

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 05 DE 2013

(UPME 05 – 2013)

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

Bogotá D. C., diciembre de 2013

## ÍNDICE

1		
2		
3		
4	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b> .....	<b>4</b>
5	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales .....	4
6	1.2 Definiciones .....	5
7	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b> .....	<b>5</b>
8	2.1 Descripción de Obras en la Subestación Suria 230 kV .....	6
9	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto.....	7
10	2.2.1 En la Subestación Suria 230 kV.....	7
11	2.2.2 En la línea Guavio – Tunal 230 kV.....	8
12	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b> .....	<b>8</b>
13	3.1 Parámetros del Sistema.....	9
14	3.2 Nivel de Corto Circuito .....	9
15	3.3 Materiales .....	10
16	3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible.....	10
17	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión .....	10
18	3.6 Infraestructura y Módulo Común.....	11
19	3.7 Pruebas en Fábrica.....	12
20	3.8 Espacios de Reserva .....	12
21	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV</b> .....	<b>13</b>
22	4.1 General .....	13
23	4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV .....	15
24	4.3 Longitud Aproximada de la Línea .....	15
25	4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV .....	16
26	4.4.1 Aislamiento.....	16
27	4.4.2 Conductores de Fase .....	17
28	4.4.3 Cable(s) de Guarda.....	18
29	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas .....	18
30	4.4.5 Transposiciones de Línea .....	18
31	4.4.6 Estructuras .....	19
32	4.4.7 Localización de Estructuras .....	19
33	4.4.8 Sistema Antivibratorio .....	20
34	4.4.9 Cimentaciones .....	20
35	4.4.10 Señalización Aérea .....	20
36	4.4.11 Obras Complementarias .....	20
37	4.5 Informe Técnico .....	21
38	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b> .....	<b>21</b>
39	5.1. General .....	21
40	5.1.1. Predio de la Subestación Suria 230 kV.....	22
41	5.1.2. Conexiones con Equipos Existentes.....	23

1	5.1.3. Servicios Auxiliares .....	23
2	5.1.4. Infraestructura y Módulo Común.....	23
3	5.2. Normas para Fabricación de los Equipos .....	23
4	5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos .....	24
5	5.3.1. Procedimiento General del Diseño .....	24
6	5.3.2. Estudios del Sistema.....	26
7	5.3.3. Distancias de Seguridad .....	28
8	5.4. Equipos de Potencia .....	28
9	5.4.1. Interruptores.....	28
10	5.4.2. Descargadores de Sobretensión.....	29
11	5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra .....	29
12	5.4.4. Transformadores de Tensión .....	29
13	5.4.5. Transformadores de Corriente .....	30
14	5.4.6. Equipo GIS.....	31
15	5.5. Equipos de Control y Protección.....	31
16	5.5.1. Sistemas de Protección .....	31
17	5.5.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestación.....	32
18	5.5.3. Medidores Multifuncionales.....	36
19	5.5.4. Controladores de Bahía .....	36
20	5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares.....	37
21	5.5.6. Switches.....	38
22	5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	39
23	5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	39
24	5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones.....	41
25	5.6. Obras Civiles.....	41
26	5.7. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento .....	42
27	<b>6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>42</b>
28	6.1. Pruebas y Puesta en Servicio.....	42
29	6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio.....	43
30	<b>7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....</b>	<b>44</b>
31	<b>8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA .....</b>	<b>44</b>
32	<b>9. FIGURAS.....</b>	<b>45</b>
33		

ANEXO 1

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME - 05- 2013.

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

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

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

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

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

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

## 16 17 **1.2 Definiciones**

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

## 21 22 23 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

24  
25  
26 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,  
27 operación y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia  
28 Generación – Transmisión 2012 – 2025”, adoptado mediante Resolución del Ministerio de  
29 Minas y Energía 18 0423 de marzo 21 de 2012, modificada por la Resolución MME No.  
30 91159 del 26 de diciembre de 2013, así:

- 31  
32 i. Construcción de la nueva Subestación Suria 230 kV con sus dos (2) bahías de línea  
33 asociadas y dos (2) bahías de transformación a 230 kV, a ubicarse en inmediaciones  
34 de la subestación Suria 115 kV existente la cual está localizada a 19,8 km de la  
35 ciudad de Villavicencio – departamento del Meta, por la vía que va de Villavicencio a  
36 Puerto López, adelante del peaje de la Libertad.
- 37  
38 ii. Construcción de una línea en doble circuito 230 kV con una longitud aproximada de  
39 29 km, desde la nueva Subestación Suria 230 kV hasta un punto de la línea de  
40 transmisión Guavio - Tunal 230 kV, para reconfigurar las líneas Guavio - Suria 230 kV  
41 y Suria - Tunal 230 kV.

1  
 2 NOTA: los bancos de transformadores que se conectarán en la Subestación Suria 230 kV  
 3 y sus respectivas bahías en el lado de baja no hacen parte del objeto de la presente  
 4 Convocatoria Pública UPME 05-2013, ya que se trata de activos de uso del nivel de  
 5 tensión 4. La frontera entre el Transmisor y el OR en la Subestación Suria 230 kV será en  
 6 los bornes de alta de los transformadores.

7  
 8 **2.1 Descripción de Obras en la Subestación Suria 230 kV**

9  
 10 Las obras en la Subestación Suria 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la  
 11 selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva subestación a  
 12 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. Los equipos a instalar  
 13 podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas  
 14 Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo  
 15 exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos  
 16 los demás requisitos establecidos en los DSI.

17  
 18 La Subestación Suria 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio y  
 19 deberá incluir cuatro (4) bahías, dos (2) para las dos líneas de 230 kV que irán desde la  
 20 nueva subestación Suria 230 kV, una hacia la subestación Guavio, y la otra hacia la  
 21 subestación Tunal, resultado de la reconfiguración de la línea existente a 230 kV Guavio –  
 22 Tunal y dos (2) bahías de transformación para la conexión al STN del Operador de Red  
 23 (OR) – EMSA S.A. E.S.P. Los espacios de reserva en 230 kV que se deberán prever son  
 24 los señalados en el numeral 3.8 del presente Anexo. Si bien el terreno para la instalación  
 25 de los equipos del OR, debe ser previsto por el Transmisor, las condiciones para acceder  
 26 al uso del terreno deben ser acordados por las partes en el Contrato de Conexión.

27  
 28 El diagrama unifilar de la subestación Suria 230 kV se muestra en la Figura 3. Sin  
 29 embargo, el Transmisor en coordinación con el OR responsable de los transformadores  
 30 que se conectarán allí, podrán llegar a un acuerdo para efectos de reubicación física de  
 31 las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en  
 32 tal caso, el diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública,  
 33 podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la UPME.

34  
 35 La subestación Suria 230 kV estará compuesta por los módulos que se indican a  
 36 continuación:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN SURIA 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea con destino a la subestación Guavio, configuración interruptor y medio.	1

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN SURIA 230 kV	CANTIDAD
2	Bahía de línea con destino a la subestación Tunal, configuración de interruptor y medio.	1
3	Bahías de transformación, configuración de interruptor y medio.	2
4	Corte central para la configuración de interruptor y medio.	2
5	Módulo de barraje tipo 2, configuración interruptor y medio.	1
6	Protección diferencial de barras tipo 2	1
7	Módulo común tipo 2	1
8	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada.	1

1  
 2 Considerando que el Transmisor se hará cargo de las bahías de transformación del lado  
 3 de alta, deberá suministrar hasta 200 metros de conductor por fase para la conexión entre  
 4 las bahías y los transformadores del OR, incluyendo aisladores y estructuras soporte.

## 6 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

7  
 8 El Transmisor, además de adquirir el predio para la construcción de la nueva Subestación  
 9 Suria 230 kV, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los  
 10 puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el  
 11 responsable y propietario de los activos relacionados.

### 13 **2.2.1 En la Subestación Suria 230 kV**

14  
 15 El propietario de la Subestación Suria a 230 kV será el Inversionista resultante de la  
 16 Convocatoria Pública UPME 05-2013. Esta Subestación tendrá una configuración de  
 17 interruptor y medio, la cual estará compuesta por los elementos establecidos en el  
 18 Numeral 2.1 del presente Anexo.

19  
 20 De acuerdo con lo solicitado por EMSA S.A. E.S.P., se prevé la conexión de dos (2)  
 21 transformadores 230/115 kV de 150 MVA cada uno, en la Subestación Suria 230 kV.

22  
 23 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria  
 24 Pública UPME 05-2013 y EMSA S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según  
 25 corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la  
 26 ubicación de los dos (2) bancos de transformadores 230/115 kV, del espacio para las

1 previsiones futuras solicitadas por EMSA S.A. E.S.P. y del espacio para la ubicación de  
2 los tableros de control y protecciones de los módulos de 230 kV; enlace al sistema de  
3 control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de  
4 conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a  
5 la expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del  
6 Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus  
7 condiciones básicas. No obstante las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la  
8 UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de  
9 conexión.

### 10 **2.2.2 En la línea Guavio – Tunal 230 kV**

11 El propietario de la línea de transmisión Guavio – Tunal 230 kV es la Empresa de Energía  
12 de Bogotá S.A. E.S.P. – EEB.

13 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública UPME 05-2013 es  
14 el punto de seccionamiento de la línea Guavio – Tunal 230 kV.

15 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,  
16 control y protecciones de las bahías de la subestación Suria 230 kV, con los sistemas de  
17 las bahías de los extremos, específicamente las de Guavio y Tunal 230 kV.

18 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria  
19 Pública UPME 05-2013 y EEB deberá incluir, como mínimo y según corresponda, todos  
20 los aspectos que tengan que ver con cambios o ajustes de cualquier índole que deban  
21 hacerse en las subestaciones de Guavio y Tunal que se generen producto de la conexión  
22 de la Subestación Suria 230 kV. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las  
23 partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG  
24 que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista de la presente  
25 Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas. No obstante las partes en  
26 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación  
27 de la fecha de firma del contrato de conexión.

## 35 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

36 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las  
37 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y  
38 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha  
39 de realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del  
40  
41

1 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento,  
2 asegurando en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para  
3 lo cual deberá previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

4  
5 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de  
6 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

### 8 **3.1 Parámetros del Sistema**

9  
10 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir  
11 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la  
12 Interventoría para la UPME.

14 Tensión nominal	230 kV
15 Frecuencia asignada	60 Hz
16 Puesta a tierra	Sólida
17 Numero de fases	3
18 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
19 Servicios Auxiliares DC	125V
20 Tipo de las Subestaciones	Convencional o GIS o un híbrido.

### 22 **Línea de transmisión - 230 kV:**

#### 24 ***S/E Suria - hasta un punto de la línea de transmisión Guavio - Tunal 230 kV***

26 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas
27 Circuitos por torre:	Dos (2)
28 Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
29 Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

### 31 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

32  
33 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la  
34 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el Inversionista  
35 deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de  
36 corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de estos. La  
37 duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo (1 seg). Podrá  
38 servir como referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente  
39 elaborado por la UPME.

1 **3.3 Materiales**

2  
3 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad,  
4 libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser  
5 tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el  
6 Proyecto, listados en la tabla No. 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de  
7 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar  
8 para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las  
9 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE  
10 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará  
11 sobre el Reglamento actualmente vigente.  
12

13 **3.4 Efecto Corona, Radiointerferencia y Ruido Audible**

14  
15 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo  
16 relacionado con el efecto corona y radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en  
17 el RETIE, Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al  
18 Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o  
19 reportes de pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.  
20

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

26 En cuanto a ruido audible generado por la línea, deberá limitarse a los estándares  
27 máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución 0627 de  
28 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio  
29 de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o aquella que la modifique o sustituya  
30

31 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

32  
33 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista.  
34 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos  
35 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan  
36 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del  
37 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar  
38 como Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por  
39 parte del Interventor.  
40

1 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán  
2 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos  
3 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la  
4 regulación vigente deberá ser certificado por el Transmisor. Copia de estos acuerdos  
5 deberán entregarse al Interventor.  
6

### 7 **3.6 Infraestructura y Módulo Común**

8  
9 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro de los  
10 patios de conexiones del nivel 230 kV, junto con los espacios de acceso, vías internas y  
11 edificios. Igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de la  
12 Subestación Suria 230 kV y/o adecuaciones que sean necesarias.  
13

14 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura  
15 y módulo común de la Subestación Suria 230 kV, es decir las obras civiles y los equipos  
16 que sirven a la Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación,  
17 inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria Pública. La  
18 infraestructura y módulo común de la Subestación, estarán conformadas como mínimo  
19 por los siguientes componentes:  
20

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

32 **Equipos:** incluye los sistemas de automatización, de gestión de medición, de  
33 protecciones y el sistema de comunicaciones propio de cada Subestación a 230 kV, los  
34 materiales de la malla de puesta a tierra y los equipos para los servicios auxiliares, los  
35 equipos de conexión a 230 kV, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas.  
36 Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías a las  
37 subestaciones existentes de los extremos remotos de las líneas asociadas a la nueva  
38 subestación 230 kV, en conexiones de potencia, control, medida, protecciones y servicios  
39 auxiliares.  
40

1 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las  
2 previsiones que faciliten la evolución de la Subestación.

3  
4 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
5 pertinente, en particular el Código de Medida (Anexo de la Resolución CREG 025 de 1995  
6 o aquella que la modifique o sustituya).

7  
8 NOTA: Para los módulos de alta de los transformadores de conexión al STN, en la  
9 Subestación Suria 230 kV, objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 05-2013, el  
10 Adjudicatario deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las facilidades  
11 para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones  
12 de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

### 13 14 **3.7 Pruebas en Fábrica**

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

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

### 27 28 **3.8 Espacios de Reserva**

29  
30 Los espacios de reserva están clasificados según sean requeridos para las necesidades  
31 futuras del STN, o STR, o SDL. Los espacios de reserva futuros del STN son objeto de la  
32 presente Convocatoria por tanto deben ser adecuados y dotados con las obras y equipos  
33 constitutivos del módulo común, como se describe en el Numeral 3.6 del presente Anexo  
34 1. Los espacios de reserva futuros para el STR y/o SDL deben ser previstos por el  
35 Adjudicatario según el requerimiento del Operador de Red, de acuerdo con lo indicado en  
36 el presente Numeral y mostrado en la Figura 3; no obstante, los mismos no son objeto de  
37 la presente Convocatoria, el nivel de adecuación de los terrenos, la definición de las  
38 áreas, entre otros aspectos, deberán ser acordados con el Operador de Red en el  
39 respectivo Contrato de Conexión.

40

1 El Inversionista deberá prever en la Subestación Suria 230 kV los espacios físicos  
2 necesarios para la construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no  
3 obstante lo anterior, los equipos para las bahías futuras no son parte del Proyecto.

4  
5 Entre las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 6 • Tres (3) diámetros completos para seis (6) bahías a 230 kV, sean de línea o de  
7 transformación. Ver Figura 3.
- 8 • A nivel de STR: El Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados  
9 como Operadores de Red o generadores o grandes consumidores con el fin de  
10 prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos, sin que ello haga parte  
11 del alcance de la presente Convocatoria Pública.

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

19  
20 El Transmisor preparará un documento que deberá entregar al Interventor en el cual se  
21 indiquen las características de los espacios de reserva establecidos en el presente Anexo,  
22 de igual forma el Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios  
23 de reserva.

#### 24 25 26 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV**

##### 27 28 29 **4.1 General**

30  
31 Las Especificaciones de diseño, suministro y construcción de esta línea de conexión  
32 serán básicamente las mismas del diseño de la línea Guavio - Tunal 230 kV excepto en  
33 los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere  
34 cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. En estos casos, deberán aplicarse las  
35 normas vigentes.

36  
37 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de  
38 230 kV que el Inversionista deberá revisar y ajustar una vez haya hecho el análisis  
39 comparativo de las normas:

1

Líneas de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica		kV	230
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos en las torres		Unidad	2
4	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	-
5	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	-
6	Altura promedio sobre el nivel del mar (línea Guavio – Tunal 230 kV)		m	Entre 400 y 2600
7	Altura promedio sobre el nivel del mar (Subestación Suria 115 kV)		m	300
8	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
9	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	
10	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
11	Contaminación salina		No se presenta	
12	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
13	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
14	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
15	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
16	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
17	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
18	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
19	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
20	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
21	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
23	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

2

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

3  
4 El RETIE corresponde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en su versión  
5 vigente.

#### 7 **4.2 Ruta de la Línea de Transmisión 230 kV**

8  
9 La selección de la ruta de la línea de transmisión objeto de la presente Convocatoria  
10 Pública UPME 05-2013, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto,  
11 a efectos de definir la ruta de la línea a 230 kV, será el Inversionista el responsable de  
12 realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los  
13 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se  
14 puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de  
15 influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones  
16 existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.  
17 Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden  
18 nacional, regional o local.

19  
20 De modo referencial, el mapa cartográfico de la Figura 1 incluida en este Anexo, muestra  
21 la sensibilidad ambiental de la franja comprendida entre la nueva subestación Suria 230  
22 kV y un punto aproximado de conexión con la línea de transmisión Guavio - Tunal 230 kV  
23 sin considerar los Planes de Ordenamiento Territorial que podrían tener algún efecto  
24 dentro de la misma, en el cual se han localizado cuatro (4) alternativas de ruta que se  
25 deben considerar a título exclusivamente ilustrativo. Así mismo, la Figura 2 muestra el  
26 perfil de las cuatro (4) alternativas de ruta ya mencionadas con el propósito de que se  
27 conozca la altura sobre el nivel del mar típica de estas alternativas estudiadas.

28 Es responsabilidad del Inversionista en asumir en su integridad los riesgos inherentes al  
29 desarrollo del Proyecto, para ello deberá validar la información, realizar sus propios  
30 estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras.

31  
32 En el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**  
33 **SUBESTACIÓN SURIA 230 KV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS**  
34 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 05 DE 2013”** se suministra  
35 información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión  
36 estudiadas y para la localización del predio de la Subestación. El objeto de este  
37 documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones  
38 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados.

#### 40 **4.3 Longitud Aproximada de la Línea**

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

<b>Circuito</b>	<b>Tensión</b>	<b>Longitud Aproximada</b>
Suria – Conexión a la Línea Guavio Tunal 230 KV	230 kV	29 km

#### 4.4 Especificaciones de Diseño y Construcción Líneas de 230 kV

13 Las especificaciones de diseño de las Líneas de Transmisión Asociadas a este Proyecto,  
 14 deben ser las mismas del diseño de la actual línea de transmisión Guavio - Tunal 230 kV  
 15 excepto en los casos en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño  
 16 hubiere cambiado y sea ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que  
 17 recopilar al detalle todas las características del diseño original de la línea Guavio - Tunal  
 18 230 kV y confrontarlas con la normatividad actual.

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

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

30 NOTA: Información específica referente a la Línea Guavio – Tunal 230 kV recopilada por  
 31 la UPME, será suministrada conforme al Numeral 8 del presente Anexo 1.

##### 4.4.1 Aislamiento

35 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones de contaminación de la  
 36 zona en la que se construirá la línea y la nueva subestación 230 kV, con base en ello,  
 37 hacer el diseño del aislamiento de la línea y de los equipos de subestación, la  
 38 coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan  
 39 presentarse en las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la  
 40 operación, en particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con  
 41 extremos desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las

1 tensiones en las barras de 230 kV no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110%  
2 del valor nominal y que los elementos del sistema deben soportar las tensiones de  
3 recuperación y sus tasas de crecimiento.

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

#### 9 10 **4.4.2 Conductores de Fase**

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

17  
18 El conductor de fase de la línea de conexión de la nueva subestación Suria 230 kV a la  
19 línea de transmisión Guavio - Tunal 230 kV deberá ser un conductor de igual o menor  
20 resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente de las que tiene  
21 el conductor de fase existente en la línea a reconfigurar que es en haz de 2 sub-  
22 conductores por fase ACSR Rail 954 kCM (45/7). Deberá verificarse que cumpla con las  
23 siguientes exigencias técnicas:

- 24  
25 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a la  
26 capacidad actual en Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.
- 27  
28 • Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase no superior a la resistencia  
29 actual ohmios/km. En el caso de conductores en haz, tal valor corresponderá a la  
30 resistencia en paralelo de los cables sub-conductores de cada fase.

31  
32 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder  
33 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

34  
35 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia  
36 establecidas en la normatividad aplicable.

37  
38 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores  
39 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético  
40 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en  
41 particular pueden estar expuestos durante varias horas.

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

#### 4.4.3 Cable(s) de Guarda

El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.

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

A título informativo los cables de guarda actualmente instalados en la línea Guavio - Tunal corresponden al conductor ACSR Minorca. En consecuencia, los cables a instalar en la conexión deberán características técnicas iguales o superiores a las de los cables existentes.

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

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

#### 4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas

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

#### 4.4.5 Transposiciones de Línea

La línea de transmisión Guavio - Tunal 230 kV a partir de la cual se deriva la conexión a la nueva Subestación Suria 230 kV tiene transposición de fases. El Inversionista deberá verificar los sitios de torres de transposición y, con base en ellos y en los estudios de

1 desbalance de fases que deberá hacer, determinará si, por causa de la conexión, es  
2 necesario reconfigurar los sitios de transposición de las fases.

3  
4 El Transmisor deberá asegurar que los desbalances en las fases cumplan con la norma  
5 técnica aplicable para ello, lo cual deberá soportar y poner en consideración del  
6 Interventor para su verificación. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos  
7 los costos asociados. En general, la implementación física de la solución hace parte del  
8 Proyecto.

#### 9 10 **4.4.6 Estructuras**

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

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

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

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

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

1 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante  
2 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE, Artículo 13. Si las características de alguno  
3 o algunos de obstáculos presentes a lo largo de la ruta obligan a tener distancias de  
4 seguridad mayores que las que exige el RETIE, estas distancias mayores deberán  
5 respetarse.  
6

#### 7 **4.4.8 Sistema Antivibratorio**

8  
9 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección  
10 anti vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser  
11 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias  
12 de 10 Hz a 100 Hz, de tal manera que los esfuerzos de flexión calculados a una distancia  
13 de 89 mm desde el último punto de contacto de la grapa de suspensión con el conductor o  
14 cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico a pico, medidos de acuerdo al método  
15 establecido en el documento “Standardization of Conductor Vibration Measurements”.  
16 Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.  
17

#### 18 **4.4.9 Cimentaciones**

19  
20 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de  
21 cálculo de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución  
22 CREG 098 de 2000, numeral 2.7, o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de  
23 las obras. Los diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión  
24 deben hacerse considerando los resultados de los estudios de suelos que  
25 mandatoriamente debe adelantar el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas  
26 a nivel de cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en  
27 los árboles de cargas de diseño de cada tipo de estructura.  
28

#### 29 **4.4.10 Señalización Aérea**

30  
31 El Inversionista deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica Civil y con las  
32 Empresas Petroleras que operan proyectos petroleros en la región si existen aeródromos  
33 o zonas de tránsito de aeronaves que hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de  
34 señales que impidan eventuales accidentes originados por la carencia de ellos. Se  
35 mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas de  
36 señalización ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros centelleantes  
37 en casos más severos.  
38

#### 39 **4.4.11 Obras Complementarias**

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

#### 7 **4.5 Informe Técnico**

8  
9 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o  
10 como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el  
11 Transmisor suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas  
12 de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:  
13

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

#### 33 **5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES**

34 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación Suria 230 kV.  
35  
36

##### 37 **5.1. General**

38 La siguiente tabla presenta las bahías de 230 kV que son parte del proyecto:  
39  
40  
41

1

DESCRIPCIÓN		SURIA 230 kV	
<b>Configuración</b>	Interruptor y medio		
<b>Subestación nueva</b>	SI		
<b>Propietario de la subestación.</b>	Inversionista adjudicatario Convocatoria Pública UPME 05-2013		
<b>Número de bahías a instalar</b>	4		

2

3

4

#### 5.1.1. Predio de la Subestación Suria 230 kV

5

6 Será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos, en inmediaciones de la  
 7 subestación existente Suria 115/34,5/13,8 kV propiedad de EMSA S.A. E.S.P., la cual  
 8 está ubicada en el municipio de Villavicencio, área rural, en el departamento del Meta,  
 9 considerando las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del  
 10 proyecto y el acceso de las líneas del STR. Por lo tanto, será el Inversionista el  
 11 responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades  
 12 relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento  
 13 Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en  
 14 el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y  
 15 reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o  
 16 restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los  
 17 permisos y licencias a que hubiere lugar.

18

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

25

26 La subestación Suria existente está localizada en las siguientes coordenadas  
 27 aproximadas:

28

29 Longitud: 73° 26'35 20"O

30 Latitud: 4° 3'28 10"N

31

1 En el Documento **“ANÁLISIS DEL ÁREA DE INFLUENCIA Y ALERTAS TEMPRANAS**  
2 **SUBESTACIÓN SURIA 230 KV Y SUS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS**  
3 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 05 DE 2013”** se suministra  
4 información de referencia sobre las alternativas de ruta de la línea de transmisión  
5 estudiadas y para la localización del predio de la Subestación. El objeto de este  
6 documento es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones  
7 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados.  
8

9 NOTA: Información de planos y terrenos aledaños referente a la actual Subestación Suria  
10 115 kV, recopilada por la UPME, será suministrada conforme el Numeral 8 del presente  
11 Anexo 1.  
12  
13

#### 14 **5.1.2. Conexiones con Equipos Existentes**

15  
16 El Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente  
17 compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y  
18 protección de las bahías de la nueva Subestación Suria 230 kV con la infraestructura  
19 existente en las subestaciones Guavio y Tunal a 230 kV.  
20

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

#### 26 **5.1.3. Servicios Auxiliares**

27  
28 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la  
29 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.  
30

#### 31 **5.1.4. Infraestructura y Módulo Común**

32  
33 Como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos  
34 constitutivos del módulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.  
35

#### 36 **5.2. Normas para Fabricación de los Equipos**

37  
38 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las  
39 Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for*  
40 *Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute, International*  
41 *Telecomunicaciones Unión - ITU-T, Comité Internacional Spécial des Perturbations*

1 Radioeléctriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a  
2 consideración del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos  
3 eminentemente técnicos y de calidad.

### 5.3. Condiciones Sísmicas de los equipos

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

#### 5.3.1. Procedimiento General del Diseño

16 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

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

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

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

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

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

17  
18 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el  
19 Inversionista, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
20 Proyecto.

21  
22 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
23 documento de cumplimiento obligatorio.

24  
25 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
26 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
27 pruebas.

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

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

37  
38 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros  
39 básicos del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las  
40 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,  
41 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican

1 las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar  
2 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de  
3 Ingeniería Básica.

4  
5 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la  
6 Interventoría a efecto de cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME.  
7 Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones o  
8 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al  
9 Inversionista y a la UPME si es del caso.

10  
11 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la  
12 construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y  
13 características de material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos  
14 que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en las  
15 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

16  
17 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la  
18 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si  
19 es del caso.

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

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

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

### 33 34 **5.3.2. Estudios del Sistema**

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

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

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

### 8 **5.3.3. Distancias de Seguridad**

9

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

13

## 14 **5.4. Equipos de Potencia**

15

### 16 **5.4.1. Interruptores**

17

18 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita  
19 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la  
20 publicación IEC 62271-100, “*High voltage alternating current circuit breakers*” o ANSI.

21

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

24

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

29

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

34

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

40

1 **5.4.2. Descargadores de Sobretensión**

2  
3 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “surge arrester” o su  
4 equivalente en ANSI. Los descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin  
5 explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se  
6 conectarán fase a tierra.

7  
8 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
9 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
10 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
11 Interventoría.

12  
13 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
14 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares  
15 a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su  
16 equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer  
17 las respectivas pruebas a su costa.

18  
19 **5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

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

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

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

37  
38 **5.4.4. Transformadores de Tensión**

1 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC  
2 60358, “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument*  
3 *transformers, Measurement of partial discharges*” o su equivalente en ANSI.

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

11  
12 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
13 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o  
14 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
15 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

16  
17 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
18 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión  
19 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
20 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el  
21 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su  
22 costa.

#### 23 24 **5.4.5. Transformadores de Corriente**

25  
26 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “*Instrument*  
27 *transformers*”, Parte 1, “*Current transformers*”, Parte 4, “*Measurement of partial*  
28 *discharges*”, Parte 6, “*Requirements for protective current transformers for transient*  
29 *performance*”, o su equivalente en ANSI.

30  
31 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación  
32 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
33 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
34 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

35  
36 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas  
37 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en  
38 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines  
39 pertinentes de la Interventoría.

40

1 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar  
2 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente  
3 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC  
4 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos  
5 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
6

#### 7 **5.4.6. Equipo GIS**

8  
9 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista sea GIS (Gas Insulated Substation),  
10 además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse la siguiente  
11 normatividad:

- 12 • Instrument transformer – IEC6189
- 13 • Insulation Coordination – IEC60071
- 14 • High voltage switchgear and controlgear - IEC62271-203
- 15 • Insulated bushings above 1000V – IEC60137
- 16 • Partial discharge measurement – IEC60270
- 17 • Specification and acceptance of new SF6 - IEC60376
- 18 • Guide for checking SF6 - IEC 60480
- 19 • Common clauses or HV switchgear and controlgears standards - IEC62271-1
- 20 • Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions - IEC60815-1/2
- 21 • Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears – IEC 62271-209
- 22 • Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears – IEC62271-303
- 23 • Direct connection between GIS and power transformer - IEC61639

24  
25 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta  
26 tensión, pruebas mecánicas y pruebas de gas.  
27

28 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
29 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.  
30

### 31 **5.5. Equipos de Control y Protección**

#### 32 **5.5.1. Sistemas de Protección**

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

8  
 9 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones  
 10 principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos  
 11 protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema  
 12 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo  
 13 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección  
 14 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de  
 15 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

16  
 17 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en  
 18 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
 19 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

20  
 21 El esquema de protección de barras, en la nueva Subestación Suria 230 kV deberá  
 22 consistir de un sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

23  
 24 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de  
 25 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben  
 26 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los  
 27 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la  
 28 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de  
 29 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con  
 30 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de  
 31 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

32  
 33 **5.5.2. Sistema de Automatización y Control de la Subestación**

34  
 35 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
 36 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado

Nivel	Descripción	Modos de Operación
		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. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se	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.  Para subestaciones de tipo

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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.	convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.
	Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los 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.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.  Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

**5.5.2.1. Características Generales**

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

El Transmisor garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización permita la ampliación a medida que se expandan las Subestaciones y que sin cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual



1 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor garantizará igualmente, que el  
2 Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de  
3 protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la  
4 información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el  
5 Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al Interventor para la  
6 verificación de cumplimiento.

7  
8 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la  
9 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin  
10 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de  
11 parametrización del sistema, etc.

12  
13 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la  
14 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,  
15 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

- 16  
17 • Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo,  
18 que resulte compatible con las comunicaciones existentes.  
19
- 20 • La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:  
21 ➤ Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre  
22 equipos vía la red.  
23 ➤ Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y  
24 Automatización de la Subestación.  
25
- 26 • La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes  
27 funciones:  
28 ➤ Gestión de las bases de datos del sistema.  
29 ➤ Permitir la integración de elementos futuros.  
30 ➤ Implementación de herramientas de seguridad y administración.  
31 ➤ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación  
32 normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni  
33 detener el sistema.  
34 ➤ Mantenimiento de cada equipo.  
35 ➤ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones  
36 del sistema.  
37

38 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o  
39 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la  
40 Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de  
41 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los

1 protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de  
2 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son  
3 responsabilidad del Inversionista.

4  
5 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
6 subestación:

- 7  
8 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la  
9 Subestación.  
10  
11 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y  
12 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización  
13 proveniente de un reloj GPS.  
14  
15 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control  
16 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).  
17

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

### 24 **5.5.3. Medidores Multifuncionales**

25  
26 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de  
27 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,  
28 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con  
29 emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben  
30 cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995,  
31 en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.  
32

### 33 **5.5.4. Controladores de Bahía**

34  
35 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar  
36 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los  
37 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para  
38 aplicación en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión; el Inversionista deberá  
39 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.  
40

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

- 7
- 8 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 9
- 10 - Despliegue de alarmas.
- 11
- 12 - Despliegue de eventos.
- 13
- 14 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 15
- 16 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 17
- 18 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
19 función.
- 20
- 21 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 22

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

25

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

#### 28

#### 29 **5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares**

#### 30

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

34

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

- 40
- 41 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.

- 1  
2 - Despliegue de alarmas.  
3  
4 - Despliegue de eventos.  
5  
6 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.  
7  
8 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
9 función.  
10  
11 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.  
12

13 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con  
14 puertos para la comunicación.  
15

#### 16 5.5.6. Switches

17  
18 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para  
19 operar en ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes  
20 requisitos:

- 21  
22 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard* - "error free" *networking device*.  
23  
24 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.  
25  
26 - Deberá incluir las siguientes características de red:  
27  
28 • IEEE 802.1d, *message prioritization y rapid spanning tree* en *MAC Bridges*  
29 • IEEE 802.1q *VLAN*  
30  
31 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.  
32  
33 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba  
34 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.  
35  
36 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la  
37 más exigente.  
38

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

1  
2 **5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

3  
4 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

5  
6 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe  
7 conformar para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez  
8 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,  
9 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y  
10 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

11  
12 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás  
13 accesorios requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos  
14 distribuidos en la Subestación.

15  
16 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores  
17 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con  
18 autodiagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

19  
20 **5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2**

21  
22 **5.5.8.1. Controlador de la Subestación**

23  
24 Es un computador industrial, de última tecnología, robusto, apto para las condiciones del  
25 sitio de instalación, programable, que adquiere toda la información para supervisión y  
26 control de la Subestación proveniente de los dispositivos electrónicos inteligentes, la  
27 procesa, la evalúa, la combina de manera lógica, le etiqueta tiempos, la almacena y la  
28 entrega al Centro Nacional de Despacho, CND, de acuerdo con la programación realizada  
29 en ella y al sistema de supervisión de la Subestación o a otros IED's que dependen de  
30 ella. La información requerida para realizar la supervisión remota, se enviará por enlaces  
31 de comunicaciones.

32  
33 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés  
34 de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la  
35 red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para  
36 interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores  
37 de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,  
38 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de  
39 gestión de protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

40

1 **5.5.8.2. Registradores de Fallas**

2  
3 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la  
4 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de  
5 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de  
6 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo  
7 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo  
8 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

9  
10 **5.5.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

11  
12 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través  
13 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo  
14 SCADA. Las pantallas o monitores de IHM deben ser suficientemente amplias para  
15 mostrar la información del proceso.

16  
17 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos  
18 dispositivos suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de la  
19 Subestación, la cual debe tener como mínimo las siguientes funciones:

- 20  
21 - Adquisición de datos y asignación de comandos.  
22  
23 - Auto-verificación y auto-diagnóstico.  
24  
25 - Comunicación con el CND.  
26  
27 - Comunicación con la red de área local.  
28  
29 - Facilidades de mantenimiento.  
30  
31 - Facilidades para entrenamiento.  
32  
33 - Función de bloqueo.  
34  
35 - Función de supervisión.  
36  
37 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.  
38  
39 - Guía de operación.  
40  
41 - Manejo de alarmas.

- 1
- 2 - Manejo de curvas de tendencias.
- 3
- 4 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 5
- 6 - Marcación de eventos y alarmas.
- 7
- 8 - Operación de los equipos.
- 9
- 10 - Programación, parametrización y actualización.
- 11
- 12 - Reportes de operación.
- 13
- 14 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
- 15 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 16
- 17 - Secuencia de eventos.
- 18
- 19 - Secuencias automáticas.
- 20
- 21 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 22
- 23 - Supervisión de la red de área local.
- 24

#### 25 **5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones**

26  
27 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de  
28 1995, en su última revisión.

#### 30 **5.6. Obras Civiles**

31  
32 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de la Subestación  
33 Suria 230 kV con el siguiente alcance:

- 34
- 35 • Diseño y construcción de todas las obras civiles de la Subestación Suria 230 kV,
- 36 las vías de acceso al predio y el edificio de control.
- 37
- 38 • Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación
- 39 Suria 230 kV deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de
- 40 Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el cual también está a cargo del
- 41 Inversionista.

- 1  
2 • Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos  
3 establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo  
4 Resistente NSR-10.  
5

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

- 12  
13 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.  
14  
15 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,  
16 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.  
17  
18 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse  
19 la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en  
20 campo verificadas por el Interventor.  
21

## 22 **5.7. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

23  
24 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones al existente se deberá  
25 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de  
26 puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la  
27 construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como  
28 bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.  
29

30 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra de la nueva  
31 Subestación en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar,  
32 trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la  
33 norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las  
34 tensiones de toque y paso a valores tolerables.  
35

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

### 37 **6.1. Pruebas y Puesta en Servicio**

38  
39  
40  
41

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

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

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

- 17  
18 - Direccionalidad de las protecciones de línea.  
19  
20 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
21 asociadas.  
22  
23 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el  
24 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,  
25 gestión de protecciones.  
26  
27 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

28  
29 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las  
30 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
31 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

## 32 33 **6.2. Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

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

- 36  
37 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.  
38  
39 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.  
40  
41 - Diagrama Unifilar.

- 1  
2 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del  
3 Proyecto.  
4  
5 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.  
6  
7 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.  
8  
9 - Cronograma de pruebas.  
10  
11 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías  
12 con información definitiva.  
13  
14 - Protocolo de energización.  
15  
16 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.  
17  
18 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
19 punto de conexión.  
20  
21 - Carta de declaración en operación comercial.  
22  
23 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
24 actualizados por el CND.  
25  
26

## 27 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

28  
29  
30 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
31 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.  
32  
33

## 34 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

35  
36  
37 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 05-2013, como costos  
38 de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital  
39 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los  
40 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante  
41 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información

1 deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos  
2 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

3  
4  
5 **9. FIGURAS**

6  
7 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

8  
9 **Figura 1.** Mapa cartográfico con identificación de áreas de sensibilidad ambiental - Mapa  
10 referencial e ilustrativo únicamente.

11  
12 **Figura 2.** Perfiles referenciales de alternativas de ruta referenciales. Plano referencial e  
13 ilustrativo únicamente.

14  
15 **Figura 3.** Diagrama Unifilar Subestación Suria 230 kV.