

**ANEXO 1**

**DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO**

**CONVOCATORIA PÚBLICA DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL – STR**

**UPME STR 11 – 2021**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,  
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y  
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN ALCARAVÁN 115 kV**

**DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA STR**

**Bogotá D. C., diciembre de 2021**

## ÍNDICE

1		
2		
3	<b>1. CONSIDERACIONES GENERALES</b>	<b>4</b>
4	1.1 Requisitos Técnicos Esenciales	4
5	1.2 Definiciones	5
6	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>5</b>
7	2.1 Descripción de Obras en la Subestaciones	7
8	2.1.1 En la Subestación Alcaraván 115 kV	7
9	2.1.2 En la Subestación Aguazul 115 kV	8
10	2.1.3 En la Subestación Yopal 115 kV	9
11	2.2 Puntos de Conexión del Proyecto	10
12	2.2.1 En las Subestación Alcaraván 230 kV	11
13	2.2.2 En la Subestación Aguazul 115 kV	11
14	2.2.3 En la Subestación Yopal 115 kV	12
15	2.2.4 En la existente línea Aguazul - Yopal 115 kV	13
16	<b>3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES</b>	<b>13</b>
17	3.1 Parámetros del Sistema	14
18	3.2 Nivel de Corto Circuito	14
19	3.3 Materiales	15
20	3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y Ruido Audible	15
21	3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión	15
22	3.6 Pruebas en Fábrica	16
23	<b>4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 115 kV</b>	<b>16</b>
24	4.1 General	16
25	4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión	19
26	4.3 Longitud aproximada de las Líneas	20
27	4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 115 kV	20
28	4.4.1 Aislamiento	21
29	4.4.2 Conductor de Fase	22
30	4.4.3 Cable(s) de Guarda	23
31	4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas	24
32	4.4.5 Estructuras	24
33	4.4.6 Localización de Estructuras	25
34	4.4.7 Sistema Antivibratorio y Amortiguadores	25
35	4.4.8 Cimentaciones	25
36	4.4.9 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas subterráneas	26
37	4.4.10 Señalización Aérea	26
38	4.4.11 Desviadores de vuelo para aves	27
39	4.4.12 Obras Complementarias	27
40	4.5 Informe Técnico	27
41		
42	<b>5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES</b>	<b>28</b>
43	5.1 General	28

1	5.1.1	Predio de las subestaciones .....	28
2	5.1.2	Espacios de Reserva .....	31
3	5.1.3	Conexiones con Equipos Existentes .....	31
4	5.1.4	Servicios Auxiliares .....	31
5	5.1.5	Infraestructura y Módulo Común .....	31
6	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos .....	33
7	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos .....	33
8	5.4	Procedimiento General del Diseño .....	33
9	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica .....	35
10	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle .....	38
11	5.4.3	Estudios del Sistema .....	41
12	5.4.4	Distancias de Seguridad .....	43
13	5.5	Equipos de Potencia .....	43
14	5.5.1	Transformadores de Potencia .....	43
15	5.5.2	Interruptores .....	44
16	5.5.3	Descargadores de Sobretensión .....	45
17	5.5.4	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra .....	45
18	5.5.5	Transformadores de Tensión .....	46
19	5.5.6	Transformadores de Corriente .....	47
20	5.5.7	Equipo GIS o Híbrido .....	48
21	5.5.8	Sistema de puesta a tierra .....	48
22	5.5.9	Apantallamiento de la Subestación .....	49
23	5.6	Equipos de Control y Protección .....	50
24	5.6.1	Sistemas de Protección .....	50
25	5.6.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones .....	51
26	5.6.2.1	Características Generales .....	53
27	5.6.3	Medidores multifuncionales .....	55
28	5.6.4	Controladores de Bahía .....	55
29	5.6.5	Controlador de los Servicios Auxiliares .....	55
30	5.6.6	Switches .....	56
31	5.6.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1 .....	57
32	5.6.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2 .....	57
33	5.6.9	Requisitos de Telecomunicaciones .....	59
34	5.7	Obras Civiles .....	59
35	5.8	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento .....	59
36	<b>6.</b>	<b>ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO .....</b>	<b>60</b>
37	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio .....	60
38	6.2	Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio .....	60
39	<b>7.</b>	<b>ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN .....</b>	<b>61</b>
40	<b>8.</b>	<b>INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO .....</b>	<b>61</b>
41	<b>9.</b>	<b>INFORMACIÓN ESPECÍFICA</b>	<b>61</b>
42	<b>10.</b>	<b>FIGURAS</b>	<b>62</b>
43			

1  
2  
3  
4 **ANEXO 1**

5  
6  
7  
8 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

9 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente  
10 definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los  
11 Documentos de Selección del Inversionista STR de las Convocatoria Pública UPME STR  
12 11 – 2021.

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

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

20 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los  
21 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el  
22 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista STR, los aplicables  
23 en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones)  
24 y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños.  
25 Las citas, numerales o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la  
26 revisión de agosto de 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre  
27 2013 y julio 2014. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados,  
28 el Inversionista seleccionado deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y  
29 normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser  
30 relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y  
31 normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo  
32 establecido en los Documentos de Selección del Inversionista STR, en el Código de Redes  
33 y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME.  
34 Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de  
35 conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación  
36 según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.  
37

38 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

39 De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última  
40 versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Capítulo II,  
41 Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban  
42 contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes  
43

1 para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha  
2 anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

3  
4 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos  
5 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con  
6 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del  
7 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una  
8 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños  
9 según cronograma presentado por el Inversionista seleccionado y aprobado por la UPME,  
10 la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos,  
11 primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

## 12 **1.2 Definiciones**

13  
14 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido  
15 en el Numeral 1.1 de los Documentos de Selección del Inversionista STR - DSI.

## 16 **2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO**

17  
18  
19 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, instalación,  
20 pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de las siguientes obras:

- 21  
22 i. Subestación Alcaraván 115 kV, en configuración doble barra más seccionador de  
23 transferencia, con cuatro (4) bahías de línea, una (1) bahía de acople de barras a  
24 115 kV y dos (2) bahías de transformación a 115 kV. Esta subestación se ubicará  
25 en jurisdicción del municipio de Yopal en el departamento del Casanare. Ver Nota b  
26 del presente numeral 2.
- 27  
28 ii. Dos (2) bancos de autotransformadores 230/115/34.5 kV – 180 MVA (3X60 MVA),  
29 en la nueva subestación Alcaraván 115 kV, con una capacidad de sobrecarga del  
30 30% durante 30 minutos. Se deberá instalar un autotransformador monofásico de  
31 reserva, con conexión para cambio rápido. Esta reserva deberá tener iguales  
32 características al banco de transformadores. Ver nota f del presente numeral 2.
- 33  
34 iii. Construcción de una (1) línea doble circuito a 115 kV, con una longitud aproximada  
35 de 4 km, desde la nueva subestación Alcaraván 115 kV hasta interceptar la línea  
36 existente Aguazul – Yopal 115 kV, para reconfigurarla en Aguazul – Alcaraván –  
37 Yopal 115 kV.
- 38  
39 iv. Construcción de una (1) línea circuito sencillo a 115 kV, con una longitud aproximada  
40 de 25 km, desde la nueva subestación Alcaraván 115 kV hasta la subestación  
41  
42  
43

1 existente Aguazul 115 kV, para configurar el segundo circuito Alcaraván – Aguazul  
2 115 kV.

3  
4 v. Construcción de una (1) bahía de línea en configuración barra sencilla, a ubicarse  
5 en la subestación existente Aguazul propiedad de ENERCA S.A. E.S.P.

6  
7 vi. Construcción de una (1) línea circuito sencillo a 115 kV, con una longitud aproximada  
8 de 9 km, desde la nueva subestación Alcaraván 115 kV hasta la subestación  
9 existente Yopal 115 kV, para configurar el segundo circuito Alcaraván – Yopal 115  
10 kV.

11  
12 vii. Construcción de una (1) bahía de línea en configuración barra sencilla, a ubicarse  
13 en la subestación existente Yopal propiedad de ENERCA S.A. E.S.P.

14  
15 viii. Todos los elementos adicionales necesarios para la construcción, operación y  
16 mantenimiento de las obras objeto de la presente Convocatoria, como por ejemplo  
17 extensiones de barraje, sistemas de control, protecciones, comunicaciones e  
18 infraestructura asociada, sin limitarse a estos.

19  
20 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente  
21 Convocatoria Pública UPME STR 11 – 2021.

22  
23 a. Los diagramas unifilares de las Subestaciones objeto de la presente Convocatoria  
24 Pública hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una  
25 disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de las  
26 bahías en los diagramas unifilares, previa revisión y concepto del interventor, y  
27 aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada  
28 involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la Subestación  
29 (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.

30  
31 b. Corresponde a los involucrados en las subestaciones y líneas intervenidas por  
32 motivo de la presente Convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o  
33 disposición física de los equipos. En cualquier caso, se debe garantizar una  
34 disposición de alta confiabilidad.

35  
36 c. El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos  
37 necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a  
38 instalar, ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en  
39 condiciones normales, como en contingencias o fallas.

40  
41 d. Todos los equipos o elementos a instalar, por motivo de la presente Convocatoria  
42 Pública UPME STR, deberán ser nuevos, de la mejor calidad, de última tecnología,

1 fabricados bajo normas internacionales, y contar con sello de fabricación y  
2 certificado de producto RETIE según aplique.

3  
4 e. Están a cargo del Inversionista seleccionado, todos los elementos necesarios para  
5 la construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo  
6 sistemas de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin  
7 limitarse a estos, y debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura  
8 existente. En general, el Adjudicatario se debe hacer cargo de las adecuaciones  
9 necesarias para cumplir con el alcance del presente proyecto.

10  
11 f. Las bahías de transformación a 230 kV para el lado de alta de los transformadores  
12 230/115 kV a instalar, estarán a cargo del transmisor seleccionado resultante de la  
13 Convocatoria UPME 07-2021 Alcaraván 230 kV. Hace parte de la Convocatoria  
14 Pública UPME 07-2021 el suministro, construcción, pruebas, puesta en servicio,  
15 operación y mantenimiento del cable de potencia (conductor de fase para la  
16 conexión entre las bahías de transformación y los bornes de alta de los  
17 transformadores del STR), junto con las obras civiles y elementos necesarios  
18 asociados a los cables de potencia (estructuras de apoyo, aisladores, soportes,  
19 canalizaciones, protecciones y demás elementos de requerirse). Lo anterior aplica  
20 hasta los 200 metros de conductor por fase, sin importar la distancia entre la salida  
21 de las bahías de transformación y los bornes de alta de los transformadores del  
22 STR.

23  
24 g. En la página WEB de la presente Convocatoria Pública, se encuentra disponible la  
25 información técnica y costos de conexión remitidos por ENERCA S.A. E.S.P.  
26 (radicado UPME 20181100079242 y 20211110136092). La información específica  
27 con la que cuente la UPME puede ser solicitada en los términos señalados en el  
28 numeral 9 del presente Anexo 1. Sin detrimento a lo anterior, el Inversionista podrá  
29 consultar a los propietarios de la infraestructura de manera directa. La información  
30 suministrada por la UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada  
31 por el Inversionista para lo de su interés, en concordancia con los numerales 5.5. y  
32 5.6. de los DSI de la presente Convocatoria Pública.

## 33 34 **2.1 Descripción de Obras en la Subestaciones**

### 35 36 **2.1.1 En la Subestación Alcaraván 115 kV.**

37  
38 El Inversionista deberá hacerse cargo del diseño, la construcción, la operación y el  
39 mantenimiento de las obras descritas en el numeral 2. Los equipos a instalar podrán ser  
40 convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated  
41 Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o  
42 interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás  
43 requisitos establecidos en los DSI.

1  
2 La subestación Alcaraván 115 kV deberá ser construida en configuración doble barra más  
3 seccionador de transferencia y deberá incluir lo descrito en el numeral 2 del presente Anexo  
4 1.

5  
6 Los equipos o elementos a instalar en la subestación Alcaraván 115 kV deberán ser  
7 completamente nuevos y de última tecnología.

8  
9 También estarán a cargo del Inversionista, todos los elementos necesarios para la  
10 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de  
11 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y  
12 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el  
13 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el  
14 alcance del proyecto.

15  
16 El inversionista seleccionado deberá acordar con los agentes involucrados, las condiciones  
17 de acceso y uso del terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá  
18 quedar plasmado en el Contrato de Conexión. De manera particular, el área disponible para  
19 la ubicación de las obras objeto de la presente convocatoria, deberá ser entregada por el  
20 adjudicatario de la convocatoria UPME 07-2021 bajo la figura de **comodato**, debido a que  
21 ésta área es un espacio de reserva solicitada en la Convocatoria UPME 07-2021. Al  
22 respecto se deberá considerar lo señalado en el numeral 4.1.1, Predio de la Subestación,  
23 del presente Anexo 1.

24  
25 El diagrama unifilar de la subestación Alcaravan 115 kV, se muestra en la Figura 2. El  
26 Inversionista seleccionado en coordinación con Transmisor resultante de la Convocatoria  
27 UPME 07-2021, deberán llegar a los acuerdos necesarios para la ubicación de la  
28 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de  
29 confiabilidad. De cualquier forma los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y  
30 uso de los espacios previstos para futuras expansiones.

31  
32 Para efectos de clasificación en Unidades Constructivas asociadas con la conexión de los  
33 transformadores 230/115 kV, tanto el adjudicatario de la convocatoria UPME 07-2021 como  
34 el Inversionista Seleccionado en la presente Convocatoria, podrán consultar el oficio CREG  
35 S-2009-00213 del 30 de enero de 2009. Será responsabilidad de los involucrados consultar  
36 o validar su vigencia y modificaciones.

### 37 38 **2.1.2 En la Subestación Aguazul 115 kV**

39  
40 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo del lote (en caso de ser necesario), del  
41 diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el  
42 numeral 2.



- 1  
2 La nueva bahía de línea a instalar deberá mantener la misma configuración de la  
3 subestación Aguazul 115 kV, la cual es Barra Sencilla.  
4  
5 Los equipos a instalar podrán ser convencionales AIS (Air Insulated Substations) o GIS  
6 (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”  
7 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida de tipo exterior o interior según  
8 sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos  
9 establecidos en los DSI. Se aclara que los equipos existentes en la subestación Aguazul  
10 115 kV son convencionales.  
11  
12 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
13 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva  
14 bahía de línea objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y  
15 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar  
16 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual  
17 o superior al barraje existente donde se conecta.  
18  
19 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en  
20 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con  
21 infraestructura existente.  
22  
23 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de  
24 Conexión, con el dueño de la subestación Aguazul 115 kV, así como para el uso del edificio  
25 de control propiedad de ENERCA S.A. E.S.P. y la conexión a los servicios auxiliares de las  
26 nuevas instalaciones. El Adjudicatario de esta convocatoria, deberá realizar la adecuación  
27 del terreno necesaria para desarrollar el alcance descrito en el numeral 2 de este  
28 documento. La adecuación del terreno incluye la construcción de drenajes y la ampliación  
29 de la malla de puesta a tierra existente en el terreno que se adecúe para la construcción de  
30 la nueva bahía de línea.  
31  
32 El diagrama unifilar de la subestación Aguazul 115 kV se muestra en la figura 3.  
33  
34 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Aguazul 115 kV deberán ser  
35 completamente nuevos y de última tecnología.  
36  
37 **2.1.3 En la Subestación Yopal 115 kV.**  
38  
39 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo del lote (en caso de ser necesario), del  
40 diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el  
41 numeral 2.  
42

1 La nueva bahía de línea a instalar deberá mantener la misma configuración de la  
2 subestación Yopal 115 kV, la cual es Barra Sencilla.

3  
4 Los equipos a instalar podrán ser convencionales AIS (Air Insulated Substations) o GIS  
5 (tomado de la primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations”  
6 Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida de tipo exterior o interior según  
7 sea el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos  
8 establecidos en los DSI. Se aclara que los equipos existentes en la subestación Yopal  
9 115 kV son convencionales.

10  
11 El Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá  
12 hacerse cargo de la extensión del barraje (de ser necesario), para la conexión de la nueva  
13 bahía de línea objeto de la presente Convocatoria, junto con los equipos de protección y  
14 adecuaciones físicas y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar  
15 el barraje, deberá tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual  
16 o superior al barraje existente donde se conecta.

17  
18 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad de la nueva bahía de línea, en  
19 funcionalidad y en aspectos de potencia, comunicaciones, control y protecciones con  
20 infraestructura existente.

21  
22 Se deberán acordar las condiciones para acceder al uso del terreno en el Contrato de  
23 Conexión, con el dueño de la subestación Yopal 115 kV, así como para el uso del edificio  
24 de control propiedad de ENERCA S.A. E.S.P. y la conexión a los servicios auxiliares de las  
25 nuevas instalaciones. El Adjudicatario de esta convocatoria, deberá realizar la adecuación  
26 del terreno necesaria para desarrollar el alcance descrito en el numeral 2 de este  
27 documento. La adecuación del terreno incluye la construcción de drenajes y la ampliación  
28 de la malla de puesta a tierra existente en el terreno que se adecúe para la construcción de  
29 la nueva bahía de línea.

30  
31 El diagrama unifilar de la subestación Yopal 115 kV se muestra en la figura 4.

32  
33 Los equipos o elementos a instalar en la Subestación Yopal 115 kV deberán ser  
34 completamente nuevos y de última tecnología.

## 35 36 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

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

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42

### **2.2.1 En las Subestación Alcaraván 230 kV**

El desarrollo de la Subestación Alcaraván 230 kV se da en el marco de la Convocatoria Pública UPME 07-2021. El responsable de la Subestación Alcaraván 230 kV será el transmisor responsable de la ejecución de la convocatoria UPME 07-2021.

La frontera, en la Subestación Alcaraván 230 kV, entre el Transmisor encargado de las bahías de alta de 230 kV y el Inversionista seleccionado para la presente Convocatoria Pública del STR, será en los bornes de alta de los transformadores que se conectarán a las bahías de transformación 230 kV construidas mediante la Convocatoria Pública UPME 07-2021. El Transmisor encargado de las referidas bahías de alta a 230 kV, suministrará hasta 200 metros de conductor por fase, sin importar la distancia de salida de las bahías de transformación y los bornes de alta de los transformadores del STR, incluyendo las estructuras y aisladores soporte, de conformidad con lo establecido en el Anexo 1 de la Convocatoria Pública UPME 07-2021 y en la normatividad para las Unidades Constructivas del STN.

El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública UPME STR 11-2021 y el Transmisor correspondiente, deberán incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y para la ubicación de los tableros de control y protecciones; las adecuaciones físicas necesarias; enlace al sistema de control del CND; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas (objeto del contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para acceder, entrega de datos sobre equipos y demás información requerida para diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del contrato, etc), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. En el contrato de conexión deberá quedar plasmado que los espacios de reserva para la conexión del STR deberán ser entregados al Operador de Red a más tardar 4 meses después de que el Inversionista adjudicatario tenga ejecutoriada la licencia ambiental. No obstante, en caso de requerirse, las partes podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta solicitud deberá ser remitida por los representantes legales de los agentes involucrados.

### **2.2.2 En la Subestación Aguazul 115 kV.**

1 El agente responsable de la existente subestación Aguazul 115 kV es la EMPRESA DE  
2 ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. – ENERCA S.A. E.S.P.

3  
4 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
5 Aguazul, es el barraje a 115 kV.

6  
7 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública  
8 y ENERCA S.A. E.S.P, deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo  
9 relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la  
10 infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y la ubicación de los  
11 tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND  
12 y el Operador de Red, el suministro de servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones  
13 físicas necesarias y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por  
14 las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución  
15 CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la  
16 presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del  
17 contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para  
18 acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida para  
19 diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del  
20 contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las  
21 partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la  
22 modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta solicitud deberá estar  
23 firmada por los representantes legales de los agentes involucrados.

### 24 25 2.2.3 En la Subestación Yopal 115 kV.

26  
27 El agente responsable de la existente subestación Yopal 115 kV es la EMPRESA DE  
28 ENERGÍA DE CASANARE S.A. E.S.P. – ENERCA S.A. E.S.P.

29  
30 El punto de conexión del Proyecto de la presente Convocatoria Pública en la Subestación  
31 Yopal, es el barraje a 115 kV.

32  
33 El contrato de conexión entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria Pública  
34 y ENERCA S.A. E.S.P., deberá incluir, entre otros aspectos y según corresponda, lo  
35 relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la  
36 infraestructura a instalar, del espacio para las previsiones futuras y la ubicación de los  
37 tableros de control y protecciones de los módulos, el enlace al sistema de control del CND  
38 y el Operador de Red, el suministro de servicios auxiliares de AC y DC, las adecuaciones  
39 físicas necesarias y demás acuerdos. Este contrato de conexión deberá estar firmado por  
40 las partes, dentro de los **cuatro (4) meses** siguientes a la expedición de la Resolución  
41 CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Inversionista adjudicatario de la  
42 presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas** (objeto del  
43 contrato, terreno en el cual se realizarán las obras, espacios, ubicación y condiciones para

1 acceder, entrega de datos sobre equipos existentes y demás información requerida para  
2 diseños, obligaciones de las partes para la construcción, punto de conexión, duración del  
3 contrato, etc.), lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las  
4 partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la  
5 modificación de la fecha de firma del contrato de conexión. Esta solicitud deberá estar  
6 firmada por los representantes legales de los agentes involucrados.

#### 9 **2.2.4 En la existente línea Aguazul - Yopal 115 kV**

10 El propietario de la existente línea Aguazul - Yopal a 115 kV es ENERCA S.A. E.S.P.

11 El punto de conexión del presente Proyecto son todos los puntos de apertura o  
12 seccionamiento de la línea existente Aguazul - Yopal a 115 kV.

13 El Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,  
14 control y protecciones de las nuevas bahías de línea en la subestación Alcaraván 115 kV,  
15 con los sistemas de las bahías de los extremos de la línea, específicamente en las  
16 subestaciones Aguazul 115 kV y Yopal a 115 kV.

17 El contrato de conexión entre el Inversionista seleccionado en la presente Convocatoria  
18 Pública y los propietarios involucrados, deberá incluir, entre otros aspectos y según  
19 corresponda, todos los aspectos que tengan que ver con la conexión a la línea y con  
20 cambios o ajustes de cualquier índole que deban hacerse en las subestaciones Yopal y  
21 Aguazul que se generen producto de la presente Convocatoria. Este contrato de conexión  
22 deberá estar firmado por las partes, antes del inicio de la construcción y montaje de las  
23 obras, al menos en sus condiciones básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del  
24 Interventor. No obstante, las partes en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con  
25 la debida justificación, la modificación de la fecha de firma del contrato de conexión

### 31 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

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

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

### 3.1 Parámetros del Sistema

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

#### Generales:

Tensión nominal	115 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3
Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido

#### Subestaciones 115 kV:

Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125V
Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido.
Configuración de la subestación transferencia	Doble barra más seccionador de

#### Líneas de Transmisión en 115 kV

Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o estructuras compactas, y/o subterránea.
Circuitos por estructura:	Según diseño.
Conductores de fase:	Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
Cables de guarda:	Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas o subterráneas. Las longitudes de las líneas de transmisión serán función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

### 3.2 Nivel de Corto Circuito

El Inversionista seleccionado deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de corto circuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no deberán ser inferior a kA. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos previstos para interrupción de las fallas y los

1 indicados en las normas IEC aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al  
2 Interventor para su conocimiento y análisis.

### 3.3 Materiales

3  
4  
5  
6 Todos los equipos y materiales incorporados a la Convocatoria deben ser nuevos y de la  
7 mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de  
8 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras  
9 deberán ser tales que se eviten la acumulación de agua. Todos los materiales usados para  
10 la Convocatoria, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de  
11 producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar  
12 para fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores  
13 consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del  
14 inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará sobre el  
15 Reglamento actualmente vigente.

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

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

24  
25 En cuanto a ruido audible generado por la línea y/o la subestación, deberá limitarse a los  
26 estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido establecidos en Resolución  
27 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy  
28 Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la modifique o sustituya.

### 3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

29  
30  
31  
32 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista  
33 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en  
34 especial los artículos 52 y 53.

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

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 Inversionista seleccionado. Copia de estos  
5 acuerdos deberán entregarse al Interventor.

### 6 7 **3.6 Pruebas en Fábrica**

8  
9 Una vez el Inversionista seleccionado haya seleccionado los equipos a utilizar deberá  
10 entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas  
11 aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores  
12 de corriente y potencial, entre otros. En caso de que los reportes de las pruebas no  
13 satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas  
14 a costo del Inversionista seleccionado.

15  
16 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales de la subestación, estos  
17 deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo  
18 estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de  
19 aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

## 20 21 **4. ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 115 kV**

### 22 23 **4.1 General**

24  
25 La información específica referente a la línea existente, remitida por el propietario de la  
26 infraestructura, como costos, datos técnicos, etc., serán suministrados por la UPME  
27 conforme el numeral 9 del presente Anexo 1.

28  
29 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas mínimas para las nuevas  
30 líneas o tramos de transmisión que el Inversionista construya, lo cual deberá revisar y  
31 ajustar una vez haya hecho el análisis comparativo de las normas:

Líneas de 115 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica	Numeral 3.1	kV	115
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1	-	Aérea/ Subterránea
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3	km	Reconfiguración de la línea Aguazul – Yopal en Aguazul – Alcaraván – Yopal 115 kV. 4 km (Aprox)



				Alcaraván – Aguazul 115 kV. 25 km (Aprox)
				Alcaraván – Yopal 115 kV. 9 km (Aprox)
5	Altura (estimada) sobre el nivel del mar	Numeral 4.3	msnm	De 280 a 350
6	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1	-	1
7	Conductores de fase	Numeral 4.4.2	-	-
8	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	-	-
9	Cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
10	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	-	-
11	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
12	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
13	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
14	Contaminación	Debe verificar la presencia en el aire de partículas que puedan tener importancia en el diseño del aislamiento. Investigar presencia de contaminación salina, industrial o de otro tipo.	g/cm <sup>2</sup>	-
15	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
16	Estructuras	Numeral 4.4.6	-	-
17	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
18	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
19	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
20	Diseño de aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
21	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
22	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
23	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique	-	-
24	Cimentaciones	NSR 10	-	-

Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase	Numeral 3.1	kV	115
2	Frecuencia nominal	Numeral 3.1	Hz	60
3	Tipo de línea	Numeral 3.1		Aérea / Subterránea
4	Longitud aproximada	Numeral 4.3	km	-
5	Altura (estimada) sobre el nivel del mar	Numeral 4.3	msnm	De 280 a 350
6	Ancho de servidumbre para línea aérea	RETIE Tabla 22.1 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	m	-
7	Número de circuitos por torre o canalización	Numeral 3.1 de este Anexo	-	-
8	Distancias de seguridad	RETIE Numeral 13.3 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	-	-
9	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2 de este Anexo	Unidad	-
10	Cantidad de cables de guarda-línea aérea	Numeral 4.4.3 de este Anexo	Unidad	-
11	Tipo de estructura para línea aérea	Numeral 3.1 de este Anexo		Auto soportada
12	Conductor de fase en línea aérea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		AAC, ACAR o AAAC
13	Conductor de fase en línea subterránea	Con capacidad de Corriente y resistencia DC a 20°C según numeral 4.4.2 de este Anexo.		Cobre o Aluminio
14	Cables de guarda	Con características según numeral 4.4.3 de este Anexo.		Alumoclad
15	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 22.9 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25
16	Tensión longitudinal máxima de los conductores y cable de guarda para línea aérea en cualquier condición, referida a su tensión de rotura	En cualquier condición, no deberá exceder el 50 % de su correspondiente tensión de rotura.	%	50
17	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra en líneas aéreas	RETIE numeral 15.4 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	Ohm	20

18	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas en línea aérea	Numeral 4.4.1 de este Anexo	Flameos/100 km-año	3
19	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.	Numeral 4.4.1 de este Anexo		Debe asegurar permanencia en servicio continuo

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

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

Se debe propender por la minimización u optimización de cruces entre líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria con otras líneas en ejecución o existentes y evitar la afectaciones o riesgos al Sistema Interconectado Nacional, por lo cual el Transmisor deberá implementar las medidas técnicas necesarias. Para ello, el Transmisor se obliga a realizar el estudio correspondiente antes del inicio de construcción de las obras y, a más tardar en ese momento, ponerlo a consideración de la Interventoría, la UPME, terceros involucrados, el CND y si es del caso al CNO. Este documento hará parte de las memorias del proyecto. Las líneas de transmisión podrán ser totalmente aéreas o parcialmente aéreas y subterráneas. La longitud de las líneas de transmisión, serán en función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista.

#### 4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión

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

Específicamente para los tramos subterráneos, si se requirieran, durante la selección de la ruta, deberán identificarse todas las instalaciones subterráneas existentes, así como raíces de árboles, discontinuidades estratigráficas etc., que puedan incidir en ubicación de los

1 cables o ductos requeridos. Para la determinación de los elementos enterrados se podrá  
2 ejecutar, sin limitarse a ello, un rastreo electromagnético del subsuelo mediante equipo  
3 especial para este propósito tal como el Radar de Penetración Terrestre (Ground Penetration  
4 Radar – GPR). En estos tramos deberá tenerse en cuenta la posibilidad de ubicación de las  
5 cajas para empalme o cambio de dirección. También será responsabilidad del Inversionista  
6 consultar a las autoridades y/o entidades correspondientes, encargadas de otra  
7 infraestructura que pueda estar relacionada.

8  
9 Especial atención deberá poner el Inversionista en todas las restricciones, precauciones y  
10 demás aspectos que se identifiquen en los análisis tendientes a identificar unas alertas  
11 tempranas en la zona del proyecto.

12  
13 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “*Documentos Relacionados*”  
14 publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME STR  
15 11 – 2021 o la información suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente  
16 Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,  
17 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros. El Inversionista  
18 deberá validar la información a efectos de sus estudios y diseños.

#### 19 20 **4.3 Longitud aproximada de las Líneas**

21  
22 Las longitudes y la altura sobre el nivel del mar, anunciadas en este documento son de  
23 referencia y están basadas en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y  
24 valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán  
25 estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

Circuito	Tensión	Longitud Aproximada
Reconfiguración de la línea Aguazul – Yopal en Aguazul – Alcaraván – Yopal	115 kV	4 km
Alcaraván – Aguazul	115 kV	25 km
Alcaraván – Yopal	115 kV	9 km

27  
28  
29 Tanto la longitud real como la altura sobre el nivel del mar real, serán función del diseño y  
30 estudios pertinentes que realiza el Inversionista seleccionado

#### 31 32 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Líneas de 115 kV**

33  
34 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del  
35 Proyecto son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de Selección

1 del Inversionista – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema Interconectado  
2 Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones), en el  
3 RETIE y actualizaciones posteriores, correcciones y/o modificaciones posteriores previas  
4 al diseño y construcción de la línea).

5  
6 Para el caso de la reconfiguración de la línea de transmisión, las especificaciones de diseño  
7 deben ser las mismas al diseño de la existente Línea de Transmisión, excepto en los casos  
8 en los que la normatividad de determinados aspectos del diseño hubiere cambiado y sea  
9 ahora más severa o restrictiva. El Inversionista tendrá que recopilar al detalle todas las  
10 características del diseño original de la Línea de Transmisión y confrontarlas con la  
11 normatividad actual.

12  
13 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor  
14 Regional cumplan con las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

#### 15 **4.4.1 Aislamiento**

16  
17  
18 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de  
19 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, las nuevas subestaciones y/o  
20 las ampliaciones de las subestaciones existentes, con base en ello, hacer el diseño del  
21 aislamiento de las líneas y de los equipos de las subestaciones, y la coordinación de  
22 aislamiento, teniendo en cuenta las máximas sobretensiones que puedan presentarse en  
23 las líneas por las descargas atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en  
24 particular el cierre y apertura de las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos  
25 desconectados del sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las  
26 barras no deben ser inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal y que los  
27 elementos del sistema deben soportar las tensiones de recuperación y sus tasas de  
28 crecimiento.

29  
30 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000, se considera como parámetro de diseño  
31 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas  
32 eléctricas atmosféricas, una (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y  
33 servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial y servicio  
34 continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.

35  
36 Para el caso de líneas aéreas y/o subterráneas en todos los sitios de transición deberán  
37 preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la ocurrencia de  
38 sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o maniobras. El  
39 aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la línea ante  
40 sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

41

#### 4.4.2 Conductor de Fase

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

El conductor de fase, de las líneas objeto de la presente Convocatoria, sean aérea o subterránea deberá ser de igual o menor resistencia óhmica DC a 20° C y de igual o mayor capacidad de corriente a las siguientes exigencias técnicas:

- Máxima resistencia DC a 20°C por conductor de fase igual o inferior a **0.100** ohmios/km.
- Capacidad normal de operación de cada uno de los conductores no inferior a **720** Amperios a temperatura ambiente máxima promedio.

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

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

En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura. La tensión de tendido y halado de los cables asilados en líneas subterráneas no deberán exceder las recomendadas por el fabricante.

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

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

De presentarse características en el ambiente, para estas nuevas líneas, que tuviere efecto corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con alambres

1 de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,  
2 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad  
3 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor deberá ser cobre o aluminio con  
4 aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito  
5 previsible para la línea durante el tiempo de operación de los interruptores. En caso de  
6 que el Inversionista requiera cables de fibra óptica estas podrán ser incorporadas al cable  
7 o incluidas en la canalización. El Inversionista deberá informar a la Interventoría su decisión  
8 sobre el tipo de conductor, sustentándola técnicamente.

9  
10 En cualquier condición, el Inversionista deberá tener presente los tipos de conductor de  
11 fase utilizados actualmente en el enlace existente a seccionar entre las subestaciones  
12 Aguazul y Yopal a 115 kV.

#### 13 14 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

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

16  
17 Se requiere que todos los tramos de línea aérea tengan uno o dos cables de guarda  
18 (convencionales u OPGW). Al menos uno de los cables de guarda deberá ser OPGW, con  
19 la única excepción de líneas a reconfigurar que no tengan instalados cables con fibra óptica.

20  
21 De presentarse características en el ambiente con efecto corrosivo, los cables de guarda  
22 no deberán contener alambres en acero galvanizado y deberán ser del tipo Aluminum-Clad  
23 (norma ASTM B416) o de otro material resistente a la corrosión, que cumpla con las  
24 especificaciones técnicas y los propósitos de un cable de guarda convencional u OPGW  
25 desde el punto de vista de su comportamiento frente a descargas atmosféricas. El o los  
26 cables de guarda a instalar deberán soportar el impacto directo de las descargas eléctricas  
27 atmosféricas que puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento  
28 indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable o cables de  
29 guarda a ser instalados deberán soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la  
30 línea que circulen por ellos.

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

34  
35 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor Regional  
36 cumpla con las normas técnicas aplicables.

37  
38 En el evento de que el Inversionista decida usar alguna o todas las Líneas objeto de la  
39 presente Convocatoria pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra  
40 óptica, será de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del  
41 cable de guarda o de los cables de fibra óptica asociados con cables enterrados e informar  
42 de ellos al Interventor.  
43

1  
2 En cualquier condición, el Inversionista deberá tener presente los tipos de cable de guarda  
3 utilizados actualmente en el enlace existente a seccionar entre las subestaciones Aguazul  
4 y Yopal a 115 kV.

#### 6 **4.4.4 Puesta a Tierra de las Líneas**

7  
8 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del  
9 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con  
10 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye  
11 a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que  
12 se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación del Standard IEEE  
13 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de  
14 las tensiones de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en  
15 servicio de la línea, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE  
16 y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3, o el numeral aplicable si la norma  
17 ha sido objeto de actualización.

18  
19 Para los cables aislados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de  
20 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y las  
21 tensiones de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

#### 23 **4.4.5 Estructuras**

24  
25 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la  
26 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas  
27 a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de  
28 frecuencia industrial.

29  
30 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas, solo en condiciones  
31 especiales de diseño podrán utilizar ayudas, y en general, no deberán requerir para su  
32 montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Inversionista podrá hacer  
33 uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser  
34 montadas sin el concurso de este tipo de recursos.

35  
36 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las  
37 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para  
38 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología  
39 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "Guidelines for Electrical  
40 Transmission Line Structural Loading - Practice 74". La definición del vano peso máximo y  
41 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a partir de los  
42 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo  
43 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "Design of Latticed Steel



1 Transmision Structures". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas  
2 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los que se  
3 obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara  
4 así, primarán estas últimas.

#### 6 **4.4.6 Localización de Estructuras**

7  
8 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad  
9 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las  
10 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de  
11 transmisión o de comunicaciones, caños, ríos navegables, bosques, etc., medidas en  
12 metros. La temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la  
13 correspondiente a las condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante  
14 toda la vida útil del Proyecto según el RETIE.

15  
16 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de estos requisitos.

#### 18 **4.4.7 Sistema Antivibratorio y Amortiguadores**

19  
20 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-  
21 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser  
22 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencia de  
23 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista determinará los sitios de colocación, a lo largo de cada  
24 vano, de los amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las fases sea efectiva.  
25 Copia del estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para su conocimiento  
26 y análisis.

27  
28 Los amortiguadores deberán ser del tipo "stockbridge" y su posicionamiento medido desde  
29 la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio de  
30 amortiguamiento que realice el Inversionista, copia del cual le deberá ser entregada al  
31 Interventor.

#### 32 **4.4.8 Cimentaciones**

33  
34 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo  
35 de las cimentaciones propuestas, que deberá hacerse considerando la metodología  
36 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*  
37 *Transmission Line Structural Loading – Practice 74*" para la evaluación de las cargas y para  
38 el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción  
39 Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en  
40 torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se  
41 deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los  
42 diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse  
43 considerando los resultados de los estudios de suelos que obligatoriamente debe adelantar

1 el Inversionista en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de cimentación más críticas  
2 que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de cargas de diseño de  
3 cada tipo de estructura.

#### 4 5 **4.4.9 Canalizaciones, cajas e instalación de cables para tramos de líneas** 6 **subterráneas**

7  
8 De acuerdo con el numeral 22.12 del RETIE las canalizaciones para los tramos  
9 subterráneos podrán realizarse mediante ductos, o enterramiento directo, sin embargo  
10 dadas las dificultades para realizar las excavaciones sin obstaculizar el uso normal de tales  
11 vías, el Inversionista podrá considerar la posibilidad de utilizar el sistema de perforación  
12 dirigida. En la escogencia e instalación del tipo de canalización, se deben evaluar las  
13 condiciones particulares de la instalación, su ambiente y aplicar los elementos más  
14 apropiados teniendo en cuenta los usos permitidos y las prohibiciones, así como contar con  
15 los permisos de los propietarios o de las autoridades competentes según corresponda.

16  
17 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección,  
18 y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales  
19 o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

20  
21 Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa,  
22 libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de  
23 protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del  
24 cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo  
25 menor a la vida útil del cable enterrado.

26  
27 Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las  
28 derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus  
29 sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su  
30 interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación,  
31 conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas  
32 de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante  
33 del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben  
34 quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.

35  
36 Las tapas de las cajas podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales  
37 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente  
38 y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de  
39 una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

#### 40 41 **4.4.10 Señalización Aérea** 42

1 El Inversionista deberá investigar con el Unidad Administrativa Especial de Aeronáutica Civil  
2 (Aerocivil), las empresas petroleras que operan proyectos petroleros en la región, la Fuerza  
3 Aérea de Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o zonas de  
4 tránsito de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación aérea, etc.)  
5 que hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan eventuales  
6 accidentes originados por la carencia de ellos

7  
8 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil, balizas  
9 de señalización aérea, ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros  
10 centelleantes en torres en casos más severos.

#### 11 **4.4.11 Desviadores de vuelo para aves**

12  
13  
14 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de  
15 vuelo para aves.

#### 16 **4.4.12 Obras Complementarias**

17  
18  
19 El Interventor informará a la UPME acerca del cumplimiento de requisitos técnicos del  
20 diseño y construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios  
21 de torre, protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención,  
22 tablestacados o trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos  
23 ambientales y demás obras que se requieran.

### 24 **4.5 Informe Técnico**

25  
26  
27 El Interventor verificará que el Inversionista suministre los siguientes documentos técnicos,  
28 en igual forma a lo requerido para las líneas, de acuerdo con lo establecido en el numeral  
29 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en resoluciones posteriores  
30 a esta, durante las respectivas etapas de construcción de las líneas de transmisión del  
31 Proyecto:

- 32  
33 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de  
34 2000.  
35  
36 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de  
37 2000.  
38  
39 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con  
40 el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.  
41  
42 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.  
43

- 1 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la  
2 Resolución CREG 098 de 2000.  
3  
4 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098  
5 de 2000.  
6

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

8  
9 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la subestación Alcaraván 115 kV.

### 10 **5.1 General**

11  
12 La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la  
13 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán  
14 suministrados por la UPME conforme lo establece el numeral 9 del presente Anexo.  
15

#### 16 **5.1.1 Predio de las subestaciones**

##### 17 **Subestación Alcaraván 115 kV:**

18  
19 La Subestación Alcaraván 115 kV, deberá ser ubicada en el lote contiguo al lote de la  
20 Subestación Alcaraván 230 kV, según previsiones de reserva exigidas en la Convocatoria  
21 Pública UPME 07-2021.  
22

23 El predio para la expansión de las obras de la subestación Alcaraván 230 kV será el que  
24 adquiera el Inversionista Adjudicatario de la convocatoria UPME 07-2021. Su localización  
25 estará limitada a un radio de 2 km medidos desde las siguientes coordenadas las cuales  
26 están ubicadas en el municipio de Yopal departamento de Casanare.  
27

- 28  
29  
30 • Latitud: 5°18'26.43" N 11  
31 • Longitud: 72°26'28.76" O  
32

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

42 En el predio para el desarrollo del Proyecto, el Inversionista seleccionado deberá analizar  
43 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán

1 considerar los riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por  
2 el Inversionista seleccionado. Se debe elaborar un documento soporte, el cual deberá ser  
3 puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del  
4 proyecto.

5  
6 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los  
7 equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto  
8 nivel de confiabilidad.

9  
10 El Inversionista deberá dotar la Subestación Alcaraván 115 kV del espacio físico necesario  
11 para la construcción de las obras objeto de la presente Convocatoria Pública y los espacios  
12 de reserva definidos en el numeral 5.1.2.

13  
14 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos **“ANÁLISIS ÁREA**  
15 **DE ESTUDIO PRELIMINAR Y ALERTAS TEMPRANAS PROYECTO NUEVA**  
16 **SUBESTACIÓN ALCARAVÁN 230 kV Y LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS,**  
17 **OBJETO DE LA CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 07-2021 DEL PLAN DE EXPANSIÓN**  
18 **DE REFERENCIA GENERACIÓN - TRANSMISIÓN 2016-2030”**, los cuales suministran  
19 información de referencia. El objeto de estos documentos es identificar de manera  
20 preliminar las posibilidades y condicionantes físicos, ambientales y sociales,  
21 constituyéndose en documentos ilustrativos para los diferentes Interesados, sin pretender  
22 determinar o definir rutas. Es responsabilidad del Inversionista en asumir su integridad los  
23 riesgos inherentes a la ejecución del Proyecto, para ello deberá validar la información,  
24 realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades competentes, entre otras. **Si**  
25 **bien el documento mencionado hace parte del proyecto del STN el proyecto**  
26 **subestación Alcaraván 115 kV se encuentra inmerso en el área de estudio del mismo.**  
27

### 28 **Subestación Aguazul 115 kV:**

29  
30 La actual subestación Aguazul\_115 kV, propiedad de ENERCA S.A. E.S.P., la cual está  
31 ubicada en jurisdicción del municipio de Aguazul en el departamento del Casanare.

32  
33 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación Aguazul 115  
34 kV (información que deberá verificar el Interesado):

35  
36 Latitud: 5°10'48.29"N  
37 Longitud: 72°33'44.62"O  
38

39 El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de la  
40 extensión del barraje.

41  
42 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las  
43 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de

1 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la  
2 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de  
3 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir  
4 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán  
5 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

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

11  
12 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los  
13 equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto  
14 nivel de confiabilidad.

15  
16 **Subestación Yopal 115 kV:**

17  
18 La actual subestación Yopal 115 kV, propiedad de ENERCA S.A. E.S.P., la cual está  
19 ubicada en jurisdicción del municipio de Yopal en el departamento del Casanare.

20  
21 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación Yopal 115 kV  
22 (información que deberá verificar el Interesado):

23  
24 Latitud: 5°20'33.61"N  
25 Longitud: 72°24'17.87"O

26  
27 El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de la  
28 extensión del barraje.

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

37  
38 En el predio usado para el desarrollo de las obras, el inversionista deberá analizar todos los  
39 posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta y en cualquier caso, deberán considerar los  
40 posibles riesgos de inundación, condición que deberá ser investigada en detalle por el  
41 inversionista.

1 Los involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los  
2 equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto  
3 nivel de confiabilidad.

#### 4 5 **5.1.2 Espacios de Reserva**

6  
7 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya  
8 solicitados en la convocatoria UPME 07-2021 Subestación Alcaraván 230 kV y líneas de  
9 transmisión asociadas. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las  
10 subestación no se verán afectados o limitados para su utilización, por infraestructura  
11 (equipos, línea, edificaciones, etc.) desarrollada en el marco de la presente Convocatoria  
12 Pública.

13  
14 Espacios de reserva adicionales, podrán ser provistos por el Adjudicatario para futuros  
15 desarrollos o según acuerdos con terceros interesados (Operadores de Red o generadores  
16 o grandes consumidores, etc). No obstante, estos espacios de reserva adicionales no son  
17 objeto de la presente Convocatoria, por ello sus costos no podrán ser incluidos en la  
18 Propuesta Económica y las condiciones de entrega no son las enmarcadas en el presente  
19 Anexo. El nivel de adecuación de los terrenos, la definición de las áreas, sus costos, entre  
20 otros aspectos, deberán ser acordados con el tercero en el respectivo Contrato de  
21 Conexión, si hay lugar a ello.

#### 22 23 **5.1.3 Conexiones con Equipos Existentes**

24  
25 El Inversionista seleccionado deberá proveer los equipos necesarios para hacer  
26 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de  
27 comunicaciones, control y protección, con la infraestructura existente que pueda verse  
28 afectada por el desarrollo del Proyecto.

29  
30 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura  
31 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el  
32 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en  
33 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Transmisor.

#### 34 35 **5.1.4 Servicios Auxiliares**

36  
37 El Inversionista seleccionado deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes  
38 para la topología de las Subestaciones, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del  
39 presente Anexo 1. Para las obras objeto de la presente convocatoria, los servicios auxiliares  
40 deberán contar con alimentación independiente a los actualmente instalados.

#### 41 42 **5.1.5 Infraestructura y Módulo Común**

1 El Inversionista seleccionado deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos  
2 del módulo común como se describe a continuación:  
3

4 El Inversionista debe prever el espacio necesario para edificios, equipos y obras del  
5 desarrollo inicial y los espacios de reserva para futuros desarrollos, objeto de la presente  
6 Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas, etc, según se  
7 requiera, considerando la disponibilidad de espacio en los predios y las eventuales  
8 restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área,  
9 igualmente estarán a cargo del Inversionista las vías de acceso al predio de la subestación  
10 y/o adecuaciones que sean necesarias.  
11

12 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y  
13 módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras  
14 civiles y los equipos que sirven a la subestación y que son utilizados por todas las bahías  
15 de la subestación, inclusive aquellas futuras que no son objeto de la presente Convocatoria  
16 Pública. La infraestructura y módulo común de la nueva subestación, estarán conformados  
17 como mínimo por los siguientes componentes:  
18

- 19 • **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista, está  
20 compuesta por, las vías de acceso a la subestación, las vías internas de acceso a  
21 los patios de conexiones y la adecuación del terreno para los espacios de reserva,  
22 alcantarillado, barreras de protección y de acceso al predio, todos los cerramientos  
23 para seguridad del predio, filtros y drenajes, pozo séptico y de agua y/o conexión a  
24 acueductos/alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y  
25 cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles utilizadas de manera  
26 común en la subestación. En el caso particular de las obras a cargo del Inversionista,  
27 es su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su construcción, protección  
28 física, malla de puesta a tierra, etc, y deberá considerar espacio suficiente en los  
29 cárcamos y demás elementos construidos en la presente Convocatoria y que  
30 servirán de manera común a los espacios de reserva, según la propuesta que realice  
31 el Inversionista de conformidad con el numeral 5.1.2. Para los espacios de reserva  
32 se aclara que no deberán ser provistos de malla de puesta a tierra en la presente  
33 Convocatoria, pero si se deberán proveer los puntos de conexión para la ampliación  
34 de la malla de puesta a tierra para las futuras instalaciones.  
35

36 **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del  
37 presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión de  
38 medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada  
39 subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento y los equipos  
40 para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado necesario  
41 y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para integrar las  
42 nuevas bahías con las subestaciones existentes, en conexiones de potencia, control,  
43 medida, protecciones y servicios auxiliares. Se aclara que para los espacios de reserva no



1 deberá suministrarse ningún elemento particular, sin embargo, los equipos instalados por  
2 la presente Convocatoria si deberán considerar capacidad o espacio (físico, servicios  
3 auxiliares, protecciones, control, etc.) suficiente para recibir la conexión de todos los  
4 elementos del STR que a futuro ocuparán los espacios de reserva. Se aclara que  
5 particularmente la protección diferencial de barras si deberá tener espacio suficiente para  
6 la conexión de todas las bahías a 115 kV actuales y futuras, señaladas en el presente Anexo  
7 1.

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

11  
12 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación  
13 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que  
14 la modifique o sustituya).

15  
16 **NOTA:** El Inversionista deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las  
17 facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a  
18 conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras posibles.

## 19 20 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

21  
22 El Inversionista seleccionado deberá suministrar equipos en conformidad con la última  
23 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*  
24 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*  
25 *International Telecommunications Union – ITU-T, Comité Internacional Spécial des*  
26 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

## 27 28 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

29  
30 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico apto de acuerdo con la  
31 publicación IEEE-693 (2018): “Recommended Practice for Seismic Design of Substations”,  
32 o las publicaciones de las partes de requisitos sísmicos de la familia de estándares IEC  
33 62271: “High-voltage switchgear and controlgear”, en sus versiones más recientes. El  
34 Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo  
35 en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar  
36 las condiciones sísmicas del sitio de instalación. Si aplica para los suministros, el  
37 Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor del certificado de la prueba  
38 tipo para el mismo modelo y nivel de tensión, según la publicación IEC 60068-3-3:  
39 “Environmental testing - Part 3-3: Supporting documentation and guidance - Seismic test  
40 methods for equipment”.

## 41 42 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

1 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:  
2

- 3 **a)** Inicialmente, el Inversionista seleccionado preparará las Especificaciones Técnicas del  
4 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.  
5

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

25 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de  
26 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para  
27 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.  
28

29 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben  
30 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará  
31 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada  
32 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que  
33 antes haya sido incluida la correspondiente característica o Especificación en las  
34 Especificaciones Técnicas del Proyecto.  
35

- 36 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien  
37 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las  
38 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista seleccionado. Para lo anterior  
39 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que  
40 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.  
41

- 1 c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista  
2 seleccionado, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del  
3 Proyecto.  
4
- 5 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el  
6 documento de cumplimiento obligatorio.  
7

8 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto  
9 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de  
10 pruebas.

11  
12 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos  
13 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;  
14 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas  
15 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y  
16 mantenimiento.  
17

18 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista  
19 seleccionado y entregada a la Interventoría para revisión.  
20

#### 21 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

22  
23 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el  
24 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;  
25 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la  
26 implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del  
27 Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las  
28 memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.  
29

30 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán entregados por el Inversionista  
31 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y  
32 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
33 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los  
34 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME la respectiva  
35 recomendación si es del caso.  
36

37 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica:  
38

##### 39 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 40  
41
  - Criterios básicos de diseño electromecánico
  - Memoria de cálculo de resistividad del terreno
  - Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables  
43

- 1 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares ac.
- 2 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares dc.
- 3 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 4 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 5 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 6 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 7 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 8 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 9 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 10 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 11 • Análisis de identificación de riesgos.

#### 12

#### 13 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

#### 14

- 15 • Especificación técnica equipos de patio.
- 16 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 17 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 18 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 19 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 20 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 21 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de
- 22 equipos.
- 23 • Especificación funcional del sistema de control.
- 24 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 25 • Especificación técnica de los servicios auxiliares ac / dc.
- 26 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 27 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 28 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

#### 29

#### 30 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

#### 31

- 32 • Características técnicas, equipos.
- 33 - Interruptores
- 34 - Seccionadores.
- 35 - Transformadores de corriente.
- 36 - Transformadores de tensión.
- 37 - Descargadores de sobretensión.
- 38 - Aisladores y cadenas de aisladores.
- 39 • Dimensiones de equipos.
- 40 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 41 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones

- 1 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 2 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 3 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares ac/dc.
- 4 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y barrajes.

#### 5.4.1.4 Planos electromecánicos

- 8 • Diagrama unifilar de la subestación
- 9 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 10 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 11 • Diagrama unifilar de medidas.
- 12 • Diagrama unifilar servicios auxiliares ac
- 13 • Diagrama unifilar servicios auxiliares dc.
- 14 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 15 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 16 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 17 • Planos en planta de ubicación de equipos.
- 18 • Planos vista en cortes de equipos.
- 19 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 20 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 21 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 22 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 23 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

#### 5.4.1.5 Planos de obras civiles

- 27 • Plano localización de la subestación.
- 28 • Plano disposición de bases de equipos.
- 29 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 30 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 31 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 32 • Plano de drenajes de la subestación.
- 33 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 34 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 35 • Planos casa de control.
- 36 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 37 • Plano cerramiento de la subestación.
- 38 • Plano obras de adecuación.

#### 5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo

- 1 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 2 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 3 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el
- 4 transporte de equipos y materiales.
- 5 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 6 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 7 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 8 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

#### 10 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

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

17  
18 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista  
19 seleccionado al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y  
20 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría  
21 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los  
22 comentarios respectivos al Inversionista seleccionado y a la UPME si es del caso.

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

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

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

35  
36 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

##### 38 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 39
- 40 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 41 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 42 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.

- 1 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 2 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 3 • Memoria de cálculo muro de cerramiento
- 4 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 5 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 6 cárcamos interiores en caseta de control.
- 7 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y
- 8 barrajes.
- 9 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento
- 10 rígido.
- 11 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
- 12 casa de control.
- 13 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 14 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.

#### 15

#### 16 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

#### 17

- 18 • Planos para construcción de bases para equipos
- 19 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras
- 20 soporte para equipos y pórticos a 115 kV.
- 21 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de
- 22 potencia.
- 23 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 24 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 25 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 26 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 27 tableros, equipos y canales interiores.
- 28 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 29 • Planos para construcción de vías

#### 30

#### 31 **5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

#### 32

33 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y  
34 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y  
35 verificación de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales  
36 para construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control,  
37 protecciones y medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria  
38 aunque ella no esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de  
39 acuerdo con lo establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al  
40 diseño y montaje de éste tipo de instalaciones.

41

1 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la  
2 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica  
3 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:  
4

5 **a. Sistema de puesta a tierra:**

- 6 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y  
7 estructuras.  
8 • Lista de materiales referenciados sobre planos.  
9 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.  
10 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.  
11 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.  
12 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el  
13 RETIE.  
14

15 **b. Equipos principales:**

- 16 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de  
17 conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.  
18 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al  
19 nivel rasante del patio.  
20 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos,  
21 sistemas de anclaje.  
22 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.  
23 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.  
24 Diseño civil de los canales de cables.  
25 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos  
26 para cables entre los equipos y las bandejas.  
27 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.  
28

29 **c. Equipos de patio 115 kV:**

- 30 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de  
31 sobretensión.  
32 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras  
33 de interconexión.  
34 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.  
35 - Placas de características técnicas.  
36 - Información técnica complementaria y catálogos.  
37 - Manuales detallados para montaje de los equipos.  
38 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.  
39 - Protocolo de pruebas en fábrica.  
40 - Procedimiento para pruebas en sitio.  
41

42 **d. Para tableros:**



- 1 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de c.a. y c.c.  
2 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de  
3 control, señalización y protección.  
4 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc.,  
5 que serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y  
6 catálogos respectivos con indicación clara del equipo suministrado.  
7 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.  
8 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.  
9 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,  
10 telecontrol y teleprotección, incluyendo:  
11 - Diagramas de principio y unifilares  
12 - Diagramas de circuito  
13 - Diagramas de localización exterior e interior.  
14 - Tablas de cableado interno y externo.  
15 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.  
16 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes  
17 diagramas de principio:  
18     ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.  
19     ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.  
20     ▪ Diagramas de medición de energía.  
21     ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.  
22     ▪ Diagramas de comunicaciones.  
23 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.  
24 - Listado de cables y borneras.  
25 - Planos de Interfase con equipos existentes.  
26 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,  
27 señalización y alarmas.  
28  
29 **e. Reportes de Pruebas:**  
30 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última  
31 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que  
32 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de  
33 fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados.  
34 Las instrucciones deberán estar en idioma español.  
35

### 36 5.4.3 Estudios del Sistema

37  
38 El Inversionista seleccionado deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que  
39 permitan definir los parámetros útiles para los diseños básicos y detallados; se destacan  
40 como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo  
41 en lo que aplique:  
42

- 1 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
- 2 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
- 3 y de resistividad.
- 4
- 5 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 6
- 7 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
- 8 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 9
- 10 - Estudios de ajuste y coordinación de protecciones.
- 11
- 12 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensión y
- 13 distancias eléctricas.
- 14
- 15 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
- 16 y a corto circuito.
- 17
- 18 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
- 19 aislados.
- 20
- 21 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 22
- 23 - Memoria de resistividad del terreno y estudio de malla de puesta a tierra
- 24
- 25 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 26
- 27 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 28
- 29 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 30
- 31 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
- 32 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 33
- 34 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores
- 35 de fallas.
- 36
- 37 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
- 38 como mínimo los siguientes aspectos:
- 39
- 40 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 41 - Origen de los datos de entrada.
- 42

1 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio  
2 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.

3  
4 - Resultados.

5  
6 - Bibliografía.

#### 7 8 **5.4.4 Distancias de Seguridad**

9  
10 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos  
11 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

### 12 13 **5.5 Equipos de Potencia**

#### 14 15 **5.5.1 Transformadores de Potencia**

16  
17 El Transmisor Regional suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le  
18 permita analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición  
19 de la publicación IEC 60076, "*Power Transformers*".

20  
21 Cada transformador estará conformado por un banco de autotransformadores  
22 230/1150/34.5 kV de 180 MVA (3x60 MVA) cada uno. Se deberá instalar un  
23 autotransformador monofásico de reserva con conexión para cambio rápido a ambos  
24 bancos.

25  
26 La capacidad total de 180 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar bajo la  
27 máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y  
28 temperatura ambiente en donde estará la subestación.

29  
30 Los bancos de autotransformadores deben tener una capacidad de sobrecarga del 30%  
31 durante 30 minutos.

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

38  
39 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd.

40  
41 Los bancos de autotransformadores deberán estar dotados de cambiadores de  
42 derivaciones, para operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de

1 1% cada uno, con la posición 1 para la máxima relación, la posición 13 para la relación  
2 nominal y la posición 21 para la mínima relación.

3  
4 Los bancos de autotransformadores deberán tener una impedancia entre los devanados  
5 230 y 115 kV, medida con el cambiador en la posición nominal, igual a 12.5%, sobre la base  
6 de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

7  
8 Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas, para los siguientes niveles de carga  
9 permanente: 100%, 75%, y 50%. Los valores garantizados deberán cumplir con lo  
10 establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

11  
12 **Pruebas de rutina:** los transformadores de Potencia deben ser sometidos a las pruebas de  
13 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076. Copia de los respectivos protocolos de  
14 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

15  
16 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Transmisor Regional debe  
17 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en  
18 todo de acuerdo con las publicaciones IEC 60076. Si el Transmisor Regional no dispone de  
19 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

20  
21 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
22 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores.

## 23 24 5.5.2 Interruptores

25  
26 Los interruptores de potencia deben cumplir las prescripciones de la última edición de las  
27 siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 28  
29
- 30 • IEC 62271 - 100: "High-Voltage Switchgear And Controlgear"
  - 31 • IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards".
  - 32 • IEC 60265: " High-voltage switches- Part 2; High-voltage switches for rated voltages of  
33 52 kV an above"
- 34

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

40  
41 **Pruebas de rutina:** Los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
42 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los

1 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la  
2 Interventoría.

3  
4 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
5 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o  
6 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su  
7 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos  
8 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

9  
10 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
11 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia.

### 12 13 **5.5.3 Descargadores de Sobretensión**

14  
15 Los descargadores de sobretensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición  
16 de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a  
17 suministrar

- 18
- 19 • IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c.  
20 systems"
- 21 • IEC 61264: "Ceramic pressurized hollow insulators for high-voltage switchgear and  
22 controlgear".

23  
24 **Pruebas de rutina:** Los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina  
25 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los  
26 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la  
27 Interventoría.

28  
29 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
30 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o  
31 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su  
32 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos  
33 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

34  
35 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
36 condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

### 37 38 **5.5.4 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

39  
40 Los seccionadores y seccionadores de puesta a tierra, deben cumplir las prescripciones de  
41 la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo  
42 de equipo a suministrar:

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

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

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

17  
18 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
19 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores de puesta a tierra.

## 20 21 **5.5.5 Transformadores de Tensión**

22  
23 Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de  
24 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a  
25 suministrar:

- 26  
27 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges", o su
- 28 equivalente en ANSI.
- 29 • IEC 60044-2: "Inductive Voltage Transformers"
- 30 • IEC 60186, "Voltaje Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor and capacitor
- 31 dividers".
- 32 • IEC-61869-1/3/5: "Inductive/capative Voltage Transformers". IEC 60296: "Specification
- 33 for unused mineral insulating oils for transformers and switchgear"

34  
35 Los transformadores de tensión podrán ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre  
36 fase y tierra o inductivo en función de las condiciones de la subestación. El soporte de tal  
37 elección deberá ser presentado al Interventor. La precisión de cada devanado debe  
38 cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. La precisión, deberá ser  
39 según normas IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los  
40 requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión.

41  
42 **Pruebas de rutina:** Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de  
43 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1.o

1 su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser  
2 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.  
3

4 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
5 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
6 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación  
7 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente en ANSI. Si el  
8 Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas  
9 pruebas a su costa.  
10

11 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
12 condiciones de estado y funcionamiento de los Transformadores de Tensión.  
13

#### 14 **5.5.6 Transformadores de Corriente**

15  
16 Los Transformadores de Corriente deben cumplir las prescripciones de la última edición de  
17 las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a  
18 suministrar:  
19

- 20 • IEC 60044-4: "Instrument transformers. Measurement of partial discharges",  
21 o su equivalente en ANSI.
- 22 • IEC 60044-1: "Current Transformers".
- 23 • IEC-61869-1/2: "Current Transformers: General requirements".
- 24 •

25  
26 Los transformadores de corriente pueden ser de relación múltiple con cambio de relación  
27 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y  
28 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG  
29 025 de 1995 y la Resolución CREG 035 de 2014, en sus últimas revisiones.  
30

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

36 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe  
37 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de  
38 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación  
39 IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no  
40 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.  
41

42 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las  
43 condiciones de estado y funcionamiento de los Interruptores de Potencia

1  
2 **5.5.7 Equipo GIS o Híbrido**  
3

4 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated  
5 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe  
6 cumplir la siguiente normatividad:  
7

- 8
- 9 • IEC 62271-1: “High-voltage switchgear and controlgear - Part 1: Common specifications  
10 for alternating current switchgear and controlgear”
  - 11 • IEC 62271-203: “High-voltage switchgear and controlgear - Part 203: Gas-insulated  
12 metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV”
  - 13 • IEC 62271-205: “High-voltage switchgear and controlgear - Part 205: Compact  
14 switchgear assemblies for rated voltages above 52 kV”
  - 15 • IEC 60071: “Insulation co-ordination”

16 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las  
17 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como  
18 lo indicado en la siguiente normatividad:  
19

- 20
- 21 • IEC61869- Instrument transformer
  - 22 • IEC60071-Insulation Coordination
  - 23 • IEC62271-High voltage switchgear and controlgear.
  - 24 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
  - 25 • IEC60270-Partial discharge measurement.
  - 26 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
  - 27 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
  - 28 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
  - 29 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
  - 30 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
  - 31 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
  - 32 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

33 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,  
34 pruebas mecánicas y pruebas de gas.  
35

36 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de  
37 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.  
38

39 **5.5.8 Sistema de puesta a tierra**  
40

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



1  
2 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación estarán de acuerdo a la  
3 última revisión de la publicación IEEE No.80-2013 "Guide for Safety and Alternating Current  
4 Substation Grounding" e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground  
5 Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System" y deberán cumplir con  
6 los correspondiente al RETIE en su última versión.

7  
8 Todos los elementos sin tensión como equipos, estructuras metálicas expuestas y no  
9 expuestas, accesorios metálicos, aisladores de soporte y otros, se conectarán directamente  
10 a la malla de tierra en el punto más cercano y conveniente, utilizando empalmes de  
11 soldadura exotérmica.

12 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos  
13 2 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

14  
15 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado realizará  
16 los ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno  
17 y realizará las mediciones de resistencia de puesta a tierra y de las tensiones de paso y  
18 contacto, según requerimientos del RETIE en su última versión, de tal manera que se  
19 garantice la seguridad de las personas en torno a la subestación.

#### 20 21 **5.5.9 Apantallamiento de la Subestación**

22  
23 El diseño del sistema de apantallamiento de la nueva subestación deberá realizar una  
24 evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones ante descargas atmosféricas directas de  
25 acuerdo con los procedimientos de la norma IEC 62305-2 "Protection against lightning –  
26 Part 2: Risk management".

27  
28 El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores de  
29 descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras, de material apropiado  
30 para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente del nivel cerámico,  
31 y deberá ser verificado según el método electrogeométrico referido en las normas IEC  
32 62305-2 o NTC 4552. Todos los cables de guarda serán aterrizados mediante conductores  
33 bajantes de cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra mediante soldadura  
34 exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión entre el sistema de  
35 apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la subestación.

36  
37 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección  
38 contra descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras, conductores bajantes y  
39 varillas de puesta a tierra. En general, los materiales e instalación del sistema de  
40 apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos del RETIE (artículo 16°), la Norma  
41 IEEE Std. 998, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2, en su última versión.

42

## 5.6 Equipos de Control y Protección

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

### 5.6.1 Sistemas de Protección

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

Cuando se instalen transformadores, su esquema de protección deberá consistir, como mínimo en un relé de protección con función diferencial de transformador, apta para proteger un transformador con devanado terciario cargable y con cambiador de tomas. Deberá disponer además de restricción de armónicos de segundo y quinto orden para corrientes de energización y condiciones de sobre excitación respectivamente. Deberá tener disponibilidad de al menos cuatro elementos de sobrecorriente, para la implementación de las funciones de sobrecorriente de respaldo de la función diferencial en cada uno de los devanados. Otras funciones de protección podrán ser implementadas de acuerdo con las prácticas propias de cada Transmisor. En este caso deberá considerarse también la protección diferencial de transformador correspondiente

El esquema de protección de líneas deberá ser implementado con dos protecciones principales para líneas de transmisión con principio de operación y medición diferente, adicionalmente deben tener algoritmos de operación diferentes entre sí. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre. Para el caso de Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para la PPL1 y Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para la PPL2, se entiende como medio de comunicación para la PPL1, un cable diferente al del medio de comunicación para la PPL2. Para el caso de Fibra Óptica dedicada como medio de comunicación para el relé o función de protección distancia ANSI 21/21N, el esquema de comunicación se debe implementar con equipos digitales de teleprotección conectados directamente a la fibra óptica. Para el caso de Fibra Óptica multiplexada se entiende como medio de comunicación para la PPL2, un enlace (trayectoria) independiente del medio de comunicación para la PPL1. Para el caso de Fibra Óptica multiplexada, el canal de comunicación no deberá de exceder una asimetría de canal

1 de 5 ms y retardo máximo de 16 ms. Si el medio de comunicación para la protección  
2 diferencial de línea ANSI 87L es multiplexado, éste deberá de ser único y dedicado.

3  
4 Para la subestación nueva, el Sistema de Protecciones -SP- para las barras (diferencial de  
5 barras) deberá ser redundante con principio de operación diferente. Adicionalmente  
6 deberán seleccionarse de acuerdo con la configuración de la subestación. La alimentación  
7 DC de cada sistema de protección debe ser independiente; las señales de corriente deben  
8 ser tomadas, para cada SP, desde núcleos diferentes de los CT's y cada SP debe tener la  
9 posibilidad de comandar disparo a ambas bobinas de los interruptores. Los SP diferenciales  
10 de barra, deberán ser seleccionado considerando las bahías a construirse objeto de la  
11 presente convocatoria y las ampliaciones futuras a 115 kV que se instalarán en los espacios  
12 de reserva, y deberán permitir la conexión de CT's con diferentes relaciones de  
13 transformación. El inversionista deberá implementar protección diferencial de barras  
14 multizona y de fase segregada para las subestaciones nuevas. Para las existentes depende  
15 de la disposición de ENERCA S.A. E.S.P.

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

25  
26 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las  
27 protecciones según lo solicitado en este Anexo 1 y en la Resolución CREG 025 de 1995,  
28 anexo CC4, numeral 3.1 y sus modificaciones.

### 30 5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

31  
32 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y  
33 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 y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p>	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1.</p> <p>Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>
	<p>Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	
0	<p>Conformado por los equipos de patio (interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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.	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  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33

### 5.6.2.1 Características Generales

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

El Inversionista seleccionado 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 IED's de diversos fabricantes, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Transmisor Regional garantizará igualmente, que el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación. Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor Regional al Interventor para la verificación de cumplimiento.

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

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

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

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

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

24  
25 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de  
26 Subestación:

- 27
- 28       • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 29       Subestación.
- 30
- 31       • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
- 32       registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
- 33       de un reloj GPS.
- 34
- 35       • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 36       remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).

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

43

### 5.6.3 Medidores multifuncionales

Las unidades de medición deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir como mínimo con 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.

### 5.6.4 Controladores de Bahía

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

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

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

Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la comunicación.

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

### 5.6.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

1  
2 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM  
3 y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar  
4 sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios  
5 auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes  
6 funcionalidades como mínimo:

- 7
- 8 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
  - 9 • Despliegue de alarmas.
  - 10 • Despliegue de eventos.
  - 11 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
  - 12 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de  
13 función.
  - 14 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

15  
16 Deben también tener LED's de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos  
17 para la comunicación.

### 18 19 **5.6.6 Switches**

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

- 23
- 24 • Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
  - 25
  - 26 • Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
  - 27
  - 28 • Deberá incluir las siguientes características de red:
    - 29
    - 30 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
    - 31 ○ IEEE 802.1q VLAN
    - 32
  - 33 • Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
  - 34
  - 35 • Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba  
36 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
  - 37
  - 38 • En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más  
39 exigente.
  - 40



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

#### 5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

20 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IED's, registradores  
21 de eventos con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con auto-  
22 diagnóstico en caso de interrupción de una cualquiera de las vías.

#### 5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

##### 5.6.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22  
23  
24  
25  
26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42

### 5.6.8.2 Registradores de Fallas

Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes CREG025 de 1995, en su última revisión.

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

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

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

- Adquisición de datos y asignación de comandos.
- Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- Comunicación con el CND.
- Comunicación con la red de área local.
- Facilidades de mantenimiento.
- Facilidades para entrenamiento.
- Función de bloqueo.
- Función de supervisión.
- Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- Guía de operación.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de curvas de tendencias.
- Manejo de mensajes y consignas de operación.
- Marcación de eventos y alarmas.
- Operación de los equipos.
- Programación, parametrización y actualización.
- Reportes de operación.
- Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- Secuencia de eventos.
- Secuencias automáticas.
- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.

- 1 • Supervisión de la red de área local.  
2

3 **5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones**  
4

5 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, Resolución CREG 025 de  
6 1995, en su última revisión.  
7

8 **5.7 Obras Civiles**  
9

10 Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles necesarias  
11 en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación. Todos los diseños  
12 de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas  
13 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10  
14

15 El Interventor verificará e informará a la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los  
16 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para  
17 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos  
18 de construcción previamente aprobados. El Interventor verificará e informará a la UPME y  
19 hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El  
20 Inversionista seleccionado deberá presentarle al Interventoría siguiente información:  
21

- 22 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.  
23  
24 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,  
25 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.  
26  
27 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y  
28 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones  
29 hechas en campo verificadas por el Interventor.  
30

31 **5.8 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**  
32

33 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones a lo existente, se deberá  
34 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de puntas  
35 tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la construcción de  
36 la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como bajantes, platinas  
37 de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.  
38

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

1 tanto la malla de puesta a tierra como el sistema de apantallamiento deberán cumplir con  
2 los requerimientos técnicos de diseño e implementación, que le apliquen, según el RETIE.

## 3 4 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

### 5 6 **6.1 Pruebas y Puesta en Servicio**

7  
8 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo  
9 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio  
10 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG  
11 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo  
12 Nacional de Operación C.N.O, en particular el Acuerdo 1214 de 2019 o aquel que lo  
13 modifique o sustituya.

14  
15 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,  
16 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”  
17 diseñados por el Inversionista seleccionado de tal forma que la Interventoría, pueda verificar  
18 el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por  
19 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta  
20 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con  
21 la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

22  
23 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista seleccionado debe efectuar las siguientes  
24 pruebas como mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los  
25 requerimientos del CND, vigentes:

- 26
- 27 • Direccionalidad de las protecciones de línea.
  - 28
  - 29 • Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas  
30 asociadas.
  - 31
  - 32 • Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto  
33 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de  
34 protecciones.
  - 35
  - 36 • Pruebas de conexión punto a punto con el CND.
  - 37

38 **Pruebas de energización:** El Inversionista seleccionado será responsable por la ejecución  
39 de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser  
40 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.

### 41 42 **6.2 Información Requerida por CND para la Puesta en Servicio**

1 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:  
2

- 3 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 4 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 5 • Diagrama Unifilar.
- 6 • Estudio de ajuste y coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia  
7 del Proyecto.
- 8 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 9 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 10 • Cronograma de pruebas.
- 11 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con  
12 información definitiva.
- 13 • Protocolo de energización.
- 14 • Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 15 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del  
16 punto de conexión.
- 17 • Carta de declaración en operación comercial.
- 18 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y  
19 actualizados por el CND.

## 20 21 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

22  
23 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG  
24 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.  
25

## 26 **8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

27  
28 Antes de que termine el contrato de interventoría, el Transmisor Regional debe entregar al  
29 Interventor un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo  
30 requiere el Código de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la  
31 UPME.  
32

## 33 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

34  
35 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de  
36 conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en  
37 lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los  
38 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante  
39 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico.  
40  
41

1 **10. FIGURAS**

2

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

4

5 Figura 1 – Diagrama esquemático.

6

7 Figura 2 – Unifilar subestación Alcaraván 115 kV

8

9 Figura 3 – Unifilar subestación Aguazul 115 kV

10

11 Figura 4 – Unifilar subestación Yopal 115 kV

PREPUBLICACIÓN