

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

ÍNDICE

1			
2			
3	1.	CONSIDERACIONES GENERALES	4
4		1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES	4
5		1.2 DEFINICIONES.....	5
6	2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 5	
7		2.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN	5
8		2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO	6
9	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	7
10		3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA.....	7
11		3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO.....	8
12		3.3 MATERIALES	8
13		3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA	8
14		3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN.....	8
15		3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN	8
16		3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA	9
17		3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN ARMENIA 230 KV	9
18	4.	ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 KV	10
19		4.1 GENERAL	10
20		EL CÓDIGO DE REDES CORRESPONDE A LA RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995 INCLUYENDO SUS	
21		MODIFICACIONES.	10
22		4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 KV	10
23		4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS	11
24		4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 230 KV	11
25		4.4.1 AISLAMIENTO	11
26		4.4.2 CONDUCTORES DE FASE.....	12
27		4.4.3 CABLES DE GUARDA	12
28		4.4.4 PUESTA A TIERRA DE LAS LÍNEAS	13
29		4.4.5 TRANSPOSICIONES DE LÍNEA.....	13
30		4.4.5 ESTRUCTURAS	13
31		4.4.6 LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS	13
32		4.4.7 SISTEMA ANTIVIBRATORIO.....	14
33		4.4.8 CIMENTACIONES.....	14
34		4.4.9 OBRAS COMPLEMENTARIAS	14
35		4.5 INFORME TÉCNICO.....	14
36	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN.....	14
37		5.1 GENERAL	15
38		5.2 Normas para fabricación de los equipos.....	15

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

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

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

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

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

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

1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES

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

NOTA IMPORTANTE Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños según cronograma presentado por el Transmisor y aprobado por la UPME, la última de

1 estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos, primará sobre cualquier versión
2 anterior de los citados documentos.

3 1.2 DEFINICIONES

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

6 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

7 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y
8 mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia – Generación – Transmisión
9 2009 – 2023”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 180946 de junio 11 de 2009,
10 considerando sus modificaciones, así:

- 11 i. Construcción de la nueva Subestación Armenia 230 kV.
- 12 ii. Reconfiguración de la línea Hermosa – Virginia 230 kV a través de un doble circuito con una longitud
13 aproximada de 40 km al punto de apertura.
- 14
- 15
- 16

17 La bahía de alta del transformador a nivel de 230 kV, hará parte del alcance de la presente Convocatoria
18 Pública, de acuerdo con lo establecido en la definición “*Activos de Conexión del OR al STN*” de la Resolución
19 CREG 097 de 2008.

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

23 2.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

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

26

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

27

28 También tiene una caseta de control tipo convencional, con suficiente espacio donde podrá alojar los nuevos
29 módulos de control y protecciones de la subestación de 230 kV.

30

1 Las obras objeto de la presente Convocatoria Pública, consisten en la construcción de una Subestación a 230
2 kV en predios de la actual subestación Armenia propiedad de la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.
3 La Figura 3, será de carácter indicativo. En caso de requerir ampliación del lote, las consultas y trámites
4 estarán a cargo del Inversionista.

5
6 El barraje de 230 kV a construir en la subestación Armenia, será de configuración de interruptor y medio con
7 un diámetro completo, uno incompleto y las debidas provisiones de espacio para campos futuros, con los
8 siguientes módulos:

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

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

19
20 Las líneas de 230 kV irán desde la nueva subestación Armenia 230 kV, una hacia subestación La Virginia, y la
21 otra hacia la subestación La Hermosa, resultado de la reconfiguración de la línea existente a 230 kV La
22 Virginia – La Hermosa.

23
24 Se deberán prever espacios de reserva para futuras ampliaciones tal como se señala en el numeral 3.8 del
25 presente Anexo.

26 2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO

27 **Con la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. – CHEC:**

28 Con el transformador 230/115 kV de 150 MVA que se ubicará en la actual subestación Armenia, para lo cual
29 se debería prever en el contrato de conexión los siguientes aspectos:

- 30 - Arriendo o alquiler o compra del espacio para la ubicación de los módulos de 230 kV en patio.
- 31 - Arriendo o alquiler o compra del espacio en la actual casa de control para la ubicación de los tableros
32 de control y protecciones de los módulos de 230 kV.
- 33 - Enlace al sistema de control del CND.
- 34 - Servicios de administración y operación de los activos de 230 kV.
- 35 - Suministro de servicios auxiliares de AC y DC.

1
2 Se deberá tener en cuenta lo establecido en el concepto expedido por la CREG con radicado S-2009-000213
3 de 30/01/2009 el cual se anexa a los presentes Documentos de Selección.
4

5 **Con Interconexión eléctrica S.A. E.S.P.:**
6

7 En el punto de seccionamiento de la línea La Hermosa – La Virginia a 230 kV. El Inversionista deberá
8 garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones, control, protecciones de las bahías de la
9 subestación Armenia 230 kV y con las de los otros extremos.
10

11 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

12 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las especificaciones
13 técnicas consignadas en este Anexo. El uso de normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado
14 en cualquier momento, hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso,
15 previa comunicación al Interventor, quien informará a la UPME que los requisitos y calidades técnicas se
16 mantengan.
17

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

20 **3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA**

21 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir con las siguientes
22 características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.
23
24
25

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

34
35 **Líneas de 230 kV:**

36	Tipo de línea	Aérea con torres autosoportadas
37	Circuitos por torre	2
38	Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
39	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

1 **3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO**

2 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no
3 deberá ser inferior a 40 kA; pero adicionalmente el inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, que
4 garantice que el nivel de corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La
5 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo. Podrá servir como referencia
6 indicativa la información de los Planes de Expansión más recientes elaborados por la UPME.

7 **3.3 MATERIALES**

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

15 **3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA**

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

21 **3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN**

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

30 **3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN**

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

34 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulos comunes
35 de la Subestación Armenia a nivel de 230 kV, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a la

1 Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación. La infraestructura y módulo común
2 de la Subestación consistirán como mínimo de los siguientes componentes:

3 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe; la malla
4 de puesta a tierra de toda la Subestación a 230 kV incluyendo la zona bajo los espacios de reserva para
5 ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas de acceso a los patios de
6 conexiones; la adecuación del terreno y proveer el espacio para las bahías futuras. Para el espacio que
7 ocupará la Subestación, incluye: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos
8 los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a
9 acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes. Las obras
10 asociadas a la conexión del transformador 230/115 kV no harán parte del alcance de la presente
11 Convocatoria.

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

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

17 3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA

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

23
24 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser sometidos a todas las
25 pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los
26 reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

27 3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN ARMENIA 230 kV

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

31 En las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 32
- 33
- 34 • Un (1) diámetro completo para dos bahías, sean de línea o de transformación.
- 35 • Una bahía de línea o de transformación en el diámetro que queda incompleto.
- 36

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

1
2 La UPME adelanto un estudio preliminar y de carácter informativo elegir el lote y definir los espacios
3 requeridos el cual se adjunta.
4

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

6 **4.1 GENERAL**

7 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 230 kV:
8

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	

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

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

11 **4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 kV**

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

14
15 La UPME, con base en investigaciones preliminares, presenta la Figura 1 correspondiente al mapa de
16 ubicación general de la zona del proyecto, en el que se indican aspectos ilustrativos sobre el área en la cual

1 está ubicada la subestación Armenia y el área del posible corredor de la línea de transmisión. No obstante,
2 será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades
3 relacionadas con los asuntos ambientales, con el Plan de Ordenamiento Territorial, con las restricciones para
4 la aeronavegación en el área de interés para el Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y
5 reglamentaciones existentes. El mapa de la Figura 1 incluye también la localización geográfica aproximada de
6 la línea de 230 kV a intervenir.

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

13 4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS

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

17 Línea	18 Voltaje	19 Longitud Aproximada
20 Armenia – Virginia*	230 kV	40 km
21 Armenia – La Hermosa*	230 kV	40 km

22
23 * Desde la Subestación Armenia al punto de seccionamiento de la línea La Virginia - La Hermosa 230 kV.

24 4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 230 kV

25 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las
26 establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección – DSI, en el Código de Redes (Resolución
27 CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 18-
28 1294 de agosto de 2008, Resolución 18 0195 de febrero de 2009 y actualizaciones posteriores previas al
29 diseño y construcción de la línea).

30 4.4.1 Aislamiento

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

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

1 4.4.2 Conductores de fase

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

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

- 8
9 • Una capacidad en Amperios igual o superior a la capacidad en Amperios de la línea actual. De
10 acuerdo con la información de los parámetros técnicos declarados ante el Centro Nacional de
11 Despacho, su capacidad normal de operación es de 1,000 Amperios.
- 12
13 • El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de fase deberá ser igual o inferior al valor de
14 resistencia DC a 20°C del conductor de fase de la línea actual.

15
16 El conductor de fase instalado actualmente en el línea La Virginia – La Hermosa 230 kV es ACSR FINCH
17 54/19.

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

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

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

28 4.4.3 Cables de guarda

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

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

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

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

42

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

3 4.4.4 Puesta a tierra de las líneas

4 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de las
5 estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad del
6 terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se
7 deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la
8 recomendación IEEE 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de
9 los voltajes de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de las
10 Subestaciones y las líneas, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y
11 específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.
12

13 4.4.5 Transposiciones de línea

14
15 El Transmisor deberá asegurar que los desbalances en las fases cumplan con la norma técnica aplicable para
16 ello. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos asociados como por ejemplo:
17 montaje o desmontaje de transposiciones, coordinación con el propietario de la línea existente, estudios. En
18 general, la implementación física de la solución son parte del Proyecto.

19 4.4.5 Estructuras

20 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar mediante combinación de las distancias
21 mínimas correspondientes a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de
22 maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.
23

24 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto soportadas y no deberán requerir para su montaje
25 el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Transmisor podrá hacer uso de estos recursos para su
26 montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de
27 recursos.
28

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

32 4.4.6 Localización de estructuras

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

1 4.4.7 Sistema Antivibratorio

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

9 4.4.8 Cimentaciones

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

13 4.4.9 Obras complementarias

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

18 4.5 INFORME TÉCNICO.

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

- 23
- 24 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
 - 25 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
 - 26 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3
27 de la Resolución CREG 098 de 2000.
 - 28 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
 - 29 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098
30 de 2000.
 - 31 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

32 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

33 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

1 5.1 GENERAL

2 **Predio de la Subestación Armenia:** la nueva subestación de 230 kV deberá ser construida en predios de la
3 actual subestación Armenia propiedad de la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P. – CHEC. La Figura 3
4 será de carácter indicativo.

5
6 La UPME, con base en investigaciones preliminares, presenta la Figura 1 correspondiente al mapa de
7 ubicación general de la zona del proyecto, en el que se indican aspectos ilustrativos sobre el área en la cual
8 está ubicada la subestación Armenia y el área del posible corredor de la línea de transmisión. No obstante,
9 será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las autoridades
10 relacionadas con los asuntos ambientales, con el Plan de Ordenamiento Territorial, con las restricciones para
11 la aeronavegación en el área de interés para el Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y
12 reglamentaciones existentes. El mapa de la Figura 1 incluye también la localización geográfica aproximada de
13 la línea de 230 kV a intervenir.

14
15 **Servicios Auxiliares en la Subestación Armenia:** el Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en
16 AC y DC suficientes para la topología de la Subestación.

17
18 **Infraestructura y Módulo Común:** como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las
19 obras y equipos constitutivos del modulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

20
21 5.2 Normas para fabricación de los equipos

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

28
29 5.3 Condiciones Sísmicas

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

36
37 5.3.1 Procedimiento General del diseño

38
39 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 40
41 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que gobernarán el
42 desarrollo total del Proyecto.

43
44 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones para llevar a cabo
45 la programación y control del desarrollo de los trabajos; especificaciones y procedimientos para adelantar

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

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

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

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

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

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

43
44 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y entregada a la
45 Interventoría para revisión.

46

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

7
8 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la Interventoría a efecto de
9 cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la
10 Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios
11 respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.

12
13 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del
14 Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye
15 todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en
16 las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

17
18 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien
19 formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.

20
21 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que preparen y
22 entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos documentos serán objeto de
23 revisión por la Interventoría quien formulará los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

24
25 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo, la puesta
26 en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de revisión por parte de la
27 Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista y a la UPME si es del caso.

28
29 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la UPME podrá
30 trasladar consultas al Inversionista.

31 32 5.3.2 Estudios del Sistema

33
34 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría
35 los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño básico y detallado de la
36 Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los
37 siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:

- 38
39 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos,
40 contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
41 - Cálculo de flechas y tensiones.
42 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de
43 despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
44 - Estudios de coordinación de protecciones.

- 1 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y distancias eléctricas.
- 2 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- 3 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 4 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 5 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 6 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 7 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 8 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de
- 9 Impacto Ambiental (EIA)
- 10 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
- 11 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar como mínimo los
- 12 siguientes aspectos:
- 13
- 14 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 15 - Origen de los datos de entrada.
- 16 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo
- 17 en Publicaciones IEC o IEEE.
- 18 - Resultados.
- 19 - Bibliografía.

20

21 5.3.3 Distancias de seguridad

22

23 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos establecidos en

24 los Artículos 13 y 29 del RETIE en su última revisión y/o actualización.

25 5.4 EQUIPOS DE POTENCIA

26 5.4.1 Interruptores

27

28 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita analizar el

29 cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC 62271-100,

30 “*High voltage alternating current circuit breakers*” o ANSI.

31

32 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando monopolar, ser

33 aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

34

1 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección
2 IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o ANSI, No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite
3 para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.
4

5 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
6 publicación IEC 62271-100 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
7 para fines pertinentes de la Interventoría.
8

9 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
10 reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o
11 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
12

13 5.4.2 Descargadores de Sobretensión

14
15 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*”. Los descargadores
16 deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los
17 descargadores se conectarán fase a tierra.
18

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

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

27 5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

28
29 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC 62271-102, “*Alternating*
30 *current disconnectors and earthing switches*” o ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual
31 y motorizado, tripolar. Los seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes
32 inducidas por los otros circuitos.
33

34 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
35 publicación IEC 62271-102 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
36 para los fines que requiera la Interventoría.
37

38 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
39 reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores similares de acuerdo con la publicación IEC 62271-102
40 o ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
41

42 5.4.4 Transformadores de tensión

43
44 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC 60358, “*Coupling*
45 *capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument transformers, Measurement of partial discharges*”
46 o ANSI.

1
2 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La
3 precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. Deben
4 tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos
5 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de
6 Medida y sus anexos.

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

11
12 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
13 reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión similares de acuerdo con la publicación
14 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente ANSI. Si el Inversionista no dispone
15 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

16 5.4.5 Transformadores de Corriente

17
18 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “*Instrument transformers*”, Parte 1, “*Current*
19 *transformers*”, Parte 4, “*Measurement of partial discharges*”, Parte 6, “*Requirements for protective current*
20 *transformers for transient performance*”.

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

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

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

36 5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

37 5.5.1 Sistemas de Protección

38
39 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la publicación IEC
40 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and systems*” y en el caso de los
41 registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el formato COMTRADE (*Common Format for*
42 *Transient Data Exchange*), recomendación IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el
43 software que haga la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
44 las respectivas normas equivalentes ANSI.

1
2 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con
3 principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener
4 distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y
5 recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo,
6 protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe
7 dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

8
9 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en la UPME. El
10 Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según CREG 025 de
11 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

12
13 El esquema de protección de barras, en la Subestación Armenia deberá consistir de un sistema de protección
14 diferencial de barras, porcentual o moderada.

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

23
24 **5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

25
26 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos que
27 conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

28
29

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.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
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.	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.
	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.	
	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.	

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

1
2 **Características Generales**

3
4 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.

5
6 El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida
7 que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en
8 la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de
9 intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual deberán
10 utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una
11 respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la
12 Subestación. Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y
13 con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la verificación de
14 cumplimiento.

15
16 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la correcta operación y
17 mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin limitarse al: hardware, software, GPS,
18 programas para el IHM, trabajos de parametrización del sistema, etc.

19
20 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual se conectan los
21 equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección y control. Se destacan las
22 siguientes funciones:

- 23
24 ➤ Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo, que resulte
25 compatible con las comunicaciones existentes.
- 26
27 ➤ La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
- 28
29 • 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 de la
2 Subestación.
3
- 4 ➤ La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:
5
- 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 normal, el
10 mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.
 - 11 • Mantenimiento de cada equipo.
 - 12 • Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones del sistema.

13
14 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o computadores del
15 IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación y el CND o el centro de control
16 remoto del Inversionista (sean funciones de control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es
17 responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de
18 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del
19 Inversionista.

20
21 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de subestación:

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

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

31 32 5.5.3 Medidores multifuncionales

33
34 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para
35 determinación de parámetros eléctricos como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de
36 potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles
37 superiores. Deben cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en
38 su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

39 40 5.5.4 Controladores de Bahía

41

1 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con otros
2 equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía deben ser
3 compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de extra alta
4 tensión; el Inversionista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.
5

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

- 11
- 12 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 13 - Despliegue de alarmas.
- 14 - Despliegue de eventos.
- 15 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 16 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 17 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- 18 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

19
20 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
21 comunicación.

22
23 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el estampado
24 de tiempo al momento de recibir un evento.

25 26 5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares

27
28 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir la
29 medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los mismos protocolos del
30 controlador de bahía.

31
32 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los niveles
33 superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar sincronizados con todos los
34 dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en
35 LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 36
- 37 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 38 - Despliegue de alarmas.
- 39 - Despliegue de eventos.
- 40 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.

- 1 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
2 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
3 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
4 comunicación.

5
6 5.5.6 Switches

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

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

21
22 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos los
23 equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.

24
25 5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

26
27 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

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

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

36
37 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos con el
38 controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de interrupción de una
39 cualquiera de las vías.
40

1 5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

2
3 **Controlador de la Subestación**

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

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

18
19 **Registradores de fallas**

20
21 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del archivo
22 con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición, procesamiento y análisis, en
23 el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de equipos instalados en las bahías del
24 Proyecto, incluyendo almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
25 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

26
27 **Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación**

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

32
33 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos dispositivos suministrados
34 con el sistema de medida, control y supervisión de la Subestación, la cual debe tener como mínimo las
35 siguientes funciones:

- 36
37 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
38 - Autoverificación y autodiagnóstico.
39 - Comunicación con el CND.
40 - Comunicación con la red de área local.
41 - Facilidades de mantenimiento.
42 - Facilidades para entrenamiento.
43 - Función de bloqueo.

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

17

18 5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

19

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

21 revisión.

22

22 5.6 OBRAS CIVILES

23

23 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de la subestación Armenia con el siguiente

24 alcance:

25

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

27

28 Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación Armenia deben cumplir con los

29 requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo

30 del Inversionista para lo cual deberá consultar al propietario de la Subestación existente a 115 kV (CHEC).

31

32 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas

33 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

34

35 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos regulatorios, el

36 RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se

1 podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará
2 a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista
3 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- 4
- 5 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
 - 6 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos, listas y
7 especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
 - 8 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión
9 denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el
10 Interventor.

11 5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

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

16
17 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra de la nueva Subestación en
18 cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas deberá
19 ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad
20 del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables.

21 6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

22 6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

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

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

34
35 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista debe efectuar las siguientes pruebas como mínimo, pero sin
36 limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos del CND, vigentes:

- 37
- 38 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
 - 39 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas a la
40 Subestación.

- 1
2 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto funcionamiento
3 de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de protecciones.
4
5 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

6
7 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las pruebas de energización.
8 Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines pertinentes por la
9 Interventoría.
10

11 6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO

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

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

29 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

1 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

2 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 02-2009, como costos de conexión, datos
3 técnicos, planos y los Anexos 1A y 1B, será suministrados por la UPME en formato digital a solicitud de los
4 interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante Autorizado, indicando
5 domicilio, teléfono, fax y correo electrónico, una vez se realice la publicación oficial de los DSI de la presente
6 Convocatoria. Dicha información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores
7 detalles requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

8 **9. FIGURAS**

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

10

11 Figura 1 Mapa de localización del proyecto.

12 Figura 2 Esquema Unifilar Subestación Armenia 230 kV.

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

14

15 **10. ANEXO 1A**

16

17 Anexo 1 A. Área de influencia del Proyecto Armenia 230 kV e identificación preliminar de restricciones.

18

19

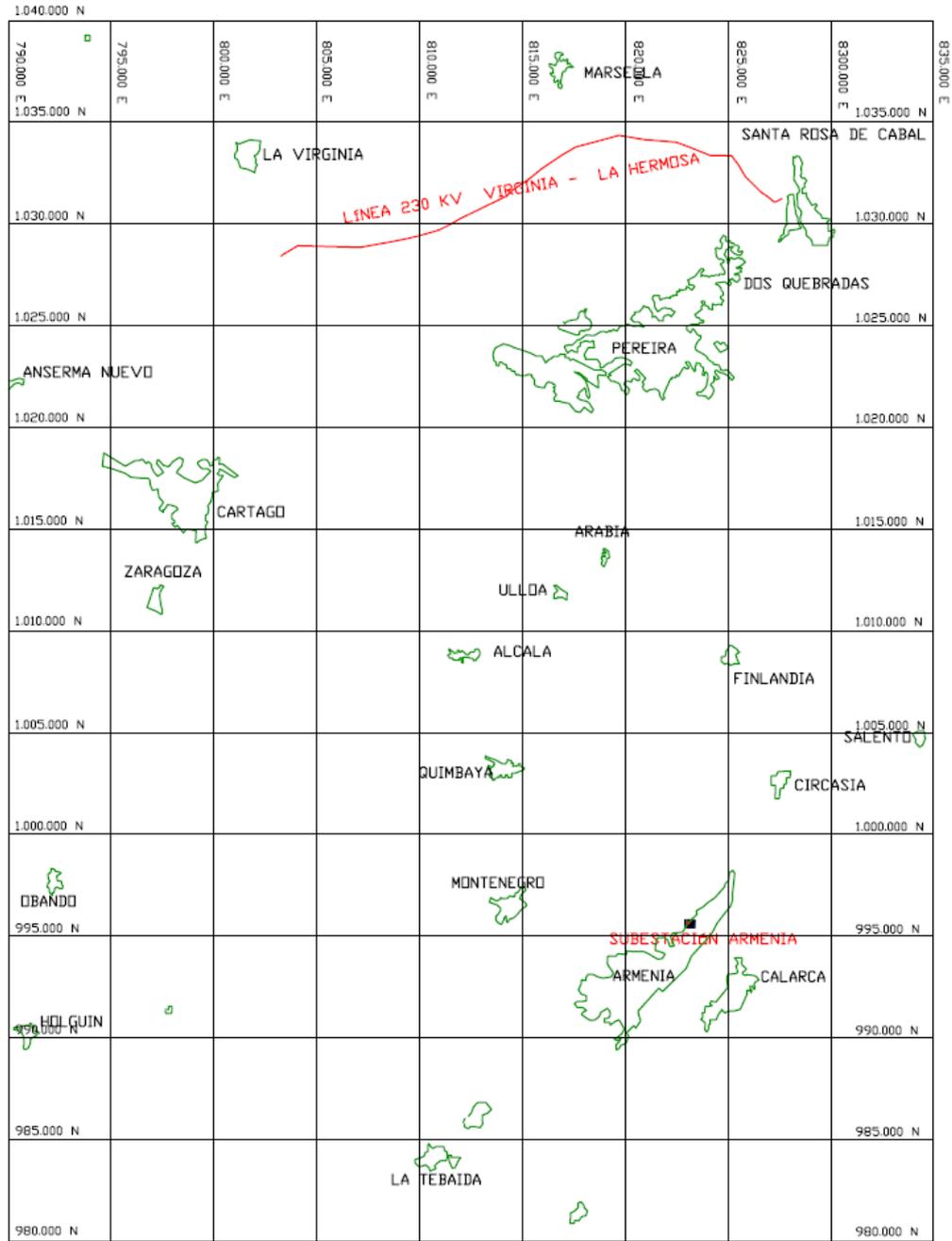
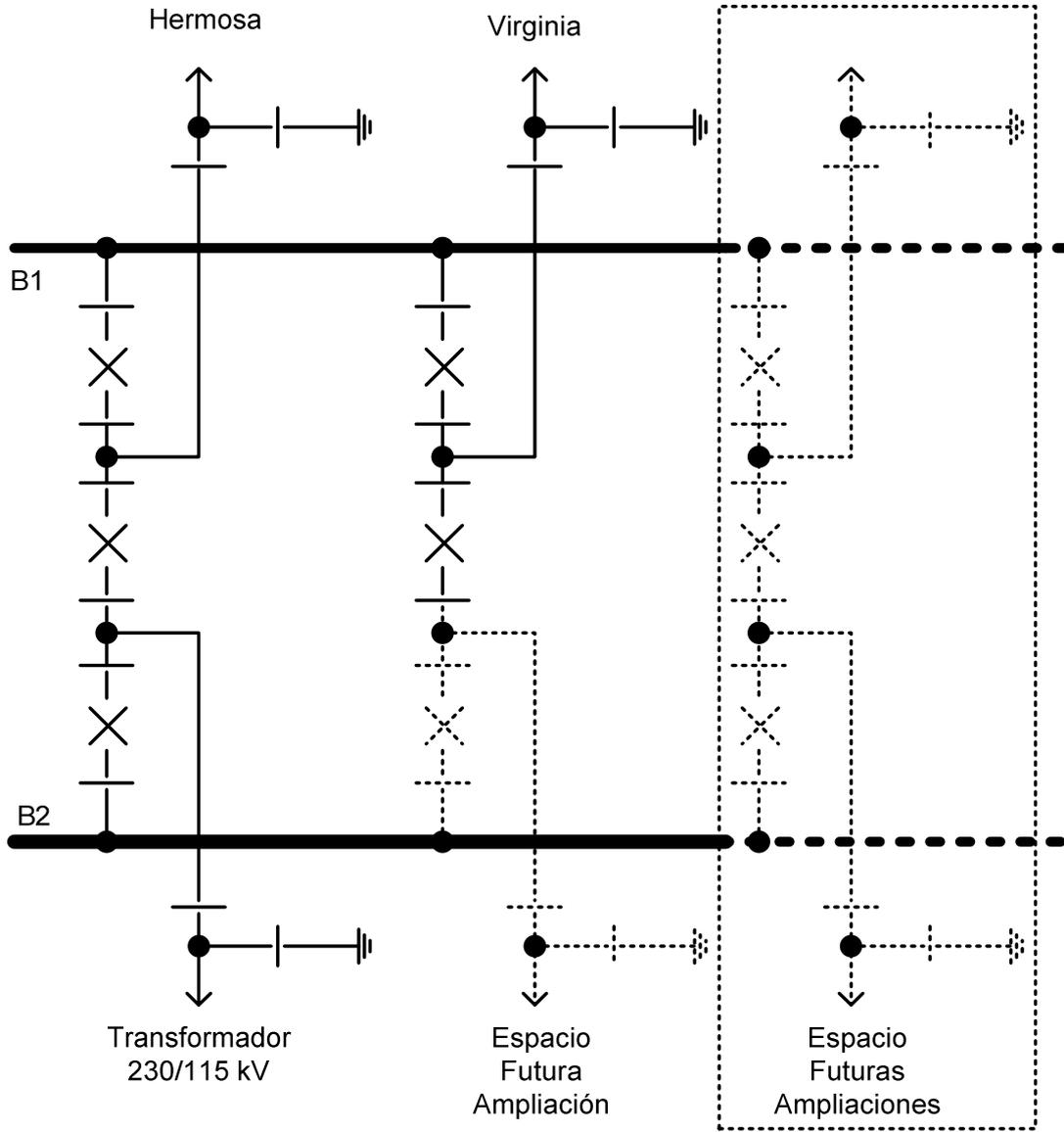


Figura 1 Mapa de localización del proyecto

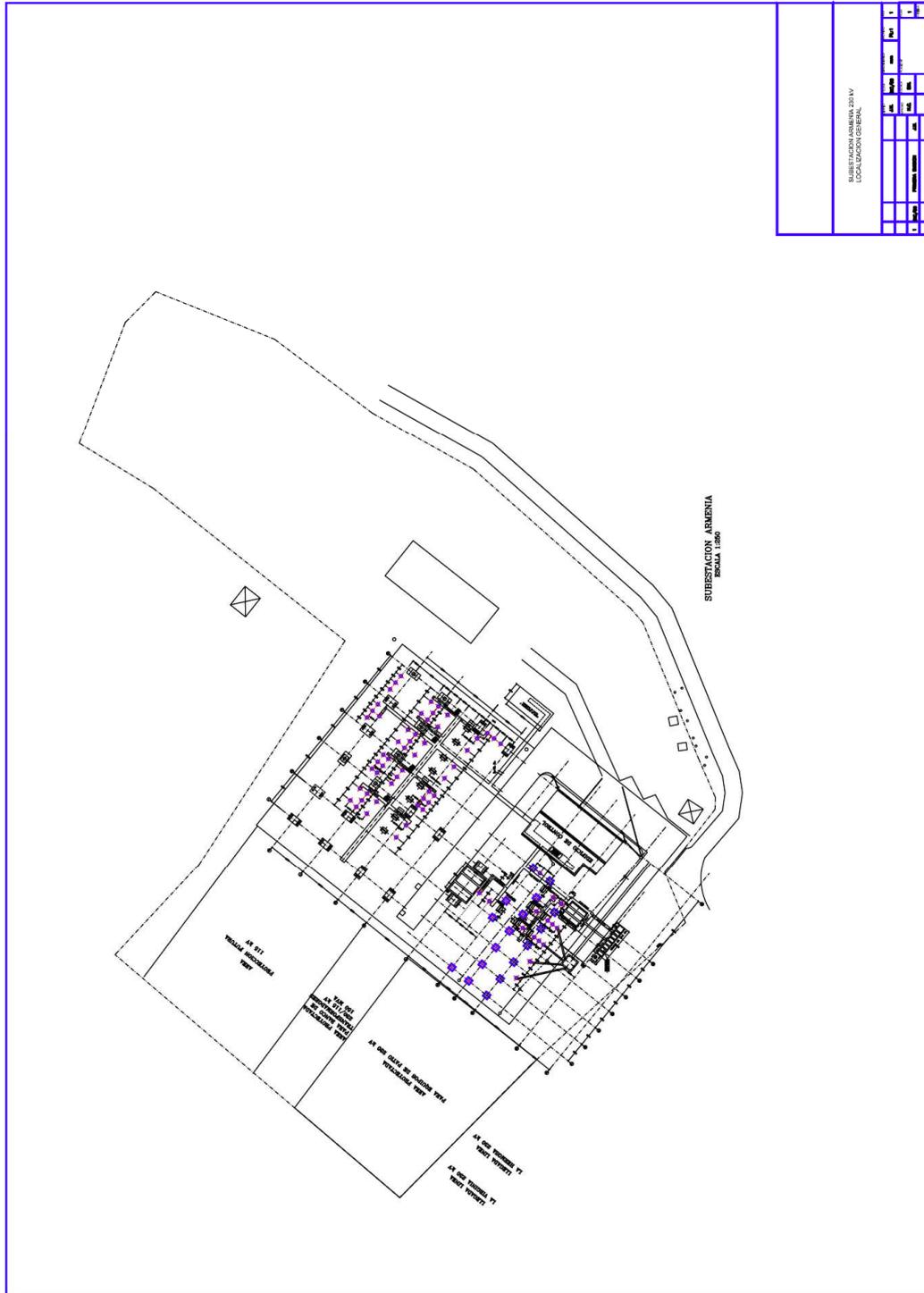
1
2
3
4
5
6

1



2
3
4

Figura 2 Esquema unifilar subestación Armenia 230 kV



SUBESTACION ARMENIA 230 kV LOCALIZACION GENERAL	
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	46
47	48
49	50
51	52
53	54
55	56
57	58
59	60
61	62
63	64
65	66
67	68
69	70
71	72
73	74
75	76
77	78
79	80
81	82
83	84
85	86
87	88
89	90
91	92
93	94
95	96
97	98
99	100

1
2

Figura 3 Localización general de la subestación Armenia 230 kV