

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 06XDE 2017

(UPME 06 – 2017)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN COLECTORA 500 KV Y LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN COLECTORA – CUESTECITAS Y CUESTECITAS – LA LOMA 500 kV.**

Bogotá D. C., junio de 2017

ÍNDICE

1		
2		
3		
4	1. CONSIDERACIONES GENERALES	5
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	5
6	1.2 Definiciones	6
7	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
8	2.1 Descripción de obras en las subestaciones.....	9
9	2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Colectora 1 500 kV	9
10	2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Cuestecitas 500 kV	10
11	2.1.3 Descripción de Obras en la Subestación La Loma 500 kV	11
12	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	12
13	2.2.1 En la Subestación Colectora 500 kV.....	12
14	2.2.2 En la Subestación Cuestecitas 500 kV	13
15	2.2.3 En la Subestación La Loma 500 kV	14
16	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	14
17	3.1. Parámetros del Sistema.....	15
18	3.2 Nivel de Corto Circuito	16
19	3.3 Materiales	16
20	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	17
21	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	17
22	3.6 Pruebas en Fábrica.....	18
23	4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 500 kV	18
24	4.1 General.....	18
25	4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión	20
26	4.3 Longitud Aproximada de las Líneas	21
27	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas.....	21
28	4.4.1 Aislamiento	21
29	4.4.2 Conductores de Fase.....	22
30	4.4.3 Cable(s) de Guarda	23
31	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	24
32	4.4.5 Transposiciones de Línea	25
33	4.4.6 Estructuras.....	25
34	4.4.7 Localización de Estructuras	26
35	4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores - Amortiguadores	26
36	4.4.9 Cimentaciones	27
37	4.4.10 Señalización Aérea	27
38	4.4.11 Desviadores de vuelo para aves	27
39	4.4.12 Obras Complementarias	27
40	4.5 Informe Técnico	28
41	5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	28

1	5.1 General.....	28
2	5.1.1 Predio de las Subestaciones.....	29
3	5.1.2 Espacios de Reserva	32
4	5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes	33
5	5.1.4 Servicios Auxiliares.....	34
6	5.1.5 Infraestructura y Módulo Común	34
7	5.2 Normas para Fabricación de los Equipos.....	35
8	5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos	36
9	5.4 Procedimiento General del Diseño.....	36
10	5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica	37
11	5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle	38
12	5.4.3 Estudios del Sistema	38
13	5.4.4 Distancias de Seguridad	40
14	5.5 Equipos de Potencia	40
15	5.5.1 Reactor Inductivo	40
16	5.5.2 Interruptores	41
17	5.5.2 Descargadores de Sobretensión.....	42
18	5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	43
19	5.5.5 Transformadores de Tensión	43
20	5.5.6 Transformadores de Corriente	44
21	5.5.7 Equipo GIS o Híbrido.....	45
22	5.5.8 Sistema de Puesta A Tierra	46
23	5.5.9 Apantallamiento de la Subestación	46
24	5.6 Equipos de Control y Protección	46
25	5.6.1 Sistemas de Protección	47
26	5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	48
27	5.6.2.1 Características Generales.....	50
28	5.6.4 Controladores de Bahía	52
29	5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares	53
30	5.6.6 Switches	54
31	5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	54
32	5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	55
33	5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones.....	56
34	5.7 Obras Civiles	57
35	5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento.....	57
36	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	58
37	6.1 Pruebas y Puesta en Servicio	58
38	6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio	58
39	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	59
40	8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	59
41	9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	59

1 **10. FIGURAS** 60
2

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME 06 – 2017.

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

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

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

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

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

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

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

14 **1.2 Definiciones**

15
16 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido
17 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista - DSI.
18
19

20 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

21
22 Consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, puesta en
23 servicio, operación y mantenimiento de las obras asociadas al Proyecto Nueva Subestación
24 Colectora 500 kV y líneas de transmisión Colectora – Cuestecitas 500 kV y Cuestecitas –
25 La Loma 500 kV, definido en el “Plan de Expansión de Referencia Generación –
26 Transmisión 2015-2029”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía
27 40095 de 1° de febrero de 2016 y modificada mediante Resolución del Ministerio de Minas
28 y Energía 40629 del 28 de junio de 2016, el cual comprende:

- 29 i. Nueva subestación Colectora 500 kV en configuración interruptor y medio a ubicarse
30 en el municipio de Uribia departamento de La Guajira, con dos (2) bahías de línea a
31 500 kV, las cuales deberán quedar en diámetros diferentes, por lo que se deberán
32 construir 2/3 de cada uno de los dos diámetros con sus respectivos cortes centrales.
- 33 ii. Tres (3) bahías de línea y al menos un corte central a 500 kV en configuración
34 interruptor y medio en la subestación Cuestecitas 500 kV la cual es objeto de la
35 convocatoria UPME 09-2016. Ver Figura 2. Ver nota 8.
- 36 iii. Una (1) bahía de línea a 500 kV en configuración interruptor y medio incluido el corte
37 central de ser necesario, en la subestación La Loma 500 kV objeto de la

- 1 convocatoria UPME 01-2014, ubicada en jurisdicción del municipio El Paso,
2 departamento del Cesar.
- 3 iv. Dos (2) líneas a 500 kV, circuito sencillo cada una, desde la subestación Cuestecitas
4 500 kV hasta la Subestación Colectora 500 kV con una longitud de 120 km
5 aproximadamente. Ver Nota 8.
- 6 v. Instalación de reactores inductivos a 500 kV de 60 MVAR, con sus respectivos
7 equipos de control y maniobra bajo carga, en cada uno de los cuatro (4) extremos
8 de las dos líneas entre Colectora y Cuestecitas 500 kV. Cada reactor deberá contar
9 con reactor de neutro. Se deberá ubicar un reactor monofásico en Colectora y otro
10 en Cuestecitas de iguales características a los que se pondrán en funcionamiento,
11 de tal forma que dichos reactores monofásicos sirvan como reserva.
- 12 vi. Una (1) línea a 500 kV desde la subestación Cuestecitas 500 kV hasta la
13 Subestación La Loma 500 kV con una longitud de 250 km aproximadamente.
- 14 vii. Instalación de dos (2) reactores inductivos a 500 kV de 120 MVAR cada uno, en cada
15 extremo de la línea Cuestecitas – La Loma 500 kV, con sus respectivos equipos de
16 control y maniobra bajo carga. Cada reactor deberá contar con un reactor de neutro.
17 Se deberá ubicar un reactor monofásico en Cuestecitas y otro en La Loma de iguales
18 características a los que se pondrán en funcionamiento, de tal forma que dichos
19 reactores monofásicos sirvan como reserva.
- 20 viii. Extensión del barraje a 500 kV de la subestación Cuestecitas 500 kV y/o conexiones
21 al mismo para la instalación de las tres (3) bahías de línea a 500 kV referidas en el
22 ítem ii del presente numeral 2, junto con todos los elementos, equipos obras y
23 adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición
24 y demás necesarios, para su correcto funcionamiento.
- 25 ix. Suministro e instalación de la extensión del barraje a 500 kV de la subestación La
26 Loma 500 kV y/o conexiones al mismo para la conexión de la bahía de línea a 500
27 kV referida en el ítem iii del presente numeral 2, junto con todos los elementos,
28 equipos obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección,
29 control, medición y demás necesarios, para su correcto funcionamiento.
- 30 x. Los espacios de reserva establecidos en el numeral 5.1.2 Espacios de Reserva del
31 presente documento.

32 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
33 Convocatoria Pública UPME 06-2017:
34

- 1 1. Los Diagramas unifilares de Subestaciones a intervenir por motivo de la presente
2 Convocatoria Pública, hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado,
3 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la
4 disposición de las bahías en los diagramas unifilares, previa revisión y concepto del
5 Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación
6 presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la
7 Subestación (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la
8 solicitud.
9
- 10 2. Corresponde a los involucrados en las Subestaciones objeto de la presente
11 convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
12 equipos en cada subestación (el inversionista seleccionado de la presente
13 convocatoria, el inversionista seleccionado para la convocatoria UPME 09-2016, la
14 EEB por la convocatoria UPME 01-2014 y cualquier otro agente responsable de
15 infraestructura del STN). En cualquier caso, se debe garantizar una disposición de
16 alto nivel de confiabilidad.
17
- 18 3. En configuración interruptor y medio, cuando una bahía, objeto de la presente
19 Convocatoria Pública, quede en un diámetro incompleto, el cual pueda utilizarse
20 para una ampliación futura, el Transmisor deberá hacerse cargo del enlace entre el
21 corte central y el otro barraje, de tal manera que dicho enlace pueda ser removido
22 fácilmente en caso de instalación de nuevos equipos.
23
- 24 4. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria
25 Pública UPME, deberán ser completamente nuevos y de última tecnología.
26
- 27 5. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para
28 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo
29 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin
30 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura
31 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones
32 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.
33
- 34 6. El Inversionista seleccionado deberá optimizar los espacios para la instalación de
35 las bahías de línea a 500 kV y sus módulos de compensación inductiva maniobrable
36 bajo carga.
37
- 38 7. Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente
39 Proyecto) en las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o
40 limitados para su utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.)
41 desarrollada en el marco de la presente Convocatoria Pública del STN. Lo anterior

1 no implica que los espacios ocupados por las bahías construidas en la presente
2 convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en
3 que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la
4 convocatoria.
5

- 6 8. Las líneas que se conectarán entre la subestación Colectora y la subestación
7 Cuestecitas 500 kV deberán ser instaladas en estructuras doble circuito cada una.
8 En todo el recorrido se deberá instalar un (1) solo circuito, el segundo se tenderá
9 posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria

12 **2.1 Descripción de obras en las subestaciones**

14 **2.1.1 Descripción de Obras en la Subestación Colectora 1 500 kV**

16 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote
17 (según se requiera), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
18 descritas en el numeral 2, incluyendo los espacios de reserva definidos.
19

20 La nueva Subestación Colectora 1 500 kV deberá ser construida en configuración
21 interruptor y medio, y los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la
22 primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en
23 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según sea el caso, cumpliendo
24 con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.
25

26 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías de línea, en
27 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con
28 infraestructura en la subestación Colectora 500 kV y en la subestación Cuestecitas 500 kV.
29

30 El diagrama unifilar de la nueva Subestación Colectora 500 kV se muestra en la Figura 2.
31

32 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Colectora 500 kV deberán ser
33 completamente nuevos y de última tecnología.
34

35 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando
36 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos
37 de las líneas de transmisión Colectora – Cuestecitas 500 kV. El Inversionista seleccionado
38 deberá verificar que con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos
39 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de
40 teleprotección de la línea de transmisión Colectora – Cuestecitas 500 kV, ante
41 mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.

1
2 **2.1.2 Descripción de Obras en la Subestación Cuestecitas 500 kV**
3

4 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote
5 (en caso de ser necesario), el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de
6 las obras descritas en el numeral 2.
7

8 Las bahías de línea a instalar deberán mantener la configuración de la futura subestación
9 Cuestecitas 500 kV, la cual será Interruptor y medio. Los equipos a instalar podrán ser
10 convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated
11 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o
12 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
13 requisitos establecidos en los DSI.
14

15 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
16 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de las nuevas
17 bahías objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y
18 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
19 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
20 o superior al barraje existente donde se conecta.
21

22 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de las nuevas bahías, en funcionalidad
23 y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en
24 la subestación Colectora 500 kV y en la subestación Cuestecitas 500 kV.
25

26 El diagrama unifilar de la subestación Cuestecitas 500 kV se muestra en la Figura 3.
27

28 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Colectora 500 kV deberán ser
29 completamente nuevos y de última tecnología.
30

31 Se debe tener en cuenta que la Subestación Cuestecitas será construida por el inversionista
32 que resulte adjudicatario de la Convocatoria UPME 09-2016, por lo que son referencia los
33 respectivos DSI de dicha convocatoria, al igual que el estado de avance del proyecto.
34

35 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando
36 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos
37 de la línea de transmisión Colectora – Cuestecitas 500 kV. El Inversionista seleccionado
38 deberá verificar que con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos
39 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de
40 teleprotección de la línea de transmisión Colectora – Cuestecitas 500 kV, ante
41 mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.

1
2 **2.1.3 Descripción de Obras en la Subestación La Loma 500 kV**
3

4 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la selección y adquisición del lote,
5 el diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el
6 numeral 2.
7

8 La bahía de línea a instalar deberá mantener la configuración de la subestación La Loma
9 500 kV, la cual es interruptor y medio. Los equipos a instalar, en cualquier caso, podrán ser
10 convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated
11 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o
12 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
13 requisitos establecidos en los DSI.
14

15 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
16 hacerse cargo de la extensión de barrajes (de ser necesario) para la conexión de la nueva
17 bahía objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y
18 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar
19 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual
20 o superior al barraje existente donde se conecta.
21

22 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía, en funcionalidad y
23 en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con la infraestructura en
24 la subestación Cuestecitas 500 kV y en la subestación La Loma 500 kV.
25

26 El diagrama unifilar de la subestación La Loma 500 kV se muestra en la Figura 4.
27

28 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación La Loma 500 kV deberán ser
29 completamente nuevos y de última tecnología.
30

31 El Inversionista deberá implementar redundancia en los canales de comunicación utilizando
32 diferentes medios o tecnologías para el envío y la recepción de señales entre los extremos
33 de la línea de transmisión Cuestecitas – La Loma 500 kV. El Inversionista seleccionado
34 deberá verificar que con los equipos a instalar en las subestaciones, se eviten puntos
35 comunes de fallas. Lo anterior con el fin de incrementar la fiabilidad de los esquemas de
36 teleprotección de la línea de transmisión Cuestecitas – La Loma 500 kV, ante
37 mantenimientos o contingencias sobre uno de los sistemas de comunicación.
38

39 Se debe tener en cuenta que la Subestación La Loma es objeto de la convocatoria UPME
40 01-2014 a cargo de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P, por lo que son referencia
41 los respectivos DSI de dicha convocatoria, al igual que el estado de avance del proyecto.

1
2
3 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**
4

5 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
6 construcción de las obras objeto de la presente convocatoria, independiente de la
7 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código
8 de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones) y las siguientes
9 consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales se debe establecer
10 un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos relacionados.
11

12 Cuando el Transmisor considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
13 existente (independientemente del nivel tensión), deberá informar al Interventor y acordar
14 estas modificaciones en el contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los
15 activos relacionados. Estas modificaciones estarán a cargo del Transmisor.
16

17 **2.2.1 En la Subestación Colectora 500 kV**
18

19 El agente responsable de la existente subestación Colectora 500 kV es el Inversionista
20 adjudicatario de la presente convocatoria UPME 06-2017.
21

22 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
23 Colectora, es el barraje a 500 kV.
24

25 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública
26 y los generadores de los parques eólicos deberá incluir, entre otros aspectos y según
27 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la
28 ubicación de la infraestructura a instalar si dicho terreno es de propiedad de este
29 Transmisor, el espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los
30 módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC
31 y DC; y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes,
32 dentro de los **seis (6) meses** siguientes a la expedición de la Resolución CREG que
33 oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente
34 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en
35 el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de
36 datos sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones
37 de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual
38 deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de
39 requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la
40 fecha de firma del contrato de conexión.
41

1 Las conexiones se realizarán con los siguientes agentes y proyectos:
 2

Agente (a quien se le asignó la capacidad)	Proyecto de generación (Parque Eólico)	Capacidad de transporte asignada MW
ENEL GREEN POWER COLOMBIA S.A.S.	Kuisa (Tumawind)	200
	Urraichi (Chemesky)	100
EPM E.S.P.	EO200 Ipapure	201
JEMEIWAA KA'I S.A.S.	Irraipa	99
	Carrizal	195
	Casa Eléctrica	180
	Apotolorru	75

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

2.2.2 En la Subestación Cuestecitas 500 kV

El agente responsable de la existente subestación Cuestecitas 500 kV es el Inversionista adjudicatario de la convocatoria UPME 09-2016.

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

El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública y el transmisor de la Convocatoria UPME 09-2016 deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, el espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro de servicios auxiliares de AC y DC; y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

1
2 Se deberá considerar lo dispuesto en los DSI de la convocatoria UPME 09-2016.

3
4 **2.2.3 En la Subestación La Loma 500 kV**

5
6 El agente responsable de la subestación La Loma 500 kV es la Empresa de Energía de
7 Bogotá S.A. E.S.P.

8
9 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación
10 La Loma, es el barraje a 500 kV.

11
12 Los contratos de conexión según corresponda deberán incluir, lo relacionado con las
13 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
14 del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y
15 protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND, suministro de
16 servicios auxiliares de AC y DC; y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar
17 firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
18 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor
19 adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas
20 (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y
21 condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información
22 requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión,
23 duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
24 obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
25 justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión.

26
27 Se deberá considerar lo dispuesto en los DSI de la convocatoria UPME 01-2014.

28
29 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

38
39 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
40 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

41

3.1. Parámetros del Sistema

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

Generales:

Tensión nominal	500 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3

Subestaciones 500 kV:

Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.

Línea de transmisión 500 kV:

Tipo de línea y estructuras:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas y/o subterráneas.
Estructuras de soporte:	Para doble circuito.
Circuitos por torre o canalización:	En todo el recorrido se deberá instalar un (1) solo circuito, el segundo se tenderá posteriormente y no hace parte de la presente Convocatoria.
Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

La longitud de las líneas de transmisión de 500 kV, serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

La infraestructura de soporte para los tramos aéreos, deberá quedar dispuesta para recibir un segundo circuito a futuro, cuyas características se considerarán iguales al circuito objeto de la presente Convocatoria. Es decir, que las estructuras deberán disponer de los respectivos brazos y demás elementos que permitan la instalación futura de aisladores, conductores de fase, y cable de guarda (de ser necesario a futuro), para un segundo circuito.

La presente Convocatoria no incluye el suministro y montaje de los aisladores, conductores de fase, y cable de guarda (de ser necesario a futuro), del segundo circuito. Tampoco

1 incluye su administración, operación y mantenimiento. Se exceptúa el ítem “v” del numeral
2 2 del presente Anexo 1.

3
4 Se aclara que la definición del número de cables de guarda necesarios para la estructura
5 doble circuito a construir es definido por la presente Convocatoria, razón por la cual se debe
6 realizar el diseño para la estructura doble circuito considerando que el futuro segundo
7 circuito es de iguales características al circuito objeto de la presente Convocatoria. Sin
8 embargo, será el Inversionista quien defina el número de cables de guarda que instalará,
9 pues en cualquier caso deberá garantizar la protección del circuito o los circuitos objeto de
10 la presente Convocatoria y el cumplimiento de las normas técnicas aplicables.

11
12 El diseño de las estructuras deberá realizarse de tal manera que se permita la instalación
13 del segundo circuito, con el primer circuito energizado.

14
15 En caso de tramos subterráneos, se deberá dejar prevista la obra civil (ductos y demás
16 elementos) para el segundo circuito y se deberá hacer cargo de respectivo mantenimiento
17 de esta obra civil. En cualquier caso, se deberá garantizar su uso. Se exceptúa el ítem “v”
18 del numeral 2 del presente Anexo 1.

19 20 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

21
22 El Transmisor deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
23 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos de
24 líneas y subestaciones será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la
25 capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán
26 objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 500 kV. La duración
27 asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para
28 interrupción de las fallas. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su
29 conocimiento y análisis.

30 31 **3.3 Materiales**

32
33 Todos los equipos y materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor
34 calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
35 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
36 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
37 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
38 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Transmisor deberá presentar para fines
39 pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores
40 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del

1 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el
2 Reglamento actualmente vigente.

3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible

3
4
5
6 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
7 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en
8 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Transmisor deberá presentar al
9 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes
10 de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.

11
12 Para niveles máximos de radio-interferencia, se acepta una relación señal-ruido mínima de:
13 a) Zona Rurales: 22 dB a 80m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen tiempo
14 y b) Zonas Urbanas: 22 dB a 40m del eje de la línea a 1000 kHz en condiciones de buen
15 tiempo.

16
17 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los
18 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución
19 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy
20 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

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

34
35 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
36 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
37 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
38 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos
39 deberán entregarse al Interventor.

40

3.6 Pruebas en Fábrica

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

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

4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 500 kV

4.1 General

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

Línea de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica	Numeral 3.1	kV	500
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1	-	-
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3	km	-
5	Altura (estimada) sobre el nivel del mar	Numeral 4.3	msnm	Entre 40 y 610
6	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1	-	-
7	Conductores de fase	Numeral 4.4.2	-	-
8	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	-	-
9	Cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-

Línea de 500 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
10	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
11	Distancias de seguridad	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
12	Ancho de servidumbre	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
13	Máximo campo eléctrico e interferencia	Según Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
14	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que pueda tener importancia en el diseño del aislamiento	g/cm ²	-
15	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
16	Estructuras	Numeral 4.4.6	-	-
17	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
18	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
19	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
20	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
21	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
22	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
23	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
24	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-

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

1
2 **4.2. Ruta de las Líneas de Transmisión**
3

4 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública
5 UPME, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir
6 dicha ruta, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y
7 consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades nacionales, regionales y locales
8 los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial, a las autoridades que determinan las
9 restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general,
10 con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá
11 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden
12 existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local.
13

14 Específicamente para los tramos subterráneos, si se requirieran, durante la selección de la
15 ruta, deberán identificarse todas las instalaciones subterráneas existentes así como raíces
16 de árboles, discontinuidades estratigráficas etc., que puedan incidir en ubicación de los
17 cables o ductos requeridos. Para la determinación de los elementos enterrados se podrá
18 ejecutar, sin limitarse a ello, un rastreo electromagnético del subsuelo mediante equipo
19 especial para este propósito tal como el Radar de Penetración Terrestre (Ground Penetration
20 Radar –GPR). En estos tramos deberá tenerse en cuenta la posibilidad de ubicación de las
21 cajas para empalme o cambio de dirección. También será responsabilidad del Inversionista
22 consultar a las autoridades y/o entidades correspondientes, encargadas de otra
23 infraestructura que pueda estar relacionada.
24

25 Especial atención deberá poner el Transmisor en todas restricciones, precauciones y
26 demás aspectos que se identifiquen en los análisis tendientes a identificar unas alertas
27 tempranas en la zona del proyecto.
28

29 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos **“ANÁLISIS DEL**
30 **ÁREA DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO**
31 **SUBESTACIÓN COLECTORA 500 KV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COLECTORA –**
32 **CUESTECITAS Y CUESTECITAS – LA LOMA 500 kV., OBJETO DE LA**
33 **CONVOCATORIA PÚBLICA UPME-06-2017 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029”**, los
34 cuales suministran información de referencia. El objeto de estos documentos es identificar
35 de manera preliminar las posibilidades y condicionantes físicos, ambientales y sociales,
36 constituyéndose en documentos ilustrativos para los diferentes Interesados, sin pretender
37 determinar o definir rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad
38 los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información,
39 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.
40

1 En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
2 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

4.3 Longitud Aproximada de las Líneas

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 efectos
9 de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones,
10 análisis y consideraciones.

<i>Circuito</i>	<i>Tensión</i>	<i>Longitud Aproximada</i>
Colectora - Cuestecitas	500 kV	120 km
Cuestecitas –La loma	500 kV	250km

13 A manera de información, la altura sobre el nivel del mar (asociada a estimativos
14 preliminares) está comprendida entre los 40 m y 110 m para la línea Colectoras -Cuestecitas
15 500 kV y entre 50 y 610 m para la línea Cuestecitas – La Loma 500 kV. Sin embargo, tanto
16 la longitud real como la altura sobre el nivel del mar real, serán función del trazado, diseño
17 y estudios pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado.

4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas

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

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

4.4.1 Aislamiento

33 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
34 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, la nueva subestación y/o las
35 obras en las subestaciones existentes y, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento
36 de las líneas, los equipos de las subestaciones, y la coordinación de aislamiento, teniendo
37 en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en las líneas por las

1 descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y
2 apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema,
3 considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 500 kV no deben
4 ser inferiores al 90% ni superiores al 105% del valor nominal y que los elementos del
5 sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de crecimiento.
6

7 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño
8 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas
9 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y
10 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.
11

12 Para el caso de tramos de líneas aéreas-subterráneas en todos los sitios de transición
13 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la
14 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o
15 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la
16 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.
17

18 **4.4.2 Conductores de Fase**

19
20 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
21 de la ruta y el lugar donde el Proyecto operará, por tanto será responsabilidad del
22 Inversionista su verificación. El Interventor verificará e informará a la UPME si el diseño
23 realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores
24 límites establecidos.
25

- 26 • El conductor de fase de los circuitos de 500 kV deberá tener conductores en haz de
27 tres o cuatro sub-conductores según decisión del Inversionista que deberá ser
28 soportada ante el Interventor. La separación entre sub-conductores del haz deberá
29 ser de 457,2 mm y deberá cumplir con las siguientes exigencias técnicas:
30
 - 31 ○ Capacidad normal de operación del circuito no inferior a 2400 Amperios a
32 temperatura ambiente máxima promedio.
 - 33 ○ Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a 0,0230
34 ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la
35 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.
 - 36 ○ Solo en caso de superar los 120 km en un caso y los 250 km en el otro caso, se
37 deberá ajustar la resistencia en ohmios/km para mantener una resistencia total
38 calculada con base en 0,0230 ohmios/km y 120 y 250 km según corresponda.
39 Lo anterior deberá ser sometido a revisión de la interventoría y de la UPME.
40

1 En caso de conductores en haz o múltiples por fase, la resistencia DC a 20°C por conductor
2 de fase corresponderá a la resistencia en paralelo de los sub-conductores de cada fase y
3 la capacidad de corriente corresponderá a la capacidad en paralelo de los sub-conductores
4 de cada fase. Lo anterior utilizando las normas o cálculos aplicables y según las
5 características de la línea (p. eje, aérea o subterránea).
6

7 El Inversionista deberá garantizar los valores de capacidad de corriente y resistencia, tanto
8 en los tramos aéreos como en los subterráneos según sea el caso.
9

10 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
11 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.
12

13 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia
14 establecidas en la normatividad aplicable.
15

16 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
17 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
18 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular
19 pueden estar expuestos durante varias horas.
20

21 De presentarse características en el ambiente para esta nueva líneas, que tuvieren efecto
22 corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos de
23 aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,
24 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad
25 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor podrá ser en cobre o aluminio con
26 aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito
27 previsibles para la Línea durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de
28 que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable
29 o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión
30 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.
31

32 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

33

34 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista y
35 aplican solo para cables de guarda de los circuitos que se instalarán en el desarrollo de la
36 presente Convocatoria Pública.
37

38 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
39 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW.
40

1 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda
2 no deberán contener hilos en acero galvanizado y deberán ser del tipo Alumoclad o de otro
3 material resistente a la corrosión, que cumpla con las especificaciones técnicas y los
4 propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW desde el punto de vista de su
5 comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los cables de guarda a instalar
6 deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
7 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
8 aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de guarda a ser instalados
9 deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea que circulen por
10 ellos.

11
12 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
13 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

14
15 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla
16 con las normas técnicas aplicables.

17
18 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la
19 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra
20 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del
21 cable de guarda e informar de ellos al Interventor.

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 cada una de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las
27 personas, considerando además el comportamiento del aislamiento ante descargas
28 atmosféricas.

29
30 Con base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
31 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal
32 que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y con
33 lo establecido en el RETIE en su última revisión. La medición de las tensiones de paso y
34 contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de la línea, deberán
35 hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo
36 establecido en el numeral 15.5.3., o el numeral aplicable si la norma ha sido objeto de
37 actualización.

38
39 El Transmisor debe determinar en su diseño, los materiales que utilizará en la ejecución de
40 las puestas a tierra de las estructuras de la línea teniendo en cuenta la vida útil, la frecuencia
41 de las inspecciones y mantenimientos, la posibilidad del robo de los elementos de cobre,

1 así como la corrosividad de los suelos del sitio de cada torre. No obstante, en cualquier
2 caso deberá cumplirse con lo estipulado en el RETIE, en particular con el numeral 15.3
3 “MATERIALES DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA” o el numeral aplicable si la
4 norma ha sido objeto de actualización.

5
6 Los conectores a utilizar deberán contar con certificado de producto donde debe ser claro
7 si son adecuados para enterramiento directo.

8
9 Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de
10 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y los
11 voltajes de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

12 13 **4.4.5 Transposiciones de Línea**

14
15 El Inversionista deberá analizar la necesidad de implementar transposiciones de línea para
16 garantizar los niveles máximos de desbalance exigidos por la normatividad aplicable para
17 ello, considerando incluso la posibilidad de implementar ajustes o modificaciones sobre la
18 infraestructura actual o reubicaciones necesarias para el cumplimiento de tal propósito.

19
20 El Transmisor deberá calcular los desbalances en las fases y asegurar que cumplan con la
21 norma técnica aplicable para ello, *IEC 1000-3-6 o equivalente*, lo cual deberá soportar y
22 poner en consideración del Interventor. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de
23 todos los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte
24 del presente Proyecto.

25
26 En caso de requerirse, las transposiciones se podrán localizar a un sexto (1/6), a tres sextos
27 (3/6) y a cinco sextos (5/6) de la longitud total de la línea correspondiente.

28
29 El Transmisor se obliga a realizar el estudio correspondiente **antes del inicio de**
30 **construcción de las obras** y, a más tardar en ese momento, ponerlo a consideración de
31 la Interventoría, terceros involucrados, el CND y si es del caso al CNO. Este documento
32 hará parte de las memorias del proyecto.

33 34 **4.4.6 Estructuras**

35
36 El diseño de las estructuras deberá realizarse de tal manera que se permita la instalación
37 del segundo circuito (a futuro), con el primer circuito energizado.

38
39 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la
40 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas

1 a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de
2 frecuencia industrial.

3
4 Las estructuras de apoyo para las líneas aéreas y las de transición aéreo-subterráneo
5 deberán ser auto-soportadas. En cualquier caso, las estructuras no deberán requerir para
6 su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer
7 uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser
8 montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

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

22 **4.4.7 Localización de Estructuras**

23
24
25 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad
26 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las
27 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de
28 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La
29 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las
30 condiciones de máxima temperatura del conductor durante toda la vida útil del Proyecto,
31 estas condiciones deben ser definidas por el Inversionista.

32 **4.4.8 Sistema Antivibratorio, Amortiguadores y Espaciadores -** 33 **Amortiguadores**

34
35
36 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-
37 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los espaciadores - amortiguadores
38 deben ser adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de
39 frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, tal como lo establece el Código de Redes (Resolución
40 CREG 025 de 1995 y sus modificaciones). El Inversionista determinará los sitios de
41 colocación, a lo largo de cada vano, de los espaciadores - amortiguadores de tal manera

1 que la amortiguación de las fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será
2 entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

3
4 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación
5 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio
6 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al
7 Interventor.

8 9 **4.4.9 Cimentaciones**

10
11 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
12 de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG
13 098 de 2000, numeral 2.7, o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.
14 Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse
15 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar
16 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas
17 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de
18 cada tipo de estructura.

19 20 **4.4.10 Señalización Aérea**

21
22 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil, las Empresas
23 Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la Armada Nacional, u
24 otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de tránsito de aeronaves de
25 cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc) que hagan imperioso que
26 la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales accidentes originados por la
27 carencia de ellos.

28
29 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas
30 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros
31 centelleantes en torres en casos más severos.

32 33 **4.4.11 Desviadores de vuelo para aves**

34
35 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de
36 vuelo para aves.

37 38 **4.4.12 Obras Complementarias**

39
40 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del
41 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios

1 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,
2 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos
3 ambientales y demás obras que se requieran.

4.5 Informe Técnico

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

- 11 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
12 2000.
- 13 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
14 2000.
- 15 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
16 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 17 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 18 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
19 Resolución CREG 098 de 2000.
- 20 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
21 de 2000.

5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN

32 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

5.1 General

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

40 La siguiente tabla presenta las características de la Subestación que hacen parte del
41 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

1

ítem	Descripción	Colectora 500	Cuestecitas 500 kV	La Loma 500 kV
1	Subestación nueva	Si	Si	Si
2	Configuración	Interruptor y medio	Interruptor y medio	Interruptor y medio
3	Tipo de subestación existente	Convencion al o GIS	Convencional o GIS	Convencional o GIS
4	Agente Responsable de la Subestación	Adjudicatario Convocatori a Pública UPME 06-2017	Adjudicatario Convocatoria Pública UPME 09-2017	EEB S.A. E.S.P.

2

3

5.1.1 Predio de las Subestaciones

4

5

Nueva Subestación Colectora 500 kV

6

7

El predio para la expansión de las obras de esta nueva subestación será el que adquiera el Inversionista Adjudicatario. Su localización estará limitada a un radio de 5 km medido desde las siguientes coordenadas, las cuales están ubicadas en el municipio de Uriba departamento de La Guajira.

8

9

- 1225439,132E
- 1810763,931N.
- Origen: Magna Sirgas Bogotá

10

11

12

En la selección del predio se deben garantizar las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del presente Proyecto, así como para las líneas futuras a 500 kV según las previsiones de los espacios de reserva (en función de las bahías de línea) incluidos los futuros segundos circuitos que se instalarían sobre las torres objeto del presente Proyecto; igualmente se deben garantizar las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión, que permitirán la conexión de cada una de las centrales de generación eólicas señaladas en el numeral 2.2.1 del presente Anexo 1.

13

14

15

16

El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir

17

1 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
2 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

3
4 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el inversionista deberá analizar todos los
5 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar los
6 posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
7 inversionista.

8
9 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA
10 DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN
11 COLECTORA 500 kV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COLECTORA – CUESTECITAS Y
12 CUESTECITAS – LA LOMA 500 kV., OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA
13 UPME-06-2017 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029”**, los cuales suministran
14 información de referencia. El objeto de estos documentos es identificar de manera
15 preliminar las posibilidades y condicionantes físicos, ambientales y sociales,
16 constituyéndose en documentos ilustrativos para los diferentes Interesados, sin pretender
17 determinar o definir rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad
18 los riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información,
19 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras. En
20 general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios, investigaciones,
21 exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

22
23 A título informativo, en el área (radio de 5 km) se identifica el cruce de algunas fallas
24 geológicas (Falla de la Cuisa, Falla de Kasipoch y otras sin nombre), en el límite
25 noroccidental se identifican áreas del Sistema Regional de Áreas Protegidas - SIRAP
26 Caribe correspondientes a arbustales y herbazales de la alta Guajira. Adicionalmente, el
27 área se encuentra en territorio de la etnia Wayuú de la alta y media Guajira.

28 29 30 **Subestación Cuestecitas 500 kV**

31
32 La subestación Cuestecitas 500 kV, estará ubicada en el lote que determine el Inversionista
33 adjudicatario seleccionado mediante la Convocatoria Pública UPME 09-2016.

34
35 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
36 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
37 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
38 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
39 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
40 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
41 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

1
2 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos
3 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, se deberán considerar
4 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
5 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a
6 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.
7

8 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA**
9 **DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN**
10 **COLECTORA 500 kV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COLECTORA – CUESTECITAS Y**
11 **CUESTECITAS – LA LOMA 500 kV., OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA**
12 **UPME-06-2017 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029”**, el cual suministra información
13 de referencia. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las
14 posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para
15 los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es responsabilidad del
16 Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello
17 deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades
18 competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus
19 propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.
20

21 **Subestación La Loma 500 kV**

22
23 La subestación La Loma 500 kV, estará ubicada en el lote que determine el Inversionista
24 adjudicatario seleccionado mediante la Convocatoria Pública UPME 01-2014.
25

26 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
27 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
28 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
29 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
30 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
31 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
32 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.
33

34 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el Inversionista deberá analizar todos
35 los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, se deberán considerar
36 los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el
37 Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser puesto a
38 consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.
39

40 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA**
41 **DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO SUBESTACIÓN**

1 **COLECTORA 500 kV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN COLECTORA – CUESTECITAS Y**
2 **CUESTECITAS – LA LOMA 500 kV., OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA**
3 **UPME-06-2017 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2015-2029”**, el cual suministra información
4 de referencia. El objeto de este documento es identificar de manera preliminar las
5 posibilidades y restricciones ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para
6 los diferentes Interesados, sin pretender determinar o definir rutas. Es responsabilidad del
7 Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello
8 deberá validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades
9 competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus
10 propios estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

11 12 13 **5.1.2 Espacios de Reserva** 14

15 Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la presente Convocatoria Pública
16 UPME 06 – 2017 y por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos
17 constitutivos del módulo común, como se describe en el numeral 5.1.5 del presente Anexo
18 1; sin embargo, los equipos eléctricos no son parte de la presente Convocatoria.

- 19
20 • En la Subestación Colectora 500 kV se deberán incluir espacios de reserva para la
21 instalación de activos de uso:
22
 - 23 ○ La futura instalación de cuatro (4) bahías de línea a 500 kV. Una de las bahías
24 contiguas a cada uno de los circuitos objeto de la presente convocatoria se
25 destinarán para la futura bahía del futuro segundo circuito de cada una de esas
26 líneas. Por lo tanto, deberá dejarse espacio suficiente para la instalación de
27 reactores inductivos de línea y neutro con sus respectivos equipos de maniobra,
28 para cada línea futura.
 - 29 ○ La futura instalación de dos (2) bahías de transformación a 500 kV.
 - 30 ○ La futura instalación de dos (2) bancos de transformación 500/220 kV de 450
31 MVA.
 - 32 ○ La futura instalación de una (1) subestación a 220 kV.
 - 33 ○ La futura instalación de dos (2) bahías de transformación a 220 kV.
 - 34 ○ La futura instalación de cuatro (4) bahías de línea a 220 kV.
 - 35 ○ **Nota:** Los anteriores espacios de reserva podrán ser dispuestos para otros
36 niveles de tensión según necesidades del SIN y previa definición por parte de la
37 UPME, lo cual no alterará lo exigido como espacio en el presente numeral.

38
39 Adicionalmente, en la Subestación Colectora 500 kV el Inversionista deberá prever
40 espacios de reserva para la instalación de activos de conexión de los generadores eólicos
41 **estimados** de la siguiente manera, aclarando que el costo del predio correspondiente no

1 serán objeto de la presente convocatoria UPME 06-2017 sino que estará a cargo de cada
2 uno de los generadores señalados en el numeral 2.2.1 del presente Anexo 1, para lo cual
3 se deberán lograr acuerdos que se consignarán en el contrato de conexión de tal manera
4 que la estimación aquí señalada podrá cambiar en función de dichos acuerdos:

- 5
- 6 • Siete (7) bahías de transformación a 500 kV.
- 7 • Tres (3) bancos de transformadores monofásicos 500/110 kV incluido el repuesto
- 8 para cada uno.
- 9 • Cuatro (4) bancos de transformadores monofásicos 500/220 kV incluido el repuesto
- 10 para cada uno.
- 11 • Tres (3) bahías de transformación a 110 kV y cuatro (4) a 220 kV.
- 12

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

20

21 El Transmisor preparará un documento en el cual se indiquen las características de los
22 espacios de reserva establecidos en el presente Anexo y planos con la disposición de los
23 espacios propuesta para la ubicación futura de las bahías de reserva. Esto deberá ser
24 entregado al Interventor quien verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios
25 de reserva y su correcto dimensionamiento.

26

27 Se debe garantizar que los espacios de reserva (no utilizados por el presente Proyecto) en
28 las Subestaciones del STN y/o del STR no se verán afectados o limitados para su
29 utilización, por infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco
30 de la presente Convocatoria Pública.

31

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

36 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

37

38

39 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
40 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y

1 protección de las nuevas bahías 500 kV, con la infraestructura existente que pueda verse
2 afectada por el desarrollo del Proyecto.

3
4 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
5 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
6 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
7 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

8 9 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

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

13 14 15 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

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

18
19 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo de las conexiones a
20 500 kV objeto de la presente Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías
21 internas y edificios, según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en el
22 predio actual y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el
23 ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista, y según se
24 requiera, las vías de acceso a predios de Subestaciones y/o adecuaciones que sean
25 necesarias.

26
27 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
28 módulo común que requiera el Proyecto objeto de la presente Convocatoria, es decir las
29 obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La
30 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes
31 componentes:

- 32
33
34 • **Infraestructura civil:** Compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de
35 acueducto vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la
36 subestación y/o adecuación de las existentes; las vías internas de acceso a los
37 patios de conexiones y/o adecuación de las existentes; la adecuación del terreno; y
38 en general, todas aquellas obras civiles necesarias (incluyendo, entre otros,
39 construcción, modificaciones y/o ampliaciones a alcantarillado, filtros y drenajes,
40 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto/alcantarillados vecinos, alumbrado
41 interior y exterior, cárcamos comunes, etc.) para las obras descritas en el Numeral

1 2 del presente Anexo 1. Igualmente deberá proveer los puntos de conexión para la
2 ampliación de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.
3

- 4 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
5 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
6 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones, los
7 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares
8 AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles
9 asociadas.

10
11 Para la ampliación de las subestaciones Cuestecitas 500 kV, La Loma 500 kV, se podrá
12 utilizar terreno disponible en las subestaciones existentes previo acuerdo entre las partes
13 involucradas o terreno aledaño. Será responsabilidad del Inversionista investigar las
14 facilidades y de los requerimientos que se requieren para los servicios auxiliares, obras
15 civiles y ampliación de la malla de puesta a tierra. Igualmente deberá respetar las
16 disposiciones actuales de equipos y mantener los arreglos y configuraciones existentes, en
17 principio deberá suministrar todos los equipos y elementos requeridos para la operación
18 óptima y segura de la ampliación a realizar.
19

20 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
21 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
22 análisis.
23

24 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
25 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que
26 la modifique o sustituya).
27

28 El dimensionamiento de la infraestructura incluido edificios, deberá considerar las reservas
29 objeto de la presente convocatoria.
30

31 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

32

33 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las
34 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*
35 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*
36 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*
37 *Radioélectriques – CISPR*. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
38 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos
39 eminentemente técnicos y de calidad.
40

5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos

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

5.4 Procedimiento General del Diseño

Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

8 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
9 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
10 aclaraciones y justificaciones por parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán
11 reuniones conjuntas entre el Transmisor y el Interventor con el fin de lograr los acuerdos
12 modificatorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
13

14 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Transmisor,
15 este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
16

17 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
18 documento de cumplimiento obligatorio.
19

20 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
21 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
22 pruebas.
23

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

30 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
31 entregada a la Interventoría para revisión.
32

33 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

34

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

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

5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle

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

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

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

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

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

5.4.3 Estudios del Sistema

- 1 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes
2 a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el
3 diseño básico y detallado de la Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se
4 destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias
5 de cálculo:
6
7 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
8 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
9 y de resistividad.
10
11 - Cálculo de flechas y tensiones.
12
13 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
14 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
15
16 - Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.
17
18 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobre tensión y
19 distancias eléctricas.
20
21 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
22 y a corto circuito.
23
24 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
25 aislados.
26
27 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
28
29 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
30
31 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
32
33 - Informe de interfaces con equipos existentes.
34
35 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
36 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
37
38 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
39 de fallas.
40

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

- 3
- 4 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
 - 5
 - 6 - Origen de los datos de entrada.
 - 7
 - 8 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
9 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
 - 10
 - 11 - Resultados.
 - 12
 - 13 - Bibliografía.
 - 14

15 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

16
17 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos
18 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

19 **5.5 Equipos de Potencia**

20 **5.5.1 Reactor Inductivo**

21
22 El Proyecto incluye la instalación de los módulos de compensación reactiva de línea y sus
23 correspondientes bahías de conexión a las líneas de 500 kV y demás equipo necesarios
24 como puesta a tierra de los reactores mediante un reactor de neutro, equipos de medida,
25 control, protección, comunicaciones y equipos auxiliares, que posean características
26 adecuadas de funcionamiento. Cada módulo de compensación será un banco de reactores
27 monofásico y deberá tener, como mínimo, una unidad de reserva por módulo de
28 compensación. Se deberán realizar la totalidad de las obras civiles correspondientes para
29 el adecuado montaje de los reactores inductivos de compensación. Las maniobras de las
30 bahías de compensación reactiva de línea, objeto de la presente Convocatoria Pública, se
31 realizarán bajo carga y se requiere el uso de interruptores con mando sincronizado.

32 Especificaciones del Reactor:

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

37

1 Los valores de las compensaciones reactivas están basados en los estimativos preliminares
 2 de las longitudes de línea:
 3

Circuito	Long. Aprox.	Compensación Estimada (en cada extremo de línea)
Colectora –Cuestecitas 500 kV	120 km	60 MVar
Cuestecitas – La Loma 500 kV	250 km	120 MVar

4
 5 Las capacidades de las compensaciones reactivas inductivas deberán ser ajustadas por el
 6 Transmisor, en función de la geometría de los conductores, la disposición de la línea y/o la
 7 variación de la longitud respecto a la longitud de referencia del presente Anexo 1, soportado
 8 en un estudio que deberá ser sometido a aprobación de la UPME previo concepto del
 9 Interventor.

10
 11 Los reactores deberán estar provistos de transformadores de corriente tipo buje en las
 12 cantidades y con las características específicas para la protección propia del equipo y para
 13 la operación, control y protección del reactor.

14
 15 Los equipos de control y maniobra de las bahías de compensación de línea deberán permitir
 16 la operación bajo carga.

17
 18 **Pruebas de rutina:** Los reactores deberán ser sometidos a las pruebas de rutina
 19 establecidas en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de
 20 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

21
 22 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
 23 copia de los reportes de pruebas tipos hechas sobre los interruptores similares en todo de
 24 acuerdo con las publicaciones IEC o ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos
 25 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

5.5.2 Interruptores

26
 27
 28 Los interruptores de potencia a 500 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición
 29 de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
 30 suministrar:

- 31 • IEC 62271-100: "High-voltage alternating current circuit-breakers"
- 32
- 33

- IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards".
- IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of 52 kV an above"

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

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

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

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

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

5.5.2 Descargadores de Sobretensión

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

- IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c. systems"

- IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and controlgear".

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

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

5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

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

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

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

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

5.5.5 Transformadores de Tensión

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

- 4
- 5 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
6 equivalente en ANSI.
- 7 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 8 • Publicación IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and
9 capacitor dividers".
- 10 • Publicación IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers".
- 11 • IEC 60296: "Specification for unused mineral insulating oils for transformers and
12 switchgear"
- 13

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

19
20 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
21 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
22 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
23 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

24
25 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
26 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión iguales o
27 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección
28 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone
29 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

30 31 **5.5.6 Transformadores de Corriente**

32
33 Los Transformadores de Corriente deben cumplir las prescripciones de la última edición de
34 las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
35 suministrar:

- 36 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
37 equivalente en ANSI.
- 38 • IEC 60044-1: "Current Transformers".
- 39 • IEC-61869-1/2: "Current Transformers".
- 40

1 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en
2 el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
3 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
4 025 de 1995, en su última revisión.

5
6 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
7 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
8 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
9 pertinentes de la Interventoría.

10
11 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor debe entregar una
12 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o
13 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC
14 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Transmisor no dispone de estos documentos
15 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

16 17 **5.5.7 Equipo GIS o Híbrido**

18
19 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substations)
20 o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la
21 siguiente normatividad:

22
23 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
24 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
25 lo indicado en estas especificaciones.

- 26
- 27 • Instrument transformer – IEC6189
- 28 • Insulation Coordination – IEC60071
- 29 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271
- 30 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 31 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 32 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 33 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 34 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 35 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 36 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 37 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 38 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639
- 39

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

3
4 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
5 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.

7 **5.5.8 Sistema de Puesta A Tierra**

8
9 Deberá diseñarse para que en condiciones normales y anormales, no se presente ningún
10 peligro para el personal situado en cualquier lugar, al que tenga acceso.

11
12 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
13 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
14 Substation Grounding" y a los requerimiento del RETIE.

15
16 Todos los equipos, estructuras y accesorios metálicos se conectarán a tierra en el punto
17 más cercano y conveniente.

18
19 Todo el equipo eléctrico y partes metálicas expuestas, estarán conectadas a la malla de
20 tierra.

21
22 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos
23 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

24
25 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Transmisor hará los ensayos de
26 resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y las tensiones
27 de paso y contacto, según requerimiento del RETIE.

28 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

29
30 El apantallamiento será hecho por medio de cables de guarda de material apropiado para
31 las condiciones ambientales existentes en el sitio. Todos los cables de guarda serán
32 aterrizados con cables bajantes de cobre.

33
34 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
35 contra descargas atmosféricas, incluyendo varillas de puesta a tierra. La instalación deberá
36 cumplir con el RETIE, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2.

37 **5.6 Equipos de Control y Protección**

1 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
2 control y protección:
3

4 **5.6.1 Sistemas de Protección**

5
6 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
7 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
8 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
9 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
10 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la
11 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las
12 respectivas normas equivalentes ANSI.
13

14 El esquema de protección de líneas deberá ser implementado con dos protecciones
15 principales para líneas de transmisión con principio de operación y medición diferente,
16 adicionalmente deben tener algoritmos de operación diferentes entre sí. El esquema
17 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo
18 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección
19 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de
20 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre. Para el caso de
21 Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para la PPL1 y Fibra Óptica dedicada
22 como medio de comunicación para la PPL2, se entiende como medio de comunicación para
23 la PPL1, un cable diferente al del medio de comunicación para la PPL2. Para el caso de
24 Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para el relé o función de protección
25 distancia ANSI 21/21N, el esquema de comunicación se debe implementar con equipos
26 digitales de teleprotección conectados directamente a la fibra óptica. Para el caso de Fibra
27 Óptica multiplexada se entiende como medio de comunicación para la PPL2, un enlace
28 (trayectoria) independiente del medio de comunicación para la PPL1. Para el caso de Fibra
29 Óptica multiplexada, el canal de comunicación no deberá de exceder una asimetría de canal
30 de 5 ms y retardo máximo de 16 ms. Si el medio de comunicación para la protección
31 diferencial de línea ANSI 87L es multiplexado, éste deberá de ser único y dedicado.
32

33 Las bahías deberán estar acopladas al esquema de protección diferencial de barras de la
34 Subestación.
35

36 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
37 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
38 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
39 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
40 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
41 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con

1 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
 2 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

3
 4 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
 5 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,
 6 anexo CC4 y sus modificaciones.

7
 8 **5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

9
 10 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
 11 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
 12

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 reportes.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.	

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<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>	
<p>1</p>	<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. 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>	
<p>0</p>	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
		revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1

2 **5.6.2.1 Características Generales**

3

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

5

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

16

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

21

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

25

- 26 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de
- 27 protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- 28 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - 29 ○ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos
 - 30 entre equipos vía la red.
 - 31 ○ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y
 - 32 Automatización de la Subestación.
- 33 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes
- 34 funciones:
 - 35 ○ Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 36 ○ Permitir la integración de elementos futuros.

- Implementación de herramientas de seguridad y administración.
- Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.
- Mantenimiento de cada equipo.
- Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones del sistema.

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

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

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

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

5.6.3. Unidad de medición fasorial sincronizada - medidores multifuncionales

Se deben instalar unidades de medición fasorial -PMU- para cada bahía (línea, transformación o compensación) objeto de la presente Convocatoria, y para los casos de configuración en interruptor y medio se deberá garantizar un PMU por corte, incluyendo el corte central, la cual deberá tener entradas de corriente independiente por bahía o corte instalado mediante la presente convocatoria.

1
2 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida
3 (circuitos de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en
4 un equipo multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección o
5 circuitos de protección. La implementación podrá realizarse con equipos que integren
6 sincronización, digitalización y procesamiento en un mismo dispositivo, o con unidades
7 procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el caso de que la subestación no
8 cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en los tableros de las
9 correspondientes bahías.

10
11 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofásorial, en
12 donde el operador nacional instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros
13 dispositivos asociados. El tablero suministrado por el inversionista deberá estar provisto de
14 servicios de energía con las mismas características de los tableros de control de la
15 Subestación. El inversionista deberá permitir al operador nacional las labores de gestión y
16 mantenimiento de los equipos instalados en este tablero.

17
18 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el inversionista,
19 a través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de
20 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad
21 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues
22 sobre la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las
23 PMU. La comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que
24 disponga el operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido
25 en la resolución CREG 080 de 1999.

26
27 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente
28 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos
29 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición
30 fasorial sea revisada.

31
32 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
33 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
34 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor
35 de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir
36 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su
37 última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

38 39 **5.6.4 Controladores de Bahía** 40

1 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
2 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
3 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para
4 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá
5 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.
6

7 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
8 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
9 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
10 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con un
11 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:
12

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

22 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
23 para la comunicación.
24

25 Estos equipos también deberán ser capaces de recibir una señal de sincronización horaria
26 para hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
27

28 **5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

29

30 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
31 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
32 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
33

34 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM
35 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar
36 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios
37 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
38 funcionalidades como mínimo:
39

- 40 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.

- 1 • Despliegue de alarmas.
- 2 • Despliegue de eventos.
- 3 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 4 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 5 función.
- 6 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

7
8 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos
9 para la comunicación.

10 **5.6.6 Switches**

11
12
13 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para
14 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 15 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 16 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 17 • Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 18 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 19 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 20 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 21 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
- 22 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 23 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
- 24 más exigente.
- 25
- 26

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

30 **5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

31
32
33 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

34
35 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
36 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez
37 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
38 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
39 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

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

4
5 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores
6 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico
7 en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

8 9 **5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2**

10 11 **5.6.8.1 Controlador de la Subestación**

12
13 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del
14 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y
15 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la
16 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la
17 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada
18 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de ella.
19 La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces de
20 comunicaciones.

21
22 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés
23 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la
24 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para
25 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de
26 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
27 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
28 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

29 30 **5.6.8.2 Registradores de Fallas**

31
32 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
33 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
34 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
35 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
36 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
37 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

38 39 **5.6.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

40

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

5
6 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos
7 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la
8 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

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

34 **5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

35
36 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,
37 en su última revisión.
38

5.7 Obras Civiles

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

- Diseño y construcción de todas las obras civiles incluyendo, entre otras, la construcción o mejora de las vías de acceso y la construcción o ampliación del edificio de control.
- Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental, deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del Transmisor.
- Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

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

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

5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma

1 ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones
2 de toque y paso a valores tolerables.
3

4 5 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

6 7 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

8
9 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
10 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
11 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG
12 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo
13 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 646 de 2013.
14

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

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

- 26 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 27 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
28 asociadas.
- 29 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
30 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
31 protecciones.
- 32 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

33
34 **Pruebas de energización:** El Transmisor será responsable por la ejecución de las pruebas
35 de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para
36 los fines pertinentes por la Interventoría.
37

38 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

39
40 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:

- 1
 - 2
 - 3
 - 4
 - 5
 - 6
 - 7
 - 8
 - 9
 - 10
 - 11
 - 12
 - 13
 - 14
 - 15
 - 16
 - 17
 - 18
 - 19
 - 20
 - 21
 - 22
 - 23
 - 24
 - 25
 - 26
 - 27
 - 28
 - 29
 - 30
 - 31
 - 32
 - 33
 - 34
 - 35
 - 36
 - 37
 - 38
 - 39
 - 40
- Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
 - Diagrama Unifilar.
 - Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del Proyecto. El área de influencia definida para el estudio de ajuste y coordinación de protecciones, de este proyecto, deberá ser acordada con el CND.
 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
 - Cronograma de pruebas.
 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con información definitiva.
 - Protocolo de energización.
 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de conexión.
 - Carta de declaración en operación comercial.
 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el CND.

7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN

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

8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO

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

9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA

Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 06 - 2017, recopilada por la UPME, como costos de conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o

1 el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha
2 información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles
3 requeridos será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

4
5
6 **10. FIGURAS**

7
8 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

9
10 Figura 1 - Diagrama Esquemático.

11
12 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación Colectoras 500 kV.

13
14 Figura 3 - Diagrama Unifilar Subestación Cuestecitas 500 kV.

15
16 Figura 4 - Diagrama Unifilar Subestación La Loma 500 kV.