

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

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 01 DE 2013**

**(UPME 01 – 2013)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN NORTE 500 KV Y LA LÍNEA DE  
TRANSMISIÓN SOGAMOSO – NORTE – NUEVA ESPERANZA 500 KV  
(PRIMER REFUERZO 500 KV ÁREA ORIENTAL)**

**Bogotá D. C., diciembre de 2013**

## ÍNDICE

1			
2			
3			
4	<b>1.</b>	<b>CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
5	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales .....	5
6	1.2	Definiciones .....	5
7	<b>2.</b>	<b>DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
8	2.1	Descripción de las obras en las Subestaciones .....	6
9	2.1.1	Subestación Sogamoso 500 kV .....	6
10	2.1.2	Subestación Norte 500 kV .....	7
11	2.1.3	Subestación Norte 230 kV .....	8
12	2.1.4	Subestación Nueva Esperanza 500 kV.....	9
13	3.2	Puntos de Conexión del Proyecto.....	10
14	3.2.1	En la Subestación Sogamoso 500 kV .....	10
15	3.2.2	En la Subestación Norte 230 kV .....	10
16	3.2.3	En la Subestación Nueva Esperanza 500 kV .....	11
17	<b>3.</b>	<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>11</b>
18	3.1	Parámetros del Sistema.....	12
19	3.2	Nivel de Corto Circuito .....	13
20	3.3	Materiales .....	13
21	3.4	Efecto Corona, Radio interferencia y Ruido Audible.....	13
22	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	14
23	3.6	Infraestructura y Módulo Común.....	14
24	3.7	Pruebas en Fábrica.....	15
25	3.8	Espacios de Reserva .....	15
26	<b>4.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 kV</b> .....	<b>16</b>
27	4.1	General .....	16
28	4.2	Ruta de las líneas de transmisión 500 kV.....	18
29	4.3	Longitud aproximada de la Línea.....	19
30	4.4	Especificaciones de diseño y construcción - Líneas de 500 kV .....	19
31	4.4.1	Aislamiento.....	19
32	4.4.2	Conductores de fase .....	20
33	4.4.3	Cable(s) de guarda .....	20
34	4.4.4	Puesta a tierra de las Líneas .....	21
35	4.4.5	Transposiciones de Línea .....	21
36	4.4.6	Estructuras.....	22
37	4.4.7	Localización de estructuras.....	22
38	4.4.8	Sistema Antivibratorio - Espaciadores Amortiguadores.....	23
39	4.4.9	Cimentaciones .....	23
40	4.4.10	Señalización Aérea .....	23
41	4.4.11	Obras complementarias .....	24

1	4.5	Informe técnico .....	24
2	<b>5.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES .....</b>	<b>24</b>
3	5.1	General .....	24
4	5.1.1	Predio de las Subestaciones.....	25
5	5.1.2	Conexiones con Equipos Existentes.....	27
6	5.1.3	Servicios Auxiliares .....	27
7	5.1.4	Infraestructura y Módulo Común.....	27
8	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos .....	27
9	5.3	Condiciones sísmicas de los equipos .....	28
10	5.3.1	Procedimiento general del diseño.....	28
11	5.3.2	Estudios del sistema .....	30
12	5.3.3	Distancias de seguridad.....	32
13	5.4	Equipos de Potencia .....	32
14	5.4.1	Transformadores de Potencia.....	32
15	5.4.2	Interruptores.....	33
16	5.4.3	Descargadores de sobretensión .....	34
17	5.4.4	Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra .....	34
18	5.4.5	Transformadores de tensión .....	35
19	5.4.6	Transformadores de corriente.....	36
20	5.4.7	Equipo GIS ó Híbrido .....	36
21	5.5	Equipos de control y protección.....	37
22	5.6.1	Sistemas de protección.....	37
23	5.6.2	Sistema de automatización y control de las nuevas Bahías .....	38
24	5.6.3	Medidores multifuncionales.....	42
25	5.6.4	Controladores de bahía.....	42
26	5.6.5	Controlador de los servicios auxiliares.....	43
27	5.6.6	Switches.....	43
28	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	44
29	5.6.8	Equipos y sistemas de Nivel 2 .....	44
30	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	47
31	5.7	Obras Civiles.....	47
32	5.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento .....	47
33	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>48</b>
34	6.1	Pruebas y puesta en servicio .....	48
35	6.2	Información requerida por CND para la puesta en servicio .....	49
36	<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>50</b>
37	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>50</b>
38	<b>9.</b>	<b>FIGURAS.....</b>	<b>50</b>
39			

**ANEXO 1**

**1. CONSIDERACIONES GENERALES**

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME – 01- 2013.

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

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

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

1 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

2  
3 De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de  
4 apertura de esta Convocatoria, Resolución MME 90708 de 30 de agosto de 2013,  
5 Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que se deba  
6 contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente  
7 competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del  
8 RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

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

18  
19 **1.2 Definiciones**

20  
21 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido  
22 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.

23  
24  
25 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

26  
27 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
28 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia  
29 Generación – Transmisión 2013 – 2027”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de  
30 Minas y Energía 90772 de septiembre 17 de 2013, así:

31  
32 i. Construcción de la nueva subestación Norte 500 kV compuesta por:

- 33
- Dos (2) bahías de línea 500 kV.
  - Dos (2) bancos de transformadores 500/230 kV de 450 MVA cada uno, con una capacidad de sobrecarga del 20%.
  - Dos (2) bahías de transformación a 500 kV.
- 34  
35  
36

37  
38 ii. Construcción de una línea de transmisión Sogamoso – Norte 500 kV, circuito sencillo,  
39 con una longitud aproximada de 245 km.

- 1     iii. Construcción de una línea de transmisión Norte – Nueva Esperanza 500 kV, circuito
- 2         sencillo, con una longitud aproximada de 74 km.
- 3
- 4     iv. Instalación de una (1) bahía de línea en la subestación Sogamoso 500 kV.
- 5
- 6     v. Instalación de una (1) bahía de línea en la subestación Nueva Esperanza 500 kV.
- 7
- 8     vi. Instalación de dos (2) bahías de transformación en la subestación Norte 230 kV.
- 9
- 10    vii. Instalación de reactores inductivos de 120 MVAR cada uno, en cada uno de los
- 11         extremos de la línea Sogamoso – Norte 500 kV, con sus respectivos equipos de
- 12         control y maniobra.
- 13
- 14    viii. Instalación de reactores inductivos de 80 MVAR cada uno, en cada uno de los
- 15         extremos de la línea Norte – Nueva Esperanza 500 kV, con sus respectivos equipos
- 16         de control y maniobra.

**2.1 Descripción de las obras en las Subestaciones**

**2.1.1 Subestación Sogamoso 500 kV**

La obra en la subestación Sogamoso 500 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación de una (1) nueva bahía de línea a 500 kV, para el circuito que va hacia la nueva subestación Norte 500 kV.

Esta bahía deberán mantener la configuración actual de la subestación Sogamoso 500 kV, la cual es interruptor y medio.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente en la subestación Sogamoso 500 kV.

Los nuevos módulos que se ubicarán en la subestación Sogamoso 500 kV son:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN SOGAMOSO 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea con destino a la línea hacia la Subestación Norte, configuración Interruptor y Medio	1
2	Corte Central, configuración Interruptor y Medio	1

<b>3</b>	Reactor inductivo de 120 MVAr	1
<b>4</b>	Bahía con destino al reactor inductivo, configuración Interruptor y Medio	1
<b>5</b>	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada	1

El diagrama unifilar de la Subestación Sogamoso 500 kV se muestra en la Figura 3.

El Inversionista puede optar por utilizar en 500 kV equipo convencional, GIS o Híbrido.

### 2.1.2 Subestación Norte 500 kV

Las obras en la Subestación Norte 500 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva subestación a 500 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. 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 el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La Subestación Norte 500 kV deberá ser construida en configuración interruptor y medio y deberá incluir: una (1) bahía de línea a 500 kV para el circuito proveniente de la subestación Sogamoso 500 kV; una (1) bahía de línea a 500 kV para el circuito que va hacia la subestación Nueva Esperanza 500 kV; dos (2) bancos de transformadores 500/230 kV de 450 MVA cada uno con una capacidad de sobrecarga del 20% y sus respectivas bahías (2) de transformación a 500 kV.

Los espacios de reserva en 500 kV que se deberán prever son los señalados en el numeral 3.8 del presente Anexo.

La nueva subestación Norte 500 kV, estará compuesta de los siguientes módulos:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN NORTE 500 kV	CANTIDAD
<b>1</b>	Bahía de línea proveniente de la Subestación Sogamoso 500 kV, configuración Interruptor y Medio	1
<b>2</b>	Bahías de transformación 500/230 kV, configuración Interruptor y Medio	2
<b>3</b>	Bahía de línea con destino a la Subestación Nueva Esperanza 500 kV, configuración Interruptor y Medio	1

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN NORTE 500 kV	CANTIDAD
4	Corte Central para configuración Interruptor y Medio	2
5	Módulo de barraje tipo 2, configuración Interruptor y Medio	1
6	Protección diferencial tipo 2, configuración Interruptor y Medio	1
7	Módulo común tipo 2	1
8	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada	1
9	Banco de autotransformadores 500/230 kV, 450 MVA	2
10	Reactor inductivo de 120 MVAR	1
11	Reactor inductivo de 80 MVAR	1
12	Bahía con destino a los reactores inductivos, configuración Interruptor y Medio	2

El diagrama unifilar de la subestación Norte 500 kV se muestra en la Figura 4.

### 2.1.3 Subestación Norte 230 kV

La obra en la subestación Norte 230 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación de dos (2) nuevas bahías de transformación a 230 kV, para la conexión del banco de autotransformadores 500/230 kV que se instalará en la subestación Norte 500 kV.

Estas bahías deberán mantener la configuración actual de la subestación Norte 230 kV, la cual es interruptor y medio.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de transformación, en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente en la subestación Norte 230 kV.

Los nuevos módulos que se ubicarán en la subestación Norte 230 kV son:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN NORTE 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de transformación 230 kV, configuración Interruptor y Medio	2

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN NORTE 230 kV	CANTIDAD
2	Corte Central para configuración Interruptor y Medio	1
3	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada	1

El diagrama unifilar de la subestación Norte 230 kV se muestra en la Figura 5.

El Inversionista puede optar por utilizar en 500 kV equipo convencional, GIS o Híbrido.

#### 2.1.4 Subestación Nueva Esperanza 500 kV

La obra en la subestación Nueva Esperanza 500 kV, a cargo del Transmisor, consiste en la instalación de una (1) nueva bahía de línea proveniente de la nueva subestación Norte 500 kV.

Esta bahía deberán mantener la configuración actual de la subestación Nueva Esperanza 500 kV, la cual es interruptor y medio.

El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de transformación, en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura existente en la subestación Nueva Esperanza 500 kV.

Los nuevos módulos que se ubicarán en la subestación Nueva Esperanza 500 kV son:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA 500 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea proveniente de la Subestación Norte 500 kV, configuración Interruptor y Medio	1
2	Corte Central, configuración Interruptor y Medio	1
3	Reactor inductivo de 80 MVAR	1
4	Bahía con destino al reactor inductivo, configuración Interruptor y Medio	1
3	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada	1

El diagrama unifilar de la Subestación Nueva Esperanza 500 kV se muestra en la Figura 6.

1  
2 El equipo existente en 500 kV es de tipo convencional. El Inversionista puede optar por  
3 utilizar en 500 kV equipo convencional, GIS o Híbrido.

### 4 5 **3.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

6  
7 El Transmisor deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los  
8 puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el  
9 responsable y propietario de los activos relacionados.

#### 10 11 **3.2.1 En la Subestación Sogamoso 500 kV**

12  
13 El propietario de la Subestación Sogamoso 500 kV es ISA S.A. E.S.P. Esta subestación, a  
14 nivel de 500 kV tiene una configuración de interruptor y medio.

15  
16 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública 01-2013 en la  
17 Subestación Sogamoso 500 kV, es el barraje de 500 kV.

18  
19 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
20 Pública UPME 01-2013 e ISA S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según  
21 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para las  
22 obras de ampliación a fin de ubicar una (1) nueva bahía de línea a 500 kV; las  
23 condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de control y  
24 protecciones de los módulos de 500 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el  
25 evento en que se acuerde el suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están  
26 siendo remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las  
27 partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG  
28 que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente  
29 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en  
30 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación  
31 de la fecha de firma del contrato de conexión.

#### 32 33 **3.2.2 En la Subestación Norte 230 kV**

34  
35 El propietario de la Subestación Norte 230 kV es EEB S.A. E.S.P. Esta subestación, a  
36 nivel de 230 kV tiene una configuración de interruptor y medio.

37  
38 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública 01-2013 en la  
39 Subestación Norte 230 kV, es el barraje de 230 kV.

40

1 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
2 Pública UPME 01-2013 y EEB S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según  
3 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para las  
4 obras de ampliación a fin de ubicar dos (2) nuevas bahías de transformación a 230 kV; las  
5 condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de control y  
6 protecciones de los módulos de 500 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el  
7 evento en que se acuerde el suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están  
8 siendo remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las  
9 partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG  
10 que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente  
11 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en  
12 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación  
13 de la fecha de firma del contrato de conexión.  
14

### 15 **3.2.3 En la Subestación Nueva Esperanza 500 kV**

16  
17 El propietario de la Subestación Nueva Esperanza 500 kV es EEP S.A. E.S.P. Esta  
18 subestación, a nivel de 500 kV tiene una configuración de interruptor y medio.  
19

20 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública 01-2013 en la  
21 Subestación Nueva Esperanza 500 kV, es el barraje de 500 kV.  
22

23 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
24 Pública UPME 01-2013 y EEP S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según  
25 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para las  
26 obras de ampliación a fin de ubicar una (1) nueva bahía de línea a 500 kV; las  
27 condiciones para acceder al espacio para la ubicación de los tableros de control y  
28 protecciones de los módulos de 500 kV; el enlace al sistema de control del CND; en el  
29 evento en que se acuerde el suministro de servicios auxiliares de AC y DC que no están  
30 siendo remunerados actualmente. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las  
31 partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG  
32 que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente  
33 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en  
34 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación  
35 de la fecha de firma del contrato de conexión.  
36  
37

## 38 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

39  
40

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

8  
9 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
10 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

### 11 12 **3.1 Parámetros del Sistema**

13  
14 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir  
15 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la  
16 Interventoría para la UPME.

17		
18	Tensión nominal	500 kV
19	Frecuencia asignada	60 Hz
20	Puesta a tierra	Sólida
21	Numero de fases	3
22	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
23	Servicios Auxiliares DC	125V
24	Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.
25		

#### 26 **Línea de transmisión Soqamoso – Norte 500 kV:**

27		
28	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas para circuito sencillo, disposición horizontal.
29		
30	Circuitos por torre:	Uno (1)
31	Conductores de fase:	Tres o cuatro por haz de conductores. Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
32		
33	Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
34		

#### 35 **Línea de transmisión Norte - Nueva Esperanza 500 kV:**

36		
37	Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas para circuito sencillo, disposición horizontal
38		
39	Circuitos por torre:	Uno (1)
40	Conductores de fase:	Tres o cuatro por haz de conductores. Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
41		

1 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.  
2

### 3 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

4

5 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la  
6 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista  
7 deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de  
8 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La  
9 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 s). Podrá servir  
10 como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado  
11 por la UPME.  
12

### 13 **3.3 Materiales**

14

15 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,  
16 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser  
17 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el  
18 Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto  
19 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para  
20 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores  
21 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del  
22 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el  
23 Reglamento actualmente vigente.  
24

### 25 **3.4 Efecto Corona, Radio interferencia y Ruido Audible**

26

27 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
28 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
29 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al  
30 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o  
31 reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.  
32

33 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima  
34 de: a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen  
35 tiempo y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de  
36 buen tiempo.  
37

38 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares  
39 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de  
40 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio  
41 de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

1  
2 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**  
3

4 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.  
5 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos  
6 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
7 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del  
8 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como  
9 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del  
10 Interventor.

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

17  
18 **3.6 Infraestructura y Módulo Común**  
19

20 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro del  
21 patio de conexión del nivel 500 kV en la Subestación Norte 500 kV, junto con los espacios  
22 de acceso, vías internas y edificios. Igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías  
23 de acceso al predio de las Subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias.

24  
25 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura  
26 y módulo común de la Subestación Norte 500 kV, es decir las obras civiles y los equipos  
27 que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación,  
28 inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria Pública. La  
29 infraestructura y módulo común de la subestación, estarán conformadas como mínimo por  
30 los siguientes componentes:

31  
32 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto  
33 vecino si existe; la malla de puesta a tierra de toda la Subestación y los espacios de  
34 reserva para ampliaciones futuras; las vías de acceso a la Subestación; las vías internas  
35 de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del terreno; y el espacio para las  
36 bahías futuras junto con su adecuación. En el espacio que ocupará la Subestación, las  
37 obras civiles incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al  
38 predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y  
39 de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior  
40 y exterior y cárcamos comunes. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para  
41 la ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.

1  
2 **Equipos:** incluye los sistemas de automatización, de gestión de medición, de  
3 protecciones y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación a 500 kV, los  
4 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares, los  
5 equipos de conexión a 500 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas, y  
6 los equipos de medición, control, protección y comunicaciones. Se incluyen todos los  
7 equipos necesarios para integrar las nuevas bahías a las subestaciones existentes en  
8 conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios auxiliares.

9  
10 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las  
11 previsiones que faciliten la evolución de la subestación.

12  
13 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
14 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de  
15 1995) o aquella que la modifique o sustituya.

### 16 17 **3.7 Pruebas en Fábrica**

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

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

### 30 31 **3.8 Espacios de Reserva**

32  
33 Los espacios de reserva están clasificados según sean requeridos para las necesidades  
34 futuras del STN o STR o SDL. Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la  
35 presente Convocatoria por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos  
36 constitutivos del módulo común, como se describe en el Numeral 3.6 del presente Anexo  
37 1. Los espacios de reserva futuros para el STR y/o SDL deben ser previstos por el  
38 Adjudicatario según el requerimiento del Operador de Red, de acuerdo con lo indicado en  
39 el presente Numeral y mostrado en la Figura 4; no obstante, los mismos no son objeto de  
40 la presente Convocatoria, el nivel de adecuación de los terrenos, la definición de las

1 áreas, entre otros aspectos, deberán ser acordados con el Operador de Red en el  
2 respectivo Contrato de Conexión.

3  
4 El Inversionista deberá prever en la **subestación Norte 500 kV** los espacios necesarios  
5 para la construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no obstante lo  
6 anterior, los equipos para las bahías futuras no son parte del Proyecto.

7  
8 Entre las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 9
- 10 • Dos (2) diámetros completos para cuatro (4) bahías a 500 kV, sean de línea o  
11 transformación.
  - 12
  - 13 • A nivel de STR: El Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados  
14 como Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de  
15 prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello haga parte  
16 del alcance de la presente Convocatoria Pública.
  - 17

18 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los equipos  
19 en los espacios de reserva previstos para futuras ampliaciones del STN, es decir, deberá  
20 dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y deberá realizar las  
21 obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno se deteriore.  
22 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán  
23 estar incluidas dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación,  
24 hasta tanto sean ocupados.

25  
26 El Transmisor preparará un documento que deberá entregar al Interventor en el cual se  
27 indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente Anexo,  
28 de igual forma el Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios  
29 de reserva.

#### 30 31 32 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 kV**

##### 33 34 35 **4.1 General**

36  
37 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de  
38 500 kV:  
39

Líneas de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	<b>500</b>
2	Frecuencia nominal		Hz	<b>60</b>
3	Número de circuitos por torre		Unidad	<b>1</b>
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	<b>1</b>
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	<b>2</b>
6	Altura promedio sobre el nivel del mar		m	<b>Entre 200-2750</b>
7	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
8	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	
9	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
10	Contaminación salina		g/cm <sup>2</sup>	
11	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
12	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
13	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
14	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
19	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
20	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
21	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

1  
2 El Código de Redes corresponde a la Resolución CREG 025 de 1995 con sus anexos,  
3 incluyendo todas sus modificaciones.

4  
5 El RETIE corresponde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión  
6 vigente.

#### 7 8 **4.2 Ruta de las líneas de transmisión 500 kV**

9  
10 La selección de las rutas de las líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria  
11 Pública, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de  
12 definir la ruta de la línea a 500 kV, será el Inversionista el responsable de realizar  
13 investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos  
14 ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver  
15 afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del  
16 Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En  
17 consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá  
18 tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional,  
19 regional o local.

20  
21 De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en cinco partes en este  
22 Anexo, muestra la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre las  
23 subestaciones 500 kV Sogamoso, Norte y Nueva Esperanza, sin considerar los Planes  
24 de Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto dentro de la misma, en el cual  
25 se han localizado las alternativas de ruta que se deben considerar a título exclusivamente  
26 ilustrativo y referencial. Así mismo, la Figura 2 muestra el perfil de las alternativas de ruta  
27 ya mencionadas con el propósito de que se conozca la altura sobre el nivel del mar típica  
28 de estas alternativas estudiadas.

29  
30 NOTA: la línea de transmisión Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV, podrá ser  
31 totalmente aérea o parcialmente aérea y subterránea. Las longitudes serán función del  
32 diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista. Es responsabilidad del  
33 Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes al desarrollo del Proyecto,  
34 para ello deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las  
35 Autoridades competentes, entre otras.

36  
37 En el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**  
38 **SUBESTACIÓN NORTE 500 kV Y LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SOGAMOSO – NORTE**  
39 **– NUEVA ESPERANZA 500 kV (PRIMER REFUERZO 500 kV ÁREA ORIENTAL)**  
40 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 01 DE 2013”** se suministra  
41 información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión

1 estudiadas. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las  
 2 posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo  
 3 para los diferentes Interesados.

4  
 5 **4.3 Longitud aproximada de la Línea**  
 6

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

11

12 <b>Circuito</b>	13 <b>Tensión</b>	14 <b>Longitud Aproximada</b>
15 Sogamoso - Norte	500 kV	245 km
16 Norte - Nueva Esperanza	500 kV	74 km

17 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción - Líneas de 500 kV**  
 18

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

25  
 26 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor  
 27 cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

28  
 29 **4.4.1 Aislamiento**  
 30

31 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de  
 32 altitud de la zona en la que se construirán las líneas y las subestaciones, con base en ello,  
 33 hacer el diseño del aislamiento de la línea y de los equipos de las subestaciones, la  
 34 coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan  
 35 presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la  
 36 operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con  
 37 extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las  
 38 tensiones en las barras de 500 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110%  
 39 del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de  
 40 recuperación y sus tasas de crecimiento.

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

#### 6 **4.4.2 Conductores de fase**

8 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características  
9 propias de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del  
10 Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el diseño realizado por  
11 el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites  
12 establecidos:

14 Las fases para la línea de 500 kV Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza deberá tener  
15 conductores en haz de tres o cuatro sub-conductores según decisión del Inversionista que  
16 deberá ser soportada ante el Interventor. La separación entre sub-conductores del haz  
17 deberá ser de 457,2 mm y deberá verificarse que cumpla con las siguientes exigencias  
18 técnicas:

- 20 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 2400  
21 amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 22
- 23 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase de 0,0230 ohmios/km. En el  
24 caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la resistencia en paralelo de  
25 los cables sub-conductores de cada fase.

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

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

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

#### 38 **4.4.3 Cable(s) de guarda**

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

1 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda  
2 (convencionales u OPGW). El o los cables de guarda a instalar deberán soportar el  
3 impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,  
4 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El  
5 incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados deberán  
6 soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por ellos.

7  
8 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,  
9 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

10  
11 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla  
12 con las normas técnicas aplicables.

13  
14 En el evento de que el Inversionista decida usar la nueva línea que interconecta las  
15 Subestaciones Sogamoso – Norte – Nueva Esperanza 500 kV para la transmisión de  
16 comunicaciones por fibra óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y  
17 características técnicas del cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

18  
19 En caso de instalar un cable de guarda convencional, éste deberá cumplir con las  
20 especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional desde el  
21 punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas.

#### 22 23 **4.4.4 Puesta a tierra de las Líneas**

24  
25 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del  
26 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con  
27 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que  
28 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra  
29 tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y  
30 con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de las  
31 tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en  
32 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del  
33 RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.

#### 34 35 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

36  
37 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con  
38 la norma técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del  
39 Interventor para su verificación. Es muy probable que por lo menos una o las dos líneas  
40 deban tener transposición de fases y, en tal caso, el Inversionista deberá establecer y  
41 soportar técnicamente las distancias a las cuales se deberán hacer las transposiciones de

1 fases. En general, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos asociados. En  
2 general, la implementación física de la solución hace parte del Proyecto.

#### 3 4 **4.4.6 Estructuras**

5  
6 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la  
7 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones  
8 debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las  
9 sobretensiones de frecuencia industrial.

10  
11 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas para circuito  
12 sencillo y no deberán requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de  
13 helicópteros. El Inversionista podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se  
14 requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de  
15 recursos.

16  
17 Las estructuras de soporte de la línea serán para circuito sencillo de disposición  
18 horizontal.

19  
20 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
21 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
22 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la  
23 metodología establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for*  
24 *Electrical Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso  
25 máximo y del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será establecido a partir de los  
26 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
27 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*  
28 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
29 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo que los que  
30 se obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE, Artículo 22.  
31 Si ello resultara así, primarán estas últimas.

#### 32 33 **4.4.7 Localización de estructuras**

34  
35 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de  
36 seguridad entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a  
37 peatones y las distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos,  
38 líneas de transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en  
39 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la  
40 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante  
41 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13. Si las características de alguno

1 o algunos de obstáculos presentes a lo largo de la ruta obligan a tener distancias de  
2 seguridad mayores que las que exige el RETIE, estas distancias mayores deberán  
3 respetarse.

#### 4 **4.4.8 Sistema Antivibratorio - Espaciadores Amortiguadores**

5  
6  
7 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección  
8 anti vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los espaciadores -  
9 amortiguadores a instalar en el haz de conductores, cuya separación será de 457.2 mm,  
10 deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de  
11 frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, El Inversionista determinará los sitios de colocación, a lo  
12 largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal manera que la  
13 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 **4.4.9 Cimentaciones**

21  
22  
23 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de  
24 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución  
25 CREG 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de  
26 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión  
27 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que  
28 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas  
29 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en  
30 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.

#### 31 **4.4.10 Señalización Aérea**

32  
33  
34 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil acerca de la  
35 existencia de aeropuertos, aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves particulares o  
36 militares que hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan que se  
37 causen accidentes por la carencia de ellos. Se mencionan en su orden: la pintura de las  
38 estructuras según norma de Aerocivil; balizas de señalización aérea ubicadas en el cable  
39 de guarda en vanos específicos y/o faros centelleantes en torres en casos más severos.

40

1 **4.4.11 Obras complementarias**

2  
3 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del  
4 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios  
5 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,  
6 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos  
7 ambientales y demás obras que se requieran.

8  
9 **4.5 Informe técnico**

10  
11 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o  
12 como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el  
13 Transmisor suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas  
14 de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:

- 15  
16 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098  
17 de 2000.  
18  
19 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de  
20 2000.  
21  
22 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo  
23 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.  
24  
25 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de  
26 2000.  
27  
28 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la  
29 Resolución CREG 098 de 2000.  
30  
31 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG  
32 098 de 2000.  
33  
34

35 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

36  
37  
38 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

39  
40 **5.1 General**

1 La siguiente tabla presenta las bahías de 500 kV que son parte del proyecto:  
 2

DESCRIPCIÓN	SOGAMOSO 500 kV	NORTE 500 kV	NORTE 230 kV	NUEVA ESPERANZA 500 kV
Configuración	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio	Interruptor y Medio
Subestación nueva	NO	NO	SI	NO
Propietario de la subestación	ISA	Inversionista adjudicatario Convocatoria Pública UPME 01-2013	EEB	EPM
Número de bahías a instalar	1	2	-	1
Número de bahías de transformación 500 / 230 kV	-	2	2	-

3  
 4 **5.1.1 Predio de las Subestaciones**

5  
 6 **Predio de la Subestación Norte 500 kV**

7  
 8 Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, en inmediaciones de la  
 9 subestación Norte 230 kV en el municipio de gachancipá - Cundinamarca, considerando  
 10 las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del Proyecto. Por lo  
 11 tanto, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y  
 12 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes  
 13 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones  
 14 para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo  
 15 de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden  
 16 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido,  
 17 deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

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

1  
2 En el documento “**ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**  
3 **SUBESTACIÓN NORTE 500 kV Y LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SOGAMOSO – NORTE**  
4 **– NUEVA ESPERANZA 500 kV (PRIMER REFUERZO 500 kV ÁREA ORIENTAL)**  
5 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA 01 DE 2013**” se suministra información de  
6 referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión y localización del predio  
7 de la Subestación. Su objeto es identificar de manera preliminar las posibilidades y  
8 restricciones, constituyéndose en una referencia ilustrativa para los diferentes  
9 Interesados.

10  
11 La Subestación existente Norte 230 kV tiene las siguientes coordenadas aproximadas:

12  
13 Longitud: 73°53'38.02" O  
14 Latitud: 5°0'26.61" N

15  
16 NOTA: Información específica referente a la Subestación Norte 230 kV existente,  
17 recopilada por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

#### 18 **Predio de la Subestación Sogamoso 500 kV**

19  
20 La subestación Sogamoso a 500 kV, está ubicada en el municipio de Betulia, Santander y  
21 localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

22  
23  
24 Latitud: 7°7'24.59" N  
25 Longitud: 73°27'35.15" O

26  
27 Esta subestación dispone de área de reserva para instalar la bahía de línea requerida  
28 para este Proyecto.

29  
30 Nota: Información específica referente a la Subestación Sogamoso 500 kV, recopilada por  
31 la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

#### 32 **Predio de la Subestación Nueva Esperanza 500 kV**

33  
34 La subestación Nueva Esperanza a 500 kV, está ubicada al sur de la ciudad de Bogota y  
35 localizada en las siguientes coordenadas aproximadamente:

36  
37  
38 Longitud: 74°17'0.13" O  
39 Latitud: 4°34'19.67" N

40

1 Esta subestación dispone de área de reserva para instalar la bahía de línea requerida  
2 para este Proyecto.

3  
4 Nota: Información específica referente a la Subestación Nueva Esperanza 500 kV,  
5 recopilada por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente Anexo 1.

6  
7 En el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**  
8 **SUBESTACIÓN NORTE 500 kV Y LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SOGAMOSO – NORTE**  
9 **– NUEVA ESPERANZA 500 kV (PRIMER REFUERZO 500 kV ÁREA ORIENTAL)**  
10 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 01 DE 2013”** se suministra  
11 información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión  
12 estudiadas. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las  
13 posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo  
14 para los diferentes Interesados

#### 15 16 **5.1.2 Conexiones con Equipos Existentes**

17  
18 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
19 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
20 protección de las bahías de las Subestaciones Sogamoso 500 kV, Norte 500/230 kV, y  
21 Nueva Esperanza 500 kV con la infraestructura existente en cada una de estas  
22 subestaciones.

23  
24 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
25 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el  
26 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en  
27 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

#### 28 **5.1.3 Servicios Auxiliares**

29  
30 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la  
31 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

#### 32 33 **5.1.4 Infraestructura y Módulo Común**

34  
35 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos  
36 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

#### 37 38 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

39  
40 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las  
41 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*

1 *Standardization* – ISO, ANSI – American National Standards Institute, *International*  
2 *Telecommunications Union* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations  
3 Radioélectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a  
4 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos  
5 eminentemente técnicos y de calidad.  
6

### 7 **5.3 Condiciones sísmicas de los equipos**

8

9 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la  
10 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de  
11 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of  
12 Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá entregar copias al  
13 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son  
14 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.  
15

#### 16 **5.3.1 Procedimiento general del diseño**

17

18 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 19
- 20 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto,  
21 que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.  
22

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

1  
2 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
3 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
4 lograr en forma acumulativa la estructura final que vaya rigiendo el Proyecto.  
5

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

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

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

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

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

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

36 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y  
37 entregada a la Interventoría para revisión.  
38

39 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros  
40 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las  
41 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,

1 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican  
2 las provisiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar  
3 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de  
4 Ingeniería Básica.

5  
6 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la  
7 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.  
8 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o  
9 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al  
10 Inversionista y a la UPME si es del caso.

11  
12 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la  
13 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y  
14 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos  
15 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las  
16 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

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

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

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

31  
32 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,  
33 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

### 34 35 **5.3.2 Estudios del sistema**

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

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

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

### 9 **5.3.3 Distancias de seguridad**

10 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los  
11 lineamientos establecidos en los Artículos 13 y 23 del RETIE en su última revisión y/o  
12 actualización.  
13

## 14 **5.4 Equipos de Potencia**

### 16 **5.4.1 Transformadores de Potencia**

17  
18 El Transmisor suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita  
19 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de las  
20 publicación IEC 60076, “Power Transformers”.

21  
22 Los transformadores o autotransformadores deberán estar compuestos por tres (3)  
23 unidades monofásicas de 150 MVA cada una, para un total de capacidad de  
24 transformación de 3x150 MVA de servicio continuo de relación 500 /230 /34.5 kV. La  
25 capacidad total de 450 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la  
26 máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y  
27 temperatura ambiente en donde estará la subestación.  
28

29 Se requiere que los transformadores tengan devanado terciario, con una capacidad  
30 mínima de un tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados. El  
31 devanado terciario dará las facilidades necesarias para alimentación de servicios  
32 auxiliares de la Subestación, para lo cual deben suministrarse e instalarse todos los  
33 equipos necesarios para hacer uso de servicios auxiliares utilizando esta fuente.  
34

35 El suministro debe incluir una unidad monofásica 1 x 150 MVA para reposición, localizada  
36 adecuadamente para efectuar en el menor tiempo posible la conexión cuando se requiera,  
37 conjugada la localización con el adecuado arreglo de los barrajes, de tal forma que para  
38 hacer uso de esta unidad de repuesto no se hagan complejas las conexiones y  
39 desconexiones de las bajantes de 500 y 230 kV.  
40

41 El grupo de conexión de la transformación será **Ynynd**.

1  
 2 Los transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones, para  
 3 operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada uno,  
 4 con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación nominal y la  
 5 posición 21 para la mínima relación.

6  
 7 Los transformadores o los autotransformadores deberán tener una impedancia entre los  
 8 devanados 500 y 230 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, no inferior a  
 9 11% y no superior a 12.5%, sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones  
 10 nominales.

11  
 12 Cada uno de los transformadores o autotransformadores monofásicos, considerando los  
 13 devanados de 500 y 230 kV, de acuerdo a los protocolos de fábrica respectivos, deberán  
 14 tener pérdidas en el cobre a corriente nominal, 75 grados centígrados, con relación de  
 15 transformación y frecuencia nominales e incluyendo la potencia del sistema de  
 16 refrigeración (prueba de corto circuito) y en el hierro a tensión de 1.1 p.u. en el lado de  
 17 500 kV (prueba de circuito abierto o de vacío) iguales a las siguientes:

Capacidad (MVA)	Pérdidas (kW) menores o iguales a:	
	En el hierro	En el cobre
150	90	222

18  
 19  
 20  
 21  
 22  
 23  
 24  
 25  
 26 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas  
 27 de rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076 Copia de los respectivos protocolos  
 28 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la 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 similares en todo de  
 32 acuerdo con las publicaciones IEC 60076, si el Transmisor no dispone de estos  
 33 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

34  
 35 **5.4.2 Interruptores**

36  
 37 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita  
 38 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la  
 39 publicación IEC 62271-100, "High voltage alternating current circuit breakers" o ANSI.

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

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

8  
9 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
10 establecidos en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
11 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
12 Interventoría.

13  
14 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
15 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a  
16 los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su  
17 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer  
18 las respectivas pruebas a su costa.

#### 19 20 **5.4.3 Descargadores de sobretensión**

21  
22 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*” o su  
23 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin  
24 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se  
25 conectarán fase a tierra.

26  
27 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
28 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
29 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
30 Interventoría.

31  
32 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
33 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares  
34 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su  
35 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer  
36 las respectivas pruebas a su costa.

#### 37 38 **5.4.4 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra**

39  
40 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC  
41 62271-102, “*Alternating current disconnectors and earthing switches*” o su equivalente en

1 ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los  
2 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas  
3 por los otros circuitos.

4  
5 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
6 establecidos en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
7 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
8 Interventoría.

9  
10 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
11 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores iguales o similares  
12 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o su  
13 equivalente en ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las  
14 respectivas pruebas a su costa.

#### 15 16 **5.4.5 Transformadores de tensión**

17  
18 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC  
19 60358, “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument*  
20 *transformers, Measurement of partial discharges*” o su equivalente en ANSI.

21  
22 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre  
23 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar  
24 cargas externas adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en  
25 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución  
26 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus  
27 anexos.

28  
29 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
30 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o  
31 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
32 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

33  
34 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
35 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión  
36 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
37 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el  
38 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su  
39 costa.

40

#### 5.4.6 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “Instrument transformers”, Parte 1, “Current transformers”, Parte 4, “Measurement of partial discharges”, Parte 6, “Requirements for protective current transformers for transient performance”, o su equivalente en ANSI.

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, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

**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 Inversionista 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 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

#### 5.4.7 Equipo GIS ó Híbrido

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

- Instrument transformer – IEC6189
- Insulation Coordination – IEC60071
- High voltage switchgear and controlgear - IEC62271-203
- 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

- 1 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 2 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 3 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 4 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

5  
6 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta  
7 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.

8  
9 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
10 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

11  
12

### 13 **5.5 Equipos de control y protección**

14

#### 15 **5.6.1 Sistemas de protección**

16

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

24

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

32

33 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en  
34 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
35 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

36

37 El esquema de protección de barras, en las subestaciones Sogamoso 500 kV, Norte 500  
38 kV y Nueva Esperanza 500 kV deberá consistir de un sistema de protección diferencial de  
39 barras, porcentual o moderada.

1  
 2 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de  
 3 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben  
 4 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los  
 5 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la  
 6 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de  
 7 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con  
 8 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de  
 9 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

10  
 11 **5.6.2 Sistema de automatización y control de las nuevas Bahías**  
 12

13 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 14 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:  
 15

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>reportes.</p> <p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0.</p> <p>Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	
0	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como</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>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

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

**Características generales**

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

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

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

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

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



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

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

25  
26 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
27 subestación:

- 28 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la  
29 Subestación.  
30  
31 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y  
32 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización  
33 proveniente de un reloj GPS.  
34  
35 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control  
36 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).  
37

38 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para  
39 el correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de  
40 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este

1 aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los  
2 protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con el CND.

### 3 4 **5.6.3 Medidores multifuncionales**

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

### 12 13 **5.6.4 Controladores de bahía**

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

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

- 27  
28 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.  
29  
30 - Despliegue de alarmas.  
31  
32 - Despliegue de eventos.  
33  
34 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.  
35  
36 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.  
37  
38 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
39 función.  
40  
41 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

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

### 7 8 **5.6.5 Controlador de los servicios auxiliares**

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

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

- 19  
20 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.  
21  
22 - Despliegue de alarmas.  
23  
24 - Despliegue de eventos.  
25  
26 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.  
27  
28 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
29 función.  
30  
31 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

32  
33 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
34 puertos para la comunicación.

### 35 36 **5.6.6 Switches**

37  
38 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
39 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes  
40 requisitos:

- 1 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard* - "error free" networking device.  
2  
3 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.  
4  
5 - Deberá incluir las siguientes características de red:  
6  
7     • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en MAC Bridges  
8     • IEEE 802.1q VLAN  
9  
10 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.  
11  
12 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba  
13 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.  
14  
15 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la  
16 más exigente.  
17

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

### 22 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

23  
24 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:  
25

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

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

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

### 40 **5.6.8 Equipos y sistemas de Nivel 2**

## 1 **Controlador de la Subestación**

2  
3 Cuando se requiera se suministrará e instalará un computador industrial, de última  
4 tecnología, robusto, apto para las condiciones del sitio de instalación, programable, que  
5 adquiere toda la información para supervisión y control de la Subestación proveniente de  
6 los dispositivos electrónicos inteligentes, la procesa, la evalúa, la combina de manera  
7 lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la entrega al Centro Nacional de Despacho,  
8 CND, de acuerdo con la programación realizada en ella y al sistema de supervisión de la  
9 Subestación o a otros IED's que dependen de ella. La información requerida para realizar  
10 la supervisión remota, se enviará por enlaces de comunicaciones.

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

## 20 **Registradores de fallas**

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

## 29 **Interfaz Hombre - Máquina IHM de las nuevas Bahías**

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

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

- 39  
40 - Adquisición de datos y asignación de comandos.

- 1 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 2
- 3 - Comunicación con el CND.
- 4
- 5 - Comunicación con la red de área local.
- 6
- 7 - Facilidades de mantenimiento.
- 8
- 9 - Facilidades para entrenamiento.
- 10
- 11 - Función de bloqueo.
- 12
- 13 - Función de supervisión.
- 14
- 15 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 16
- 17 - Guía de operación.
- 18
- 19 - Manejo de alarmas.
- 20
- 21 - Manejo de curvas de tendencias.
- 22
- 23 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 24
- 25 - Marcación de eventos y alarmas.
- 26
- 27 - Operación de los equipos.
- 28
- 29 - Programación, parametrización y actualización.
- 30
- 31 - Reportes de operación.
- 32
- 33 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 34
- 35
- 36 - Secuencia de eventos.
- 37
- 38 - Secuencias automáticas.
- 39
- 40 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 41

1 - Supervisión de la red de área local.

### 5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

### 5.7 Obras Civiles

10 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de las Subestaciones  
11 con el siguiente alcance:

- 13 • Diseño y construcción de todas las obras civiles de las nuevas bahías en las  
14 Subestaciones existentes y nuevas, las vías de acceso al predio y construcción o  
15 ampliación del edificio de control.
- 17 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestaciones  
18 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental  
19 (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Inversionista.
- 21 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos  
22 en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

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

### 5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

1 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones al existente se deberá  
2 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de  
3 puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la  
4 construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como  
5 bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.  
6

7 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra de la nueva  
8 Subestación en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar,  
9 trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la  
10 norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las  
11 tensiones de toque y paso a valores tolerables.  
12  
13

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

15  
16

### 17 6.1 Pruebas y puesta en servicio

18

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

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

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

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

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

4  
5 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

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

## 10 11 **6.2 Información requerida por CND para la puesta en servicio**

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

14  
15 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.

16  
17 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.

18  
19 - Diagrama Unifilar.

20  
21 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
22 Proyecto.

23  
24 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.

25  
26 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.

27  
28 - Cronograma de pruebas.

29  
30 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías  
31 con información definitiva.

32  
33 - Protocolo de energización.

34  
35 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.

36  
37 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
38 punto de conexión.

39  
40 - Carta de declaración en operación comercial.

41

- 1 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
2 actualizados por el CND.  
3  
4

## 5 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

6  
7

8 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
9 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.  
10

## 11 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

12  
13  
14

15 Información específica referente a la Convocatoria Pública, como costos de conexión,  
16 datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible  
17 a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los Interesados,  
18 mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante Autorizado,  
19 indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá ser  
20 tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su  
21 responsabilidad consultarlos e investigarlos.  
22

## 23 **9. FIGURAS**

24  
25  
26

27 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:  
28

29 **Figura 1.** Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental (5  
30 hojas) - Mapas referenciales e ilustrativos únicamente.  
31

32 **Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Planos referenciales  
33 e ilustrativos únicamente.  
34

35 **Figura 3.** Unifilar Subestación Sogamoso 500 kV.  
36

37 **Figura 4.** Unifilar Subestación Norte 500 kV.  
38

39 **Figura 5.** Unifilar Subestación Norte 230 kV.  
40

41 **Figura 6.** Unifilar Subestación Nueva Esperanza 500 kV.