

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 DE 2016

(UPME 07 – 2016)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DEL SEGUNDO REFUERZO DE RED DEL ÁREA ORIENTAL:  
LÍNEA DE TRANSMISIÓN NUEVA ESPERANZA – LA VIRGINIA 500 kV.**

Bogotá D. C., mayo de 2016

## ÍNDICE

1		
2		
3		
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales .....	4
6	1.2 Definiciones .....	5
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
8	<b>2.1 Descripción de obras en las subestaciones</b> .....	<b>6</b>
9	<b>2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Nueva Esperanza 500 kV</b> .....	<b>7</b>
10	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto .....	8
11	2.2.1 En la Subestación Nueva Esperanza 500 kV .....	9
12	2.2.2 En la Subestación La Virginia 500 kV .....	9
13	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>10</b>
14	3.1. Parámetros del Sistema.....	10
15	3.2 Nivel de Corto Circuito .....	11
16	3.3 Materiales .....	12
17	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible .....	12
18	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	12
19	3.6 Pruebas en Fábrica.....	13
20	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV</b> .....	<b>13</b>
21	4.1 General.....	13
22	4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión .....	15
23	4.3 Longitud Aproximada de la Línea.....	17
24	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas.....	18
25	4.4.1 Aislamiento .....	18
26	4.4.2 Conductores de Fase.....	18
27	4.4.3 Cable(s) de Guarda .....	20
28	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas .....	20
29	4.4.5 Transposiciones de Línea .....	21
30	4.4.6 Estructuras.....	22
31	4.4.7 Localización de Estructuras .....	22
32	4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores .....	23
33	4.4.9 Cimentaciones .....	23
34	4.4.10 Señalización Aérea .....	23
35	4.4.11 Desviadores de vuelo para aves .....	24
36	4.4.12 Obras Complementarias .....	24
37	4.5 Informe Técnico .....	24
38	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN</b> .....	<b>25</b>
39	5.1 General.....	25
40	5.1.1 Predio de las Subestaciones.....	25
41	5.1.2 Espacios de Reserva .....	27

1	5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes .....	28
2	5.1.4 Servicios Auxiliares .....	28
3	5.1.5 Infraestructura y Módulo Común .....	28
4	5.2 Normas para Fabricación de los Equipos.....	30
5	5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos .....	30
6	5.4 Procedimiento General del Diseño.....	30
7	5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica .....	32
8	5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle .....	32
9	5.4.3 Estudios del Sistema .....	33
10	5.4.4 Distancias de Seguridad .....	34
11	5.5 Equipos de Potencia .....	34
12	5.5.1 Reactor Inductivo.....	34
13	5.5.2 Interruptores .....	35
14	5.5.2 Descargadores de Sobretensión.....	36
15	5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra .....	37
16	5.5.4 Transformadores de Tensión .....	38
17	5.5.5 Transformadores de Corriente .....	38
18	5.5.6 Equipo GIS o Híbrido .....	39
19	5.5.7 Sistema de Puesta A Tierra .....	40
20	5.5.8 Apantallamiento de la Subestación .....	40
21	5.6 Equipos de Control y Protección .....	41
22	5.6.1 Sistemas de Protección .....	41
23	5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones .....	41
24	5.6.2.1 Características Generales.....	43
25	5.6.4 Controladores de Bahía .....	46
26	5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares .....	47
27	5.6.6 Switches .....	48
28	5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	48
29	5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	48
30	5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones .....	50
31	5.7 Obras Civiles .....	50
32	5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	51
33	<b>6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>51</b>
34	6.1 Pruebas y Puesta en Servicio .....	51
35	6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	52
36	<b>7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>53</b>
37	<b>8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO .....</b>	<b>53</b>
38	<b>9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>53</b>
39	<b>10. FIGURAS .....</b>	<b>53</b>
40		

## ANEXO 1

### 1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 07 – 2016.

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

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

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

#### 1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de agosto de 2013, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto

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

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

## 14 1.2 Definiciones

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

## 19 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

20  
21  
22 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en  
23 servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto segundo refuerzo  
24 de red del área oriental: línea de transmisión Nueva Esperanza – La Virginia 500 kV,  
25 definido en el “Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2013-2027”,  
26 adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 90772 de septiembre 17  
27 de 2013, el cual comprende:

- 28 i. Construcción de una (1) línea a 500 kV desde la subestación Nueva Esperanza 500  
29 kV hasta la Subestación existente La Virginia 500 kV con una longitud entre 190 km  
30 y 225 km aproximadamente.
- 31 ii. Construcción de una (1) bahía de línea a 500 kV, en configuración interruptor y  
32 medio, en la Subestación Nueva Esperanza 500 kV.
- 33 iii. Construcción de una (1) bahía de línea a 500 kV, en configuración Interruptor y  
34 medio, en la Subestación La Virginia 500 kV.
- 35 iv. Instalación de reactores inductivos de 84 MVAR, en cada extremo de la Línea Nueva  
36 Esperanza – La Virginia 500 kV, con sus respectivos equipos de control y maniobra  
37 bajo carga. Cada reactor deberá contar con reactor de neutro.

- 1 v. Los espacios de reserva establecidos en el numeral 5.1.2 Espacios de Reserva del  
2 presente documento.

3 **NOTAS:**

- 4
- 5 1. Los Diagramas unifilares de Subestaciones a intervenir por motivo de la presente  
6 Convocatoria Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,  
7 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la  
8 disposición de los diagramas unifilares previa revisión y concepto del Interventor, y  
9 aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada  
10 involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la Subestación,  
11 deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.  
12
- 13 2. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente  
14 Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse  
15 para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el  
16 corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido  
17 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.  
18
- 19 3. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria  
20 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.  
21
- 22 4. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para  
23 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo  
24 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin  
25 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura  
26 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones  
27 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.  
28
- 29 5. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente  
30 Proyecto) en las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o  
31 limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.)  
32 desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STN. Lo anterior  
33 no implica que los espacios ocupados por las bahías construidas en la presente  
34 convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en  
35 que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la  
36 convocatoria.  
37

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

39

### 2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Nueva Esperanza 500 kV

El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2.

La bahía de línea deberá mantener la configuración de la existente subestación La Virginia 500 kV, la cual es Interruptor y Medio. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

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

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con infraestructura en la subestación Nueva Esperanza 500 kV y en la subestación La Virginia 500 kV.

Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de Conexión, considerando las previsiones de reserva exigidas en la Convocatoria UPME 01-2008.

El diagrama unifilar de la nueva Subestación Nueva Esperanza 500 kV se muestra en la Figura 1.

Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Nueva Esperanza 500 kV deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.

Se debe tener en cuenta que la construcción de la Subestación Nueva Esperanza es objeto de la Convocatoria UPME 01-2008 a cargo de EPM y será intervenida por la convocatoria UPME 01 – 2013 a cargo de la EEB, por lo que son referencia los respectivos DSI de cada una de estas convocatorias, al igual que el estado de avance de los proyectos.

### 2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación La Virginia 500 kV

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

4  
5 La bahía de línea deberá mantener la configuración de la existente subestación La Virginia  
6 500 kV, la cual es Interruptor y Medio. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o  
7 GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”  
8 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según  
9 el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos  
10 establecidos en los DSI.

11  
12 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
13 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva  
14 bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y  
15 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar  
16 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual  
17 o superior al barraje existente donde se conecta.

18  
19 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía, en funcionalidad y  
20 en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en  
21 la subestación La Virginia 500 kV y en la subestación Nueva Esperanza 500 kV.

22  
23 El diagrama unifilar de la subestación La Virginia 500 kV se muestra en la Figura 2.

24  
25 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación La Virginia 500 kV deberán ser  
26 completamente nuevos y de última tecnología.

27  
28 Se debe tener en cuenta que la Subestación La Virginia será intervenida por la Convocatoria  
29 UPME 04-2014 a cargo de la EEB, por lo que son referencia los respectivos DSI de esta  
30 convocatoria, al igual que el estado de avance del proyecto.

## 31 32 33 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

34  
35 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la  
36 construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la  
37 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código  
38 de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes  
39 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer  
40 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.



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

### 6 **2.2.1 En la Subestación Nueva Esperanza 500 kV**

8 El propietario de la Subestación Nueva Esperanza 500 kV es Empresas Públicas de  
9 Medellín E.S.P - EPM.

11 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
12 Nueva Esperanza, es el barraje a 500 kV.

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

30 Se deberá considerar lo dispuesto en los DSI de la convocatoria UPME 01-2008.

### 32 **2.2.2 En la Subestación La Virginia 500 kV**

34 El agente responsable de la existente subestación La Virginia 500 kV es INTERCOLOMBIA  
35 S.A. E.S.P.

37 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
38 La Virginia, es el barraje a 500 kV.

40 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública  
41 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado

1 con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura  
2 a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los  
3 módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC  
4 y DC; y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,  
5 dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que  
6 oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente  
7 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en  
8 el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de  
9 datos sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones  
10 de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual  
11 deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de  
12 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la  
13 fecha de firma del contrato de conexión.

14

15 Se deberá considerar lo dispuesto en los DSI de la convocatoria UPME 04-2014.

16

17

### 18 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

19

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

27

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

30

#### 31 3.1. Parámetros del Sistema

32

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

36

#### 37 Generales:

38 Tensión nominal 500 kV

39 Frecuencia asignada 60 Hz

40 Puesta a tierra Sólida

41 Numero de fases 3

- 1  
2 **Subestaciones 500 kV:**  
3 Servicios auxiliares AC 120/208V, tres fases, cuatro hilos.  
4 Servicios Auxiliares DC 125V  
5 Tipo de la Subestación Convencional o GIS o un híbrido.  
6  
7 **Línea de transmisión 500 kV:**  
8 Tipo de línea y estructuras: Aérea con torres auto-soportadas y/o postes  
9 y/o estructuras compactas y/o subterráneas.  
10 Estructuras de soporte: Para doble circuito.  
11 Circuitos por torre o canalización: En todo el recorrido se deberá instalar un (1)  
12 solo circuito, el segundo se tenderá  
13 posteriormente y no hace parte de la presente  
14 Convocatoria.  
15 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.  
16 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.  
17  
18 La longitud de la línea de transmisión de 500 kV, serán función del diseño y estudios  
19 pertinentes que realice el Inversionista.  
20  
21 La infraestructura de soporte para los tramos aéreos, deberá quedar dispuesta para recibir  
22 un segundo circuito a futuro. Es decir, que las estructuras deberán disponer de los  
23 respectivos brazos y demás elementos que permitan la instalación futura de aisladores y  
24 conductores de fase para un segundo circuito junto con el cable de guarda, de ser  
25 necesario.  
26  
27 El diseño de las estructuras deberá realizarse de tal manera que se permita la instalación  
28 del segundo circuito, con el primer circuito energizado.  
29  
30 En caso de tramos subterráneos, se deberá dejar prevista la obra civil (ductos y demás  
31 elementos) para el segundo circuito y se deberá hacer cargo de respectivo mantenimiento  
32 de esta obra civil. En cualquier caso, se deberá garantizar su uso.  
33  
34 **3.2 Nivel de Corto Circuito**  
35  
36 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que  
37 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de  
38 líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la  
39 capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente  
40 Convocatoria no deberá ser inferior a 63 kA. La duración asignada al corto circuito no podrá

1 ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas. Copia del estudio  
2 deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.  
3

### 4 **3.3 Materiales**

5  
6 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor  
7 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de  
8 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras  
9 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para  
10 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
11 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Transmisor deberá presentar para fines  
12 pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores  
13 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del  
14 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el  
15 Reglamento actualmente vigente.  
16

### 17 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible**

18  
19 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
20 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
21 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Transmisor deberá presentar al  
22 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes  
23 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.  
24

25 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:  
26 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo  
27 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen  
28 tiempo.  
29

30 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los  
31 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución  
32 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy  
33 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.  
34

### 35 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

36  
37 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. Se  
38 debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en especial los  
39 artículos 52 y 53.  
40

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

7  
 8 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
 9 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos  
 10 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la  
 11 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos  
 12 deberán entregarse al Interventor.

13  
 14 **3.6 Pruebas en Fábrica**

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

22  
 23 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de líneas y subestación,  
 24 estos deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo  
 25 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de  
 26 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

27  
 28 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 230 kV**

29  
 30 **4.1 General**

31  
 32 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas mínimas para la nueva línea  
 33 de 500 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis  
 34 comparativo de las normas:  
 35

Línea de 500 kV				
Íte m	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica	Numeral 3.1	kV	500

Línea de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1	-	-
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3	km	-
5	Altura (estimada) sobre el nivel del mar	Numeral 4.3	msnm	Entre 280 y 3500
6	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1	-	-
7	Conductores de fase	Numeral 4.4.2	-	-
8	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	-	-
9	Cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
10	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
11	Distancias de seguridad	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
12	Ancho de servidumbre	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
13	Máximo campo eléctrico e interferencia	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
14	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm <sup>2</sup>	-
15	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
16	Estructuras	Numeral 4.4.6	-	-
17	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
18	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
19	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
20	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-

Línea de 500 kV				
Íte m	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
21	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
22	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
23	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
24	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-

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

#### 4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión

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

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

1 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **“ANÁLISIS ÁREA DE**  
2 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SEGUNDO REFUERZO**  
3 **ORIENTAL: LA VIRGINIA - NUEVA ESPERANZA 500 kV, OBJETO DE LA**  
4 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 – 2016 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2013”**, el cual  
5 suministra información de referencia. El objeto de este documento es identificar de manera  
6 preliminar las posibilidades y condicionantes físicos, ambientales y sociales,  
7 constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender  
8 determinar o definir rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad  
9 los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información,  
10 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

11  
12 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,  
13 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

14  
15 Cabe destacar del análisis del área de estudio preliminar y alertas tempranas los siguientes  
16 aspectos:

17  
18 • Es fundamental considerar la presencia del área protegida “Parque Nacional Natural  
19 Los Nevados”, ubicada en parte de los departamentos de Caldas, Risaralda, Quindío y  
20 Tolima dadas sus características, objetos y usos.

21  
22 • A lo largo del área de estudio se identifica la Reserva Forestal Central Ley 2da de  
23 1959.

24  
25 • De acuerdo con información de Parques Nacionales Naturales, del visor geográfico  
26 SIAC y TREMARCTOS versión 3.0, se identifica un número importante de áreas protegidas  
27 en el polígono de estudio, especialmente en zona adyacente al Parque Nacional Natural  
28 Los Nevados. En caso de ser necesaria la construcción de infraestructura en alguna de las  
29 áreas protegidas, se debe consultar a la autoridad ambiental correspondiente sobre sus  
30 Planes de Manejo y el trámite a seguir.

31  
32 • Según información del Instituto Humboldt, del visor geográfico SIAC y  
33 TREMARCTOS versión 3.0, en el área de estudio se encuentran los siguientes ecosistemas  
34 estratégicos: Complejos de Páramos, Ecosistemas de Bosque Seco Tropical, Áreas  
35 importantes para la Conservación de la Aves AICA’s, Humedales, Humedal Ramsar y otras  
36 áreas de manejo especial identificadas por CORPOCALDAS y CARDER.

37  
38 • Con respecto a comunidades étnicas, el Ministerio del Interior mediante la  
39 Certificación 1850 del 19 de noviembre de 2014, registra la presencia de comunidades  
40 indígenas de la etnia Pijao en los municipios de Coello e Ibagué (Tolima) y la presencia de  
41 comunidades de la etnia Emberá Chamí en los municipios de Montenegro, Tebaida,



1 Quimbaya, Circasia y Córdoba en el departamento del Quindío. Adicionalmente, certifica la  
 2 presencia de resguardos indígenas de la etnia Emberá Chamí en el municipio de Marsella  
 3 en Risaralda.

4  
 5 Por otra parte, INCODER, determina la presencia de la comunidad Totumal en Belalcázar  
 6 y Dachi Agore Drúa en Calarcá, asimismo deja constancia que comunidades indígenas de  
 7 la etnia Emberá Chamí le han solicitado adelantar procedimiento de ampliación en el  
 8 municipio de Belalcázar y constitución en Armenia.

9  
 10 El Inversionista deberá validar la información a efectos de sus estudios y diseños.

- 11  
 12 • Con relación a los aspectos arqueológicos, en el área de estudio se identifican varios  
 13 hallazgos y se encuentran zonas con potencial.

14  
 15 Es de resaltar el hallazgo arqueológico identificado en la subestación eléctrica Nueva  
 16 Esperanza 500/230 kV.

- 17  
 18 • Existe una considerable probabilidad que las diferentes alternativas de trazado de  
 19 la línea de transmisión, pasen por áreas del Paisaje Cultural Cafetero a la llegada de la  
 20 Subestación La Virginia en Pereira; por tanto, se debe consultar con la Dirección de  
 21 Patrimonio del Ministerio de Cultura, sobre el procedimiento para la autorización de  
 22 intervención.

23  
 24  
 25 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

26  
 27 La longitud anunciada en este documento es de referencia y está basada en estimativos  
 28 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos  
 29 de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones,  
 30 análisis y consideraciones.

31

<i><b>Circuito</b></i>	<i><b>Tensión</b></i>	<i><b>Longitud Aproximada</b></i>
Nueva Esperanza – La Virginia 500 kV	500 kV	Entre 190 y 225 km

32  
 33 A manera de información, la altura sobre el nivel del mar (asociada a estimativos  
 34 preliminares) está comprendida entre los 280 m y 3500 m. Sin embargo, tanto la longitud  
 35 real como la altura sobre el nivel del mar real, serán función del trazado, diseño y estudios  
 36 pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado.

#### 4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas

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

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

##### 4.4.1 Aislamiento

El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, la nueva subestación y/o las obras en las subestaciones existentes y, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento de las líneas, los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 500 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 105% del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.

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

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

##### 4.4.2 Conductores de Fase

Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor verificará e informará a la UPME si el diseño

1 realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores  
2 límites establecidos.

3  
4 El conductor de fase de los circuitos de 500 kV deberá tener conductores en haz de tres o  
5 cuatro sub-conductores según decisión del Inversionista que deberá ser soportada ante el  
6 Interventor. La separación entre sub-conductores del haz deberá ser de 457,2 mm y deberá  
7 cumplir con las siguientes exigencias técnicas:

- 8
- 9 • Capacidad normal de operación del circuito no inferior a 2400 Amperios a  
10 temperatura ambiente máxima promedio.
- 11 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0230  
12 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la  
13 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.
- 14

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

20  
21 El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia, tanto  
22 en los tramos aéreos como en los subterráneos según sea el caso.

23  
24 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
25 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

26  
27 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia  
28 establecidas en la normatividad aplicable.

29  
30 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores  
31 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético  
32 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular  
33 pueden estar expuestos durante varias horas.

34  
35 De presentarse características en el ambiente para esta nueva líneas, que tuvieren efecto  
36 corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos de  
37 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,  
38 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad  
39 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor podrá ser en cobre o aluminio con  
40 aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito  
41 previsible para la Línea durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de

1 que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable  
2 o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión  
3 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

#### 4 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

5  
6  
7 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista y  
8 aplican solo para cables de guarda de los circuitos que se instalarán en el desarrollo de la  
9 presente Convocatoria Pública.

10  
11 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda  
12 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW.

13  
14 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda  
15 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro  
16 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los  
17 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su  
18 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar  
19 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan  
20 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del  
21 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados  
22 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por  
23 ellos.

24  
25 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,  
26 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

27  
28 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla  
29 con las normas técnicas aplicables.

30  
31 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la  
32 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra  
33 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del  
34 cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

#### 35 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

36  
37  
38 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del  
39 sitio de cada una de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las  
40 personas, considerando además el comportamiento del aislamiento ante descargas  
41 atmosféricas.

1  
2 Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que  
3 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal  
4 que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y con  
5 lo establecido en el RETIE en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y  
6 contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán  
7 hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo  
8 establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la norma ha sido objeto de  
9 actualización.

10  
11 El Transmisor debe determinar en su diseño, los materiales que utilizará en la ejecución de  
12 las puestas a tierra de las estructuras de la línea teniendo en cuenta la vida útil, la frecuencia  
13 de las inspecciones y mantenimientos, la posibilidad del robo de los elementos de cobre,  
14 así como la corrosividad de los suelos del sitio de cada torre. No obstante, en cualquier  
15 caso deberá cumplirse con lo estipulado en el RETIE, en particular con el numeral 15.3  
16 “MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA” o el numeral aplicable si la  
17 norma ha sido objeto de actualización.

18  
19 Los conectores a utilizar deberán contar con certificado de producto donde debe ser claro  
20 si son adecuados para enterramiento directo.

21  
22 Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de  
23 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y los  
24 voltajes de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

#### 25 26 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

27  
28 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para  
29 garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para  
30 ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la  
31 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

32  
33 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la  
34 norma técnica aplicable para ello, *IEC 1000-3-6 o equivalente*, lo cual deberá soportar y  
35 poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de  
36 todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte  
37 del presente Proyecto.

38  
39 En caso de requerirse, las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos  
40 (3/6) y a cinco sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.

41

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

#### 4 5 **4.4.6 Estructuras** 6

7 El diseño de las estructuras deberá realizarse de tal manera que se permita la instalación  
8 del segundo circuito (a futuro), con el primer circuito energizado.

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

14  
15 Las estructuras de apoyo para las líneas aéreas y las de transición aéreo-subterráneo  
16 deberán ser auto-soportadas. En cualquier caso, las estructuras no deberán requerir para  
17 su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer  
18 uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser  
19 montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

20  
21 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
22 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
23 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología  
24 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*  
25 *Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y  
26 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecida a partir de los resultados  
27 del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo lo  
28 establecido por el ASCE en la última revisión de la norma ASCE STANDARD 10 "*Design of*  
29 *Latticed Steel Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de  
30 cargas evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los  
31 que se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello  
32 resultara así, primarán estas últimas.

#### 33 34 **4.4.7 Localización de Estructuras** 35

36 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad  
37 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las  
38 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de  
39 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La  
40 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las

1 condiciones de máxima temperatura del conductor durante toda la vida útil del Proyecto,  
2 estas condiciones deben ser definidas por el Inversionista.

#### 4 4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - 5 Amortiguadores 6

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

15  
16 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación  
17 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio  
18 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al  
19 Interventor.

#### 20 21 4.4.9 Cimentaciones 22

23 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo  
24 de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG  
25 098 de 2000, numeral 2.7, o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.  
26 Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse  
27 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar  
28 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas  
29 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de  
30 cada tipo de estructura.

#### 31 32 4.4.10 Señalización Aérea 33

34 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas  
35 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u  
36 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de  
37 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso que  
38 la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por la  
39 carencia de ellos.  
40

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

#### 4.4.11 Desviadores de vuelo para aves

7 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de  
8 vuelo para aves.

#### 4.4.12 Obras Complementarias

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

#### 4.5 Informe Técnico

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

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



1  
2 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**  
3

4 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.  
5

6 **5.1 General**  
7

8 |La información específica, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como  
9 costos de conexión, datos técnicos, planos, etc, serán suministrados por la UPME conforme  
10 el Numeral 9 del presente Anexo 1.  
11

12 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del  
13 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:  
14

ítem	Descripción	Nueva Esperanza 500 kV	La Virginia 500 kV
1	Configuración	Interruptor y medio	Interruptor y Medio
2	Tipo de subestación	Convencional	Convencional.
3	Subestación nueva	No	No
4	Propietario de la Subestación	EPM E.S.P	ISA S.A. E.S.P.

15  
16 **5.1.1 Predio de las Subestaciones**  
17

18 **Subestación Nueva Esperanza 500 kV**  
19

20 La subestación Nueva Esperanza 500 kV, de propiedad de E.P.M E.S.P., se encuentra  
21 localizada en inmediaciones del municipio Soacha (Cundinamarca), en las siguientes  
22 coordenadas aproximadas (información que deberá verificar el Interesado):  
23

24 Latitud: 04°35'56.57" N.  
25 Longitud: 74°04'51.30" O.  
26

27 De acuerdo a lo manifestado por E.P.M E.S.P mediante oficio con radicado UPME  
28 20151260021572 “La subestación Nueva Esperanza dispone de espacios de reserva  
29 proyectados para la instalación de dos (2) diámetros completos a 500 kV en configuración  
30 interruptor y medio (proyectados para bahías futuras de línea o de transformación), y  
31 espacio de reserva adicional para tres (3) transformadores de potencia”.  
32

33 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con EPM  
34 y en terreno.

1  
2 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las  
3 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de  
4 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la  
5 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
6 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir  
7 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán  
8 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

9  
10 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el inversionista deberá analizar todos los  
11 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar los  
12 posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el  
13 inversionista.

14  
15 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **ANÁLISIS ÁREA DE**  
16 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SEGUNDO REFUERZO**  
17 **ORIENTAL: LA VIRGINIA - NUEVA ESPERANZA 500 kV, OBJETO DE LA**  
18 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 – 2016 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2013”,** el cual  
19 suministra información de referencia. El objeto de este documento es identificar de manera  
20 preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento  
21 ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es  
22 responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del  
23 Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas  
24 ante las Autoridades competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus  
25 Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas,  
26 entrevistas y otros.

### 27 **Subestación La Virginia 500 kV**

28  
29  
30 La existente subestación La Virginia 500 kV, de propiedad de ISA S.A. E.S.P., se encuentra  
31 localizada en inmediaciones del municipio Paipa (Boyacá), en las siguientes coordenadas  
32 aproximadas (información que deberá verificar el Interesado):

33  
34 Latitud: 4°51'25.02" N.  
35 Longitud: 75°51'20.30" O.

36  
37 De acuerdo a lo manifestado por ISA – INTERCOLOMBIA mediante oficio con radicado  
38 UPME 20151260016562 “*La Subestación La Virginia dispone de un espacio completo con*  
39 *las mismas medidas de los diámetros D2 y D3 de 500 kV 8.953 metros cuadrados para el*  
40 *diámetro 1 corte 2 y corte central de 500 kV el cual consta de terreno lleno con una capa*

1 de triturado, estos espacios figuran como designados para el proyecto UPME 04-2014  
2 Refuerzo Suroccidental 500 kV.

3  
4 Otro espacio disponible es para el Diámetro 3 corte 1 de 500 kV con un área de 3.113  
5 metros cuadrados lleno con una capa de triturado. También se encuentra disponible la  
6 posibilidad de completar el diámetro 4.”

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

15  
16 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos  
17 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, se deberán considerar  
18 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el  
19 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a  
20 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

21  
22 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento “**ANÁLISIS ÁREA DE**  
23 **ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SEGUNDO REFUERZO**  
24 **ORIENTAL: LA VIRGINIA - NUEVA ESPERANZA 500 kV, OBJETO DE LA**  
25 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07 – 2016 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2013”**, el cual  
26 suministra información de referencia. El objeto de este documento es identificar de manera  
27 preliminar las posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento  
28 ilustrativo para los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es  
29 responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del  
30 Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas  
31 ante las Autoridades competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus  
32 Propuestas en sus propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas,  
33 entrevistas y otros.

### 34 35 **5.1.2 Espacios de Reserva**

36  
37 Para las bahías objeto de la presente Convocatoria Pública que queden en diámetros  
38 incompletos y puedan utilizarse para ampliaciones futuras, también estará a cargo de la  
39 presente convocatoria el enlace con el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda  
40 ser removido fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.

1 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya  
2 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones. No obstante, se debe garantizar  
3 que los espacios de reserva en las subestaciones no se verán afectados o limitados para  
4 su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el  
5 marco de la presente Convocatoria Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por  
6 las bahías construidas en la presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con  
7 excepción de aquellos casos en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado  
8 antes del inicio de la convocatoria.

### 5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes

11 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
12 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
13 protección de las nuevas bahías 500 kV, con la infraestructura existente que pueda verse  
14 afectada por el desarrollo del Proyecto.

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

### 5.1.4 Servicios Auxiliares

22 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para el  
23 Proyecto objeto de la presente Convocatoria. Las tensiones a utilizar en los servicios  
24 auxiliares son las señaladas en el numeral 3.1.

### 5.1.5 Infraestructura y Módulo Común

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

32 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a  
33 500 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías  
34 internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el  
35 predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el  
36 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según se  
37 requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean  
38 necesarias.

1 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y  
2 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las  
3 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La  
4 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes  
5 componentes:  
6

- 7 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de  
8 acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la  
9 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los  
10 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y  
11 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,  
12 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,  
13 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado  
14 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral  
15 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la  
16 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.  
17
- 18 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2  
19 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de  
20 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los  
21 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares  
22 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles  
23 asociadas.  
24

25 Para la ampliación de las subestaciones Nueva Esperanza 500 kV y La Virginia 500 kV se  
26 deberá tener en cuenta que se utilizará un terreno disponible en una subestación existente.  
27 Será responsabilidad del Inversionista enterarse de las facilidades y de los requerimientos  
28 que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de  
29 puesta a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y  
30 mantener los arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá suministrar todos  
31 los equipos y elementos requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a  
32 realizar.  
33

34 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras  
35 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su  
36 análisis.  
37

38 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
39 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que  
40 la modifique o sustituya).  
41

## 5.2 Normas para Fabricación de los Equipos

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

## 5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

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

## 5.4 Procedimiento General del Diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

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

16  
17 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
18 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
19 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán  
20 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos  
21 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.

22  
23 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,  
24 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

25  
26 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
27 documento de cumplimiento obligatorio.

28  
29 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
30 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
31 pruebas.

32  
33 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
34 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
35 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas  
36 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y  
37 mantenimiento.

38  
39 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y  
40 entregada a la Interventoría para revisión.

41

#### 5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica

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

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

#### 5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle

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

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

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



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

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

### 8 9 **5.4.3 Estudios del Sistema**

10  
11 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes  
12 a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el  
13 diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se  
14 destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias  
15 de cálculo:

- 16  
17 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y  
18 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos  
19 y de resistividad.
- 20  
21 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 22  
23 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar  
24 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 25  
26 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 27  
28 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y  
29 distancias eléctricas.
- 30  
31 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo  
32 y a corto circuito.
- 33  
34 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores  
35 aislados.
- 36  
37 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 38  
39 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 40  
41 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.

- 1 - Informe de interfaces con equipos existentes.  
2  
3 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con  
4 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).  
5  
6 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores  
7 de fallas.  
8

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

- 11  
12 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.  
13  
14 - Origen de los datos de entrada.  
15  
16 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio  
17 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.  
18  
19 - Resultados.  
20  
21 - Bibliografía.  
22

#### 23 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

24  
25 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos  
26 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.  
27

### 28 **5.5 Equipos de Potencia**

#### 29 **5.5.1 Reactor Inductivo**

30  
31  
32 El Proyecto incluye la instalación de los módulos de compensación reactiva de línea y sus  
33 correspondientes bahías de conexión a las líneas de 500 kV y demás equipo necesarios  
34 como puesta a tierra de los reactores mediante un reactor de neutro, equipos de medida,  
35 control, protección, comunicaciones y equipos auxiliares, que posean características  
36 adecuadas de funcionamiento. Cada módulo de compensación será un banco de reactores  
37 monofásico y deberá tener, como mínimo, una unidad de reserva. Se deberán realizar la  
38 totalidad de las obras civiles correspondientes para el adecuado montaje de los reactores  
39 inductivos de compensación. Las maniobras de las bahías de compensación reactiva de  
40 línea, objeto de la presente Convocatoria Pública, se realizarán bajo carga y se requiere el  
41 uso de interruptores con mando sincronizado.

1  
2 Especificaciones del Reactor:

3

TIPO DE OPERACIÓN:	Exterior
NORMAS DE FABRICACIÓN:	ANSI – IEC
FRECUENCIA:	60 Hz
NÚMERO DE FASES	3

4  
5 Los valores de las compensaciones reactivas están basados en los estimativos preliminares  
6 de las longitudes de línea:

7

Circuito	Long. Aprox.	Compensación Estimada (en cada extremo de línea)
Nueva Esperanza – La Virginia 500 kV	Entre 190 km y 225 km	84 MVar

8  
9 Las capacidades de las compensaciones reactivas inductivas podrán ser ajustadas por el  
10 Transmisor, en función de la geometría de los conductores, la disposición de la línea y/o la  
11 variación de la longitud respecto a la longitud de referencia del presente Anexo 1, soportado  
12 en un estudio que deberá ser sometido a aprobación de la UPME previo concepto del  
13 Interventor.

14  
15 Los reactores deberán estar provistos de transformadores de corriente tipo buje en las  
16 cantidades y con las características específicas para la protección propia del equipo y para  
17 la operación, control y protección del reactor.

18  
19 Los equipos de control y maniobra de las bahías de compensación de línea deberán permitir  
20 la operación bajo carga.

21  
22 **Pruebas de rutina:** Los reactores deberán ser sometidos a las pruebas de rutina  
23 establecidas en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de  
24 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

25  
26 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una  
27 copia de los reportes de pruebas tipos hechas sobre los interruptores similares en todo de  
28 acuerdo con las publicaciones IEC o ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos  
29 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

30  
31 **5.5.2 Interruptores**

1 Los interruptores de potencia a 500 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición  
2 de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a  
3 suministrar:

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

10

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

13

14 Todos los interruptores de subestaciones nuevas, en configuración interruptor y medio,  
15 deberán contar con transformadores de corriente en ambos extremos del interruptor, de  
16 acuerdo con la recomendación IEEE Std C37.234-2009 "IEEE Guide for Protective Relay  
17 Applications to Power System Buses".

18

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

24

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

29

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

### 35

### 36 5.5.2 Descargadores de Sobretensión

### 37

38 Los descargadores de sobretensión a 500 kV, deben cumplir las prescripciones de la última  
39 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a  
40 suministrar

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

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

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

### 5.5.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

Los Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra a 500 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

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

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

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

#### 5.5.4 Transformadores de Tensión

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

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

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

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

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

#### 5.5.5 Transformadores de Corriente

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

- IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su equivalente en ANSI.

- IEC 60044-1: “Current Transformers”.
- IEC-61869-1/2: “Current Transformers”.

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

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

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

### 5.5.6 Equipo GIS o Híbrido

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

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

- Instrument transformer – IEC6189
- Insulation Coordination – IEC60071
- High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- Partial discharge measurement – IEC60270
- Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- Guide for checking SF6 - IEC 60480
- Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303

- Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

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

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

### 5.5.7 Sistema de Puesta A Tierra

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

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

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

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

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

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

### 5.5.8 Apantallamiento de la Subestación

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

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



## 5.6 Equipos de Control y Protección

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

### 5.6.1 Sistemas de Protección

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

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

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

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

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

### 5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
<b>3</b>	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.</p> <hr/> <p>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.</p>
<b>2</b>	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <hr/> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <hr/> <p>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.</p>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
<b>1</b>	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el</p>

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

1  
2  
3  
4  
5

### 5.6.2.1 Características Generales

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

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

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

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

- 20
- 21 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de
- 22 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 23 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
- 24 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos
- 25 entre equipos vía la red.
- 26 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
- 27 Automatización de la Subestación.
- 28 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
- 29 funciones:
- 30 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
- 31 ○ Permitir la integración de elementos futuros.
- 32 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
- 33 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
- 34 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema
- 35 sin perturbar ni detener el sistema.
- 36 ○ Mantenimiento de cada equipo.
- 37 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
- 38 protecciones del sistema.
- 39

1 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o  
2 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación  
3 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control,  
4 visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los protocolos  
5 de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de implementación y  
6 coordinación de información a intercambiar con el CND son responsabilidad del  
7 Inversionista.

8  
9 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
10 Subestación:

- 11
- 12 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 13 Subestación.
- 14 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
- 15 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
- 16 sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 17 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 18 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 19

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

### 25 **5.6.3. Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales**

26  
27  
28 Se debe instalar unidades de medición fasorial -PMU- para cada bahía de línea objeto de  
29 la presente convocatoria, garantizando un PMU por corte, incluyendo el corte central.  
30 Adicionalmente, se deben poseer entradas de corriente independiente por corte.

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

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

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

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

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

#### 28 29 **5.6.4 Controladores de Bahía**

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

36  
37 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y  
38 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de  
39 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los  
40 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un  
41 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10
- 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.
  - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

11 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos  
12 para la comunicación.

13  
14 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria  
15 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

### 17 5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

18  
19 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.  
20 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y  
21 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.

22  
23 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM  
24 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar  
25 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios  
26 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
27 funcionalidades como mínimo:

- 28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36
- Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
  - Despliegue de alarmas.
  - Despliegue de eventos.
  - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
  - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
  - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

37 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos  
38 para la comunicación.

39

### 5.6.6 Switches

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

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

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

### 5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

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

### 5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2



### 5.6.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

### 5.6.8.2 Registradores de Fallas

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

### 5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.

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

### 5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

22  
23  
24  
25 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,  
26 en su última revisión.

### 5.7 Obras Civiles

27  
28  
29  
30 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras descritas en el numeral 2 del  
31 presente Anexo 1, con el siguiente alcance:

- 32  
33 • Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la
- 34 construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del
- 35 edificio de control.
- 36 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los
- 37 requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el
- 38 cual también está a cargo del Transmisor.

- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

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

### 5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

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

### 6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG

1 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo  
2 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.

3  
4 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
5 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
6 diseñados por el Transmisor de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el  
7 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
8 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta  
9 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con  
10 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

11  
12 **Pruebas de puesta en servicio:** El Transmisor debe efectuar las siguientes pruebas como  
13 mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos  
14 del CND, vigentes:

- 15 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 16 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
17 asociadas.
- 18 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
19 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
20 protecciones.
- 21 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

22  
23 **Pruebas de energización:** El Transmisor será responsable por la ejecución de las pruebas  
24 de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para  
25 los fines pertinentes por la Interventoría.

## 26 27 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

28  
29 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 30  
31 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 32 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 33 • Diagrama Unifilar.
- 34 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
35 Proyecto.
- 36 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 37 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 38 • Cronograma de pruebas.
- 39 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con  
40 información definitiva.

- 1 • Protocolo de energización.
- 2 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 3 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 4 punto de conexión.
- 5 • Carta de declaración en operación comercial.
- 6 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 7 actualizados por el CND.

## 10 7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

11  
12 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG

13 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

## 16 8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

17  
18 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor

19 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el

20 Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.

## 23 9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

24  
25 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 07 - 2016, recopilada por

26 la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por

27 la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes

28 DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o

29 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha

30 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles

31 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

## 34 10. FIGURAS

35  
36 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

37  
38 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Nueva Esperanza 500 kV.

39  
40 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación La Virginia 500 kV.