 soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,  
35 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de  
36 temperatura del cable de guarda a ser instalado deberá soportar las corrientes de corto circuito monofásico de  
37 la línea.

38  
39 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda, no deberá exceder  
40 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

41  
42 El Interventor informará a la UPME que el diseño realizado por el Transmisor cumple con las normas técnicas  
43 aplicables y con las siguientes especificaciones y/o valores máximos.

1 4.4.4 Puesta a tierra de las líneas

2 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de las  
3 estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad del  
4 terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se  
5 deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la  
6 recomendación IEEE 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de  
7 los voltajes de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de las  
8 Subestaciones y las líneas, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y  
9 específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.

10 4.4.5 Estructuras

11 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar mediante combinación de las distancias  
12 mínimas correspondientes a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de  
13 maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.

14  
15 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto soportadas y no deberán requerir para su montaje  
16 el uso de grúas autopulsadas ni de helicópteros. El Transmisor podrá hacer uso de estos recursos para su  
17 montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de  
18 recursos.

19  
20 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los árboles de cargas  
21 definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el diseño estructural deberá adelantarse  
22 según lo establecido en la última revisión del RETIE, Artículo 25.

23 4.4.6 Localización de estructuras

24 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad sobre el terreno y  
25 obstáculos, medidas en metros para las condiciones de máxima temperatura del conductor exigidas durante  
26 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13.

27 4.4.7 Sistema Antivibratorio

28 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti vibratoria del  
29 conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser adecuados para amortiguar  
30 efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, de tal manera que los  
31 esfuerzos de flexión calculados a una distancia de 89 mm desde el último punto de contacto de la grapa de  
32 suspensión con el conductor o cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico a pico, medidos de acuerdo al  
33 método establecido en el documento "Standarization of Conductor Vibration Measurements". Paper 31 TP 65-  
34 156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

1 4.4.8 Cimentaciones

2 Para los fines pertinentes el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo de las  
3 cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 098 de 2000, numeral 2.7.,  
4 o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.

5 4.4.9 Obras complementarias

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

10 4.5 INFORME TÉCNICO.

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

- 15
- 16 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 17 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 18 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3
- 19 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 20 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 21 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098
- 22 de 2000.- Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
- 23 de 2000.

24 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

25 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

26 5.1 GENERAL

27 **Predio de la Subestación Armenia:** la nueva subestación de 230 kV deberá ser construida en el lote  
28 descrito en la Figura 3 y sobre la ampliación del mismo lote si es que esto se requiere.

29  
30  
31

32 La UPME, con base en investigaciones preliminares, presenta la Figura 1 correspondiente al mapa de  
33 ubicación general de la zona del proyecto, en el que se indican aspectos ilustrativos sobre el área en la cual  
34 está ubicada la subestación Armenia y el área del posible corredor de la línea de transmisión. No obstante,  
35 será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades  
36 relacionadas con los asuntos ambientales, con el Plan de Ordenamiento Territorial, con las restricciones para

1 la aeronavegación en el área de interés para el Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y  
2 reglamentaciones existentes. El mapa de la Figura 1 incluye también la localización geográfica aproximada de  
3 la línea de 230 kV a intervenir.

4  
5 **Servicios Auxiliares en la Subestación Armenia:** el Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en  
6 AC y DC suficientes para la topología de la Subestación.

7  
8 **Infraestructura y Módulo Común:** como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las  
9 obras y equipos constitutivos del modulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

## 10 5.2 Normas para fabricación de los equipos

11  
12 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las Normas *International*  
13 *Electrotechnical Commission* – IEC, *International Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American  
14 National Standards Institute, *International Telecommunications Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des  
15 Perturbations Radioélectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a consideración  
16 del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

## 17 5.3 Condiciones Sísmicas

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

### 24 5.3.1 Procedimiento General del diseño

25 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 26  
27 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que gobernarán el  
28 desarrollo total del Proyecto.

29  
30 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones para llevar a cabo  
31 la programación y control del desarrollo de los trabajos; especificaciones y procedimientos para adelantar  
32 el Control de Calidad en todas las fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales  
33 como: resultados de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de  
34 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito, tiempos de despeje  
35 de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas unifilares generales; especificaciones  
36 técnicas detalladas de los equipos y materiales; filosofía de control, medida y protección; previsiones para  
37 facilitar la evolución de la Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y  
38 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento y manejo de  
39 equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los procedimientos y  
40 programaciones horarias durante los cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan  
41 relación con los trabajos del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los  
42 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas

1 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en servicio, los  
2 procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de operación y mantenimiento.  
3

4 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de tal forma que se  
5 vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para lograr en forma acumulativa el  
6 Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.  
7

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

14 b) Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien hará los  
15 comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y justificaciones por  
16 parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre ambas partes para lograr  
17 los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.  
18

19 c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista, este último  
20 emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.  
21

22 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el documento de  
23 cumplimiento obligatorio.  
24

25 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto representados en  
26 especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.  
27

28 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos de Ingeniería de  
29 Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; documentos de seguimiento de los  
30 Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de  
31 montaje y puesta en servicio y la operación y mantenimiento.  
32

33 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y entregada a la  
34 Interventoría para revisión.  
35

36 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan  
37 a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;  
38 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la implantación física de  
39 las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para  
40 efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería  
41 Básica.  
42

43 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la Interventoría a efecto de  
44 cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la  
45 Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios  
46 respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.

1  
2 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del  
3 Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye  
4 todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en  
5 las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

6  
7 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien  
8 formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.

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

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

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

20

21

### 22 5.3.2 Estudios del Sistema

23

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

28

29 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos,  
30 contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.

31

32 - Cálculo de flechas y tensiones.  
33 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de  
34 despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.

35

36 - Estudios de coordinación de protecciones.

37

38 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y distancias eléctricas.

39

40 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.

41

42 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.

43

44 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.

45

46 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas

47

48 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.

- 1 - Informe de interfaces con equipos existentes.  
2 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de  
3 Impacto Ambiental (EIA)  
4 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.

5  
6 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar como mínimo los  
7 siguientes aspectos:

- 8 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.  
9 - Origen de los datos de entrada.  
10 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo  
11 en Publicaciones IEC o IEEE.  
12 - Resultados.  
13 - Bibliografía.

#### 15 16 5.3.3 Distancias de seguridad

17  
18 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos establecidos en  
19 los Artículos 13 y 29 del RETIE en su última revisión y/o actualización.

#### 20 5.4 EQUIPOS DE POTENCIA

##### 21 5.4.1 Interruptores

22 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita analizar el  
23 cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC 62271-100,  
24 *"High voltage alternating current circuit breakers"* o ANSI.  
25

26  
27 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando monopolar, ser  
28 aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.  
29

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

34 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la  
35 publicación IEC 62271-100 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados  
36 para fines pertinentes de la Interventoría.  
37

1 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los  
2 reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o  
3 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 4 5 5.4.2 Descargadores de Sobretensión

6  
7 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, "*surge arrester*". Los descargadores  
8 deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los  
9 descargadores se conectarán fase a tierra.

10  
11 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la  
12 publicación IEC 60099-4 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados  
13 para los fines que requiera la Interventoría.

14  
15 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los  
16 reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores similares de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o  
17 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 18 19 5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

20  
21 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC 62271-102, "*Alternating*  
22 *current disconnectors and earthing switches*" o ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual  
23 y motorizado, tripolar. Los seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes  
24 inducidas por los otros circuitos.

25  
26 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la  
27 publicación IEC 62271-102 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados  
28 para los fines que requiera la Interventoría.

29  
30 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los  
31 reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores similares de acuerdo con la publicación IEC 62271-102  
32 o ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 33 34 5.4.4 Transformadores de tensión

35  
36 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, "*voltage transformers*", IEC 60358, "*Coupling*  
37 *capacitor and capacitor dividers*", IEC 60044-4, "*Instrument transformers, Measurement of partial discharges*"  
38 o ANSI.

39  
40 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La  
41 precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. Deben  
42 tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos  
43 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de  
44 Medida y sus anexos.

1 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos  
2 en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o su equivalente ANSI. Copia de los  
3 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.  
4

5 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los  
6 reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión similares de acuerdo con la publicación  
7 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente ANSI. Si el Inversionista no dispone  
8 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
9

#### 10 5.4.5 Transformadores de Corriente

11  
12 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, "*Instrument transformers*", Parte 1, "*Current*  
13 *transformers*", Parte 4, "*Measurement of partial discharges*", Parte 6, "*Requirements for protective current*  
14 *transformers for transient performance*".  
15

16 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario.  
17 Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos  
18 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de  
19 Medida y sus anexos.  
20

21 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
22 establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. O ANSI, Copia de los respectivos protocolos de  
23 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.  
24

25 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los  
26 reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente similares de acuerdo con la publicación  
27 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las  
28 respectivas pruebas a su costa.

### 29 5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

#### 30 5.5.1 Sistemas de Protección

31  
32 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la publicación IEC  
33 60255 "*Electrical relays*", en la IEC 60870 "*Telecontrol equipments and systems*" y en el caso de los  
34 registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el formato COMTRADE (*Common Format for*  
35 *Transient Data Exchange*), recomendación IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el  
36 software que haga la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con  
37 las respectivas normas equivalentes ANSI.  
38

39 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con  
40 principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener  
41 distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y  
42 recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo,  
43 protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe  
44 dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

1  
2 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en la UPME. El  
3 Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según CREG 025 de  
4 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

5  
6 El esquema de protección de barras, en la Subestación Armenia deberá consistir de un sistema de protección  
7 diferencial de barras, porcentual o moderada.

8  
9 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología numérica o  
10 digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar dispositivos de prueba que  
11 permitan aislar completamente los equipos de los transformadores de medida de los circuitos de disparo,  
12 polaridades y del arranque de la protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro  
13 equipo de forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con todos los  
14 módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda de fallas paramétricas de  
15 los relés de protección y registradores de fallas.

16  
17 **5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

18  
19 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos que  
20 conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser telecomandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.  El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.	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.
	Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado 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.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.  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

#### Características Generales

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

El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en

1 la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de  
2 intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual deberán  
3 utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una  
4 respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la  
5 Subestación. Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y  
6 con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la verificación de  
7 cumplimiento.  
8

9 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la correcta operación y  
10 mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin limitarse al: hardware, software, GPS,  
11 programas para el IHM, trabajos de parametrización del sistema, etc.  
12

13 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual se conectan los  
14 equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección y control. Se destacan las  
15 siguientes funciones:  
16

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

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

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40

Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de subestación:

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

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

#### 5.5.3 Medidores multifuncionales

Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir con 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.

#### 5.5.4 Controladores de Bahía

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.

- 1 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 2
- 3 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
- 4 comunicación.
- 5
- 6 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el estampado
- 7 de tiempo al momento de recibir un evento.
- 8
- 9 5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares
- 10
- 11 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir la
- 12 medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los mismos protocolos del
- 13 controlador de bahía.
- 14
- 15 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los niveles
- 16 superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar sincronizados con todos los
- 17 dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en
- 18 LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:
- 19
- 20 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 21 - Despliegue de alarmas.
- 22 - Despliegue de eventos.
- 23 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 24 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- 25 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 26
- 27 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
- 28 comunicación.
- 29
- 30 5.5.6 Switches
- 31
- 32 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para operar en
- 33 ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
- 34
- 35 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard* - "error free" *networking device*.
- 36 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
- 37 - Deberá incluir las siguientes características de red:
- 38 • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en MAC Bridges
- 39 • IEEE 802.1q VLAN
- 40 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.

1 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las normas  
2 IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

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

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

#### 8 9 5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

17  
18 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás accesorios requeridos para  
19 la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos distribuidos en la Subestación.

20  
21 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos con el  
22 controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de interrupción de una  
23 cualquiera de las vías.

#### 24 25 5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

##### 26 27 **Controlador de la Subestación**

28  
29 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del sitio de instalación,  
30 programable, que adquiere toda la información para supervisión y control de la Subestación proveniente de  
31 los dispositivos electrónicos inteligentes, la procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta  
32 tiempos, la almacena y la entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación  
33 realizada en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella. La  
34 información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de comunicaciones.

35  
36 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés de protección, los  
37 registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de ingeniería de la Subestación,  
38 la cual debe permitir acceso local y remoto para interrogación, configuración y descarga de información de los  
39 relés, de los registradores de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,  
40 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de protecciones  
41 y registradores de fallas para la Subestación.

##### 42 43 **Registradores de fallas**

44  
45 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del archivo  
46 con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición, procesamiento y análisis, en

1 el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de equipos instalados en las bahías del  
2 Proyecto, incluyendo almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
3 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

#### 4 **Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación**

5  
6  
7 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de una IHM  
8 conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA. Las pantallas o monitores de  
9 IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la información del proceso.

10  
11 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos dispositivos suministrados  
12 con el sistema de medida, control y supervisión de la Subestación, la cual debe tener como mínimo las  
13 siguientes funciones:

- 14 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 15 - Autoverificación y autodiagnóstico.
- 16 - Comunicación con el CND.
- 17 - Comunicación con la red de área local.
- 18 - Facilidades de mantenimiento.
- 19 - Facilidades para entrenamiento.
- 20 - Función de bloqueo.
- 21 - Función de supervisión.
- 22 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 23 - Guía de operación.
- 24 - Manejo de alarmas.
- 25 - Manejo de curvas de tendencias.
- 26 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 27 - Marcación de eventos y alarmas.
- 28 - Operación de los equipos.
- 29 - Programación, parametrización y actualización.
- 30 - Reportes de operación.
- 31 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los  
32 servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 33 - Secuencia de eventos.
- 34 - Secuencias automáticas.
- 35

1 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.

2 - Supervisión de la red de área local.

3

4 5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

5

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

8 5.6 OBRAS CIVILES

9 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de la subestación Armenia con el siguiente  
10 alcance:

11

12 Diseño y construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y adecuaciones al edificio.

13

14 Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación Armenia deben cumplir con los  
15 requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo  
16 del Inversionista para lo cual deberá consultar al propietario de la Subestación existente a 115 kV (CHEC).

17

18 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas  
19 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-98.

20

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

26

27 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.

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

30

31 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión  
32 denominada "tal como construido" que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el  
Interventor.

33 5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

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

38

39 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra de la nueva Subestación en  
40 cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas deberá

1 ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad  
2 del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables.

### 3 6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

#### 4 6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

5 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación  
6 para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo  
7 especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente y los requisitos del Centro Nacional de  
8 Despacho CND.

9

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

16

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

19

20 - Direccionalidad de las protecciones de línea.

21 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas a la  
22 Subestación.

23

24 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto funcionamiento  
25 de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de protecciones.

26

27 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

28

29 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las pruebas de energización.  
30 Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines pertinentes por la  
31 Interventoría.

32

#### 33 6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO

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

35

36 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.

37 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.

38 - Diagrama Unifilar.

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

## 13 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

## 16 8. FIGURAS

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

18

19 Figura 1 Mapa de localización del proyecto.

20 Figura 2 Esquema Unifilar Subestación Armenia 230 kV.

21 Figura 3 Localización general de la subestación Armenia 230 kV.

22

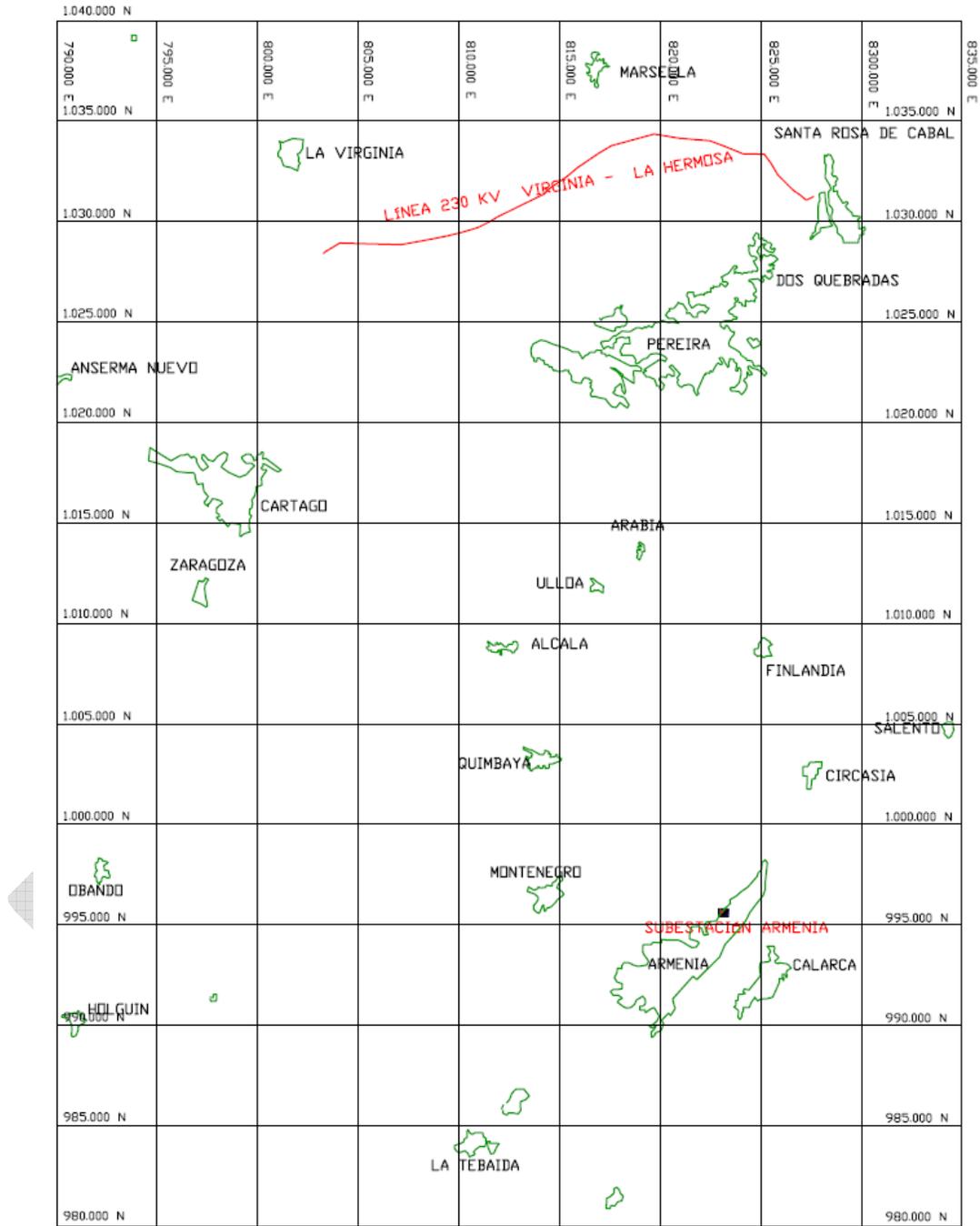
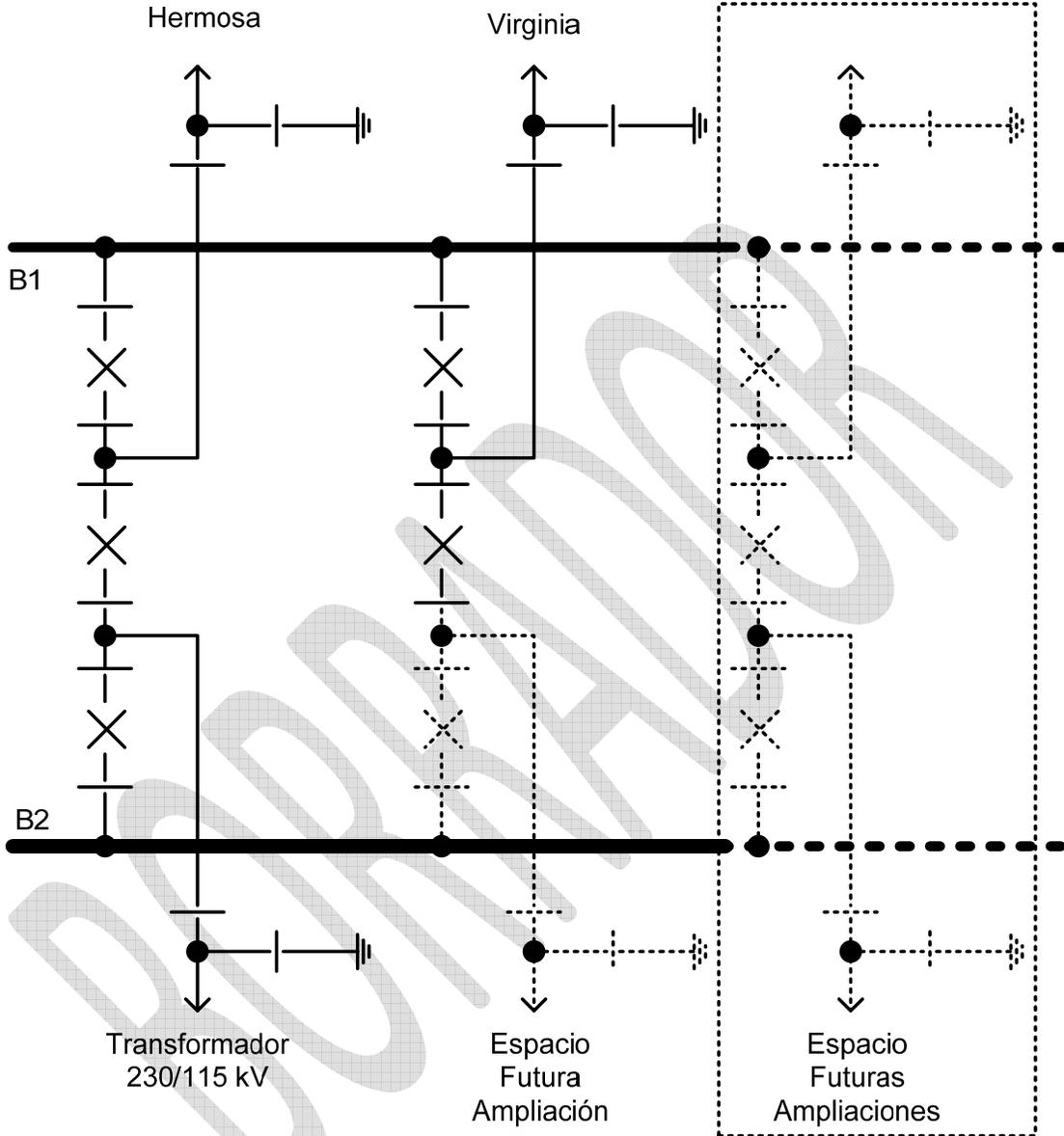


Figura 1 Mapa de localización del proyecto

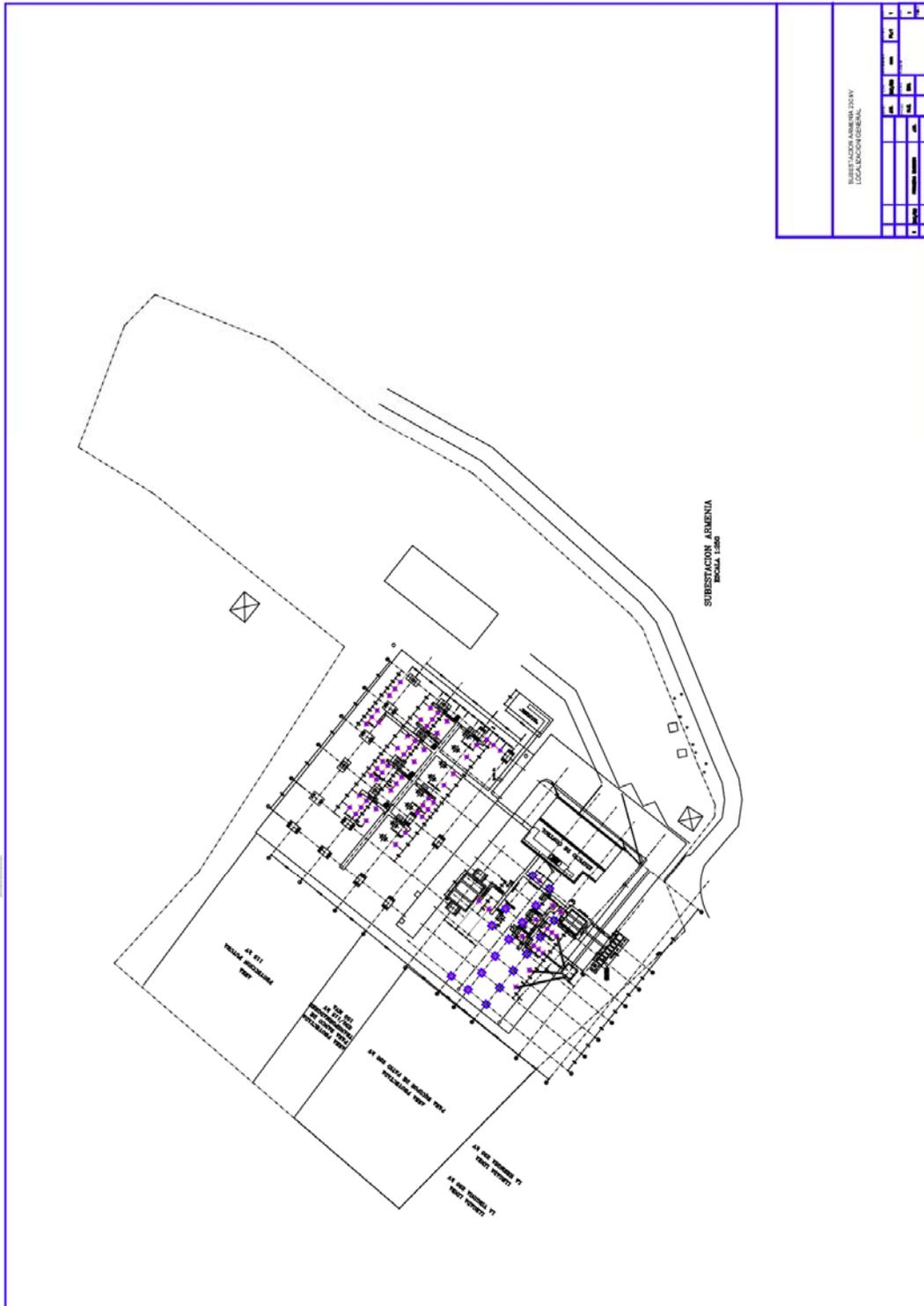
1  
2  
3  
4  
5  
6

1



2  
3  
4

Figura 2 Esquema unifilar subestación Armenia 230 kV



1  
2

Figura 3 Localización general de la subestación Armenia 230 kV