

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

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME STR 01 DE 2020

(UPME STR 01 - 2020)

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
CON BATERIAS EN EL DEPARTAMENTO DE ATLÁNTICO**

Bogotá D. C., mayo de 2020

ÍNDICE

1			
2			
3			
4	1	CONSIDERACIONES GENERALES	4
5	1.1	Requisitos Técnicos Esenciales	4
6	1.2	Definiciones.....	5
7	2	DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO	5
8	2.1	Alternativas	5
9	2.1.1	Alternativa 1	5
10	2.1.2	Alternativa 2.....	7
11	2.1.3	Alternativa 3 (La más opcionada).	8
12	2.2	Descripción de obras en las subestaciones	11
13	2.2.1	Descripción de obras en la subestación La Unión 34,5 kV:.....	11
14	2.2.2	Descripción de Obras en las Subestaciones Oasis 110 kV:.....	11
15	2.2.3	Descripción de Obras en las Subestación Silencio 110 kV:	12
16	2.3	Puntos de Conexión del Proyecto.....	13
17	2.3.1	En subestación La Unión 34,5 kV	13
18	2.3.2	En subestación Oasis 110 kV	13
19	2.3.3	En subestación Silencio 110 kV.....	14
20	3	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	14
21	3.1	Parámetros del Sistema	15
22	3.2	Nivel de Corto Circuito.....	15
23	3.3	Equipos y Materiales	16
24	3.4	Efecto Corona, Radio-interferencia y ruido audible.....	16
25	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión.....	16
26	3.6	Pruebas en Fábrica	17
27	4	ESPECIFICACIONES PARA SUBESTACIONES	17
28	4.1	General	17
29	4.1.1	Predio de los sistemas de almacenamiento con baterías SAEB	17
30	4.1.2	Predio de las Subestaciones	18
31	4.1.3	Espacios de Reserva.....	21
32	4.1.4	Conexiones con equipos existentes.....	21
33	4.1.5	Servicios Auxiliares.....	21
34	4.1.6	Infraestructura y Módulo Común.....	22
35	4.2	Normas para Fabricación de los Equipos	23
36	4.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	23
37	4.4	Procedimiento General del Diseño	23
38	4.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica	25
39	4.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle	27
40	4.4.3	Estudios del Sistema	31
41	4.4.4	Distancias de Seguridad.....	32
42	4.4.5	Estudios requeridos asociados con el sistema SAEB	32
43	4.5	Almacenadores de energía eléctrica	33
44	4.6	Estudios requeridos asociados con el sistema SAEB	35
45	4.7	Conexión entre el SAEB y la infraestructura convencional de subestación.....	35
46	4.8	Sistema de Conversión bidireccional (PCS)	35

1	4.9	Almacenamiento de energía.....	37
2	4.10	Sistema de manejo de las baterías (BMS).....	38
3	4.11	Equipos de Potencia.....	40
4	4.11.1	Interruptores	40
5	4.11.2	Descargadores de Sobretensión.....	40
6	4.11.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	41
7	4.11.4	Transformadores de Tensión	42
8	4.11.5	Transformadores de Corriente	43
9	4.11.6	Equipo GIS o Híbrido.....	43
10	4.11.7	Sistema de puesta a tierra	44
11	4.11.8	Apantallamiento de la Subestación.....	45
12	4.12	Equipos de Control y Protección.....	45
13	4.12.1	Sistemas de Protección	45
14	4.12.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	48
15	4.12.3	Medidores multifuncionales	51
16	4.12.4	Controlador de Bahía.....	51
17	4.12.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	52
18	4.12.6	Switches	53
19	4.12.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	53
20	4.12.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	54
21	4.12.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	55
22	4.13	Obras Civiles	55
23	4.14	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	56
24	4.15	Contenedor	56
25	4.16	Seguridad de las instalaciones	56
26	5	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	57
27	5.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	57
28	5.2	Información mínima Requerida por CND y Operador de Red para la Puesta en	
29		Servicio.....	58
30	6	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	58
31	7	DISPOSICIÓN FINAL	59
32	8	INFORMACIÓN ESPECÍFICA.....	59
33	9	FIGURAS	59
34			

1
2
3
4 **ANEXO 1**

5
6
7
8
9
10
11 **1 CONSIDERACIONES GENERALES**

12 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren
13 expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les
14 atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública
15 UPME STR 01 - 2020.

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

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

23 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los
24 equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el
25 presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, los aplicables en
26 el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones,
27 en especial CREG 038 de 2014), la Resolución CREG 098 de 2019 y en el RETIE y todas
28 sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños. Las citas, numerales
29 o tablas del RETIE que se hacen en este Anexo corresponden a la revisión de agosto de
30 2013 de este Reglamento, incluidas las modificaciones de octubre 2013 y julio 2014. En
31 los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Agente
32 adjudicatario deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas
33 internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados,
34 informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas
35 específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido
36 en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los
37 reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, Minenergía.
38 Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos
39 de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la
40 operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la
41 regulación.

42 **1.1 Requisitos Técnicos Esenciales**

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

1 competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del
2 RETIE de la fecha 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
9 diseños según cronograma presentado por el Agente adjudicatario y aprobado por la
10 UPME, la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos
11 requeridos, primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

12 **1.2 Definiciones**

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

15 **2 DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO**

16 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción,
17 instalación, pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de Sistemas de
18 Almacenamiento de Energía con Baterías - SAEB con el propósito de mitigar
19 inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía
20 en el Sistema de Transmisión Regional, STR.

21 Los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías – SAEB objeto de la presente
22 convocatoria, se requieren para suplir necesidades del STR, numeral 1 del artículo 4 de la
23 Resolución CREG 098 de 2019.

24 **2.1 Alternativas**

25 Si bien se presentan dos alternativas, en la versión final de los presentes documentos de
26 selección, se precisarán los SAEB a instalar:

27 **2.1.1 Alternativa 1**

- 28
- 29
- 30
- 31
- 32 i. Sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías con una
33 capacidad máxima de entrega de 15 MW y duración mínima de entrega de una (1)
34 hora que se conecte a la subestación Oasis 110 kV con el propósito de operar bajo
35 (ante) condiciones de contingencia N-1 de alguno de los elementos de la red del
36 STR de Atlántico, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones
37 mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición y todo lo
38 necesario para esta conexión. Ver notas c), d) y e).
- 39
- 40
- 41
- 42
- 43 ii. Una (1) bahía a 110 kV en la subestación Oasis 110 kV.

- 1 iii. Sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías con una
2 capacidad máxima de entrega de 35 MW y duración mínima de entrega de una (1)
3 hora que se conecte a la subestación La Unión 34,5 kV con el propósito de operar
4 bajo condiciones de contingencia N-1 de alguno de los elementos de la red del
5 STR de Atlántico, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones
6 mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición y todo lo
7 necesario para esta conexión. Ver notas c), d) y e).
- 8 iv. Una (1) celda de salida a 34,5 kV en la subestación La Unión 34,5 kV.
- 9 v. Extensión de barrajes, en caso de ser necesario, de las existentes subestaciones
10 Oasis 110 kV y La Unión 34,5 kV, para la instalación de las nuevas bahías y
11 celdas, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas,
12 civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición y todo lo necesario para
13 esta conexión.
- 14 vi. Instalación del sistema de control y comunicaciones para que el SAEB opere en
15 las condiciones requeridas al momento de carga y descarga y para que dichas
16 operaciones se realicen de manera automática o remota del desde el CND con el
17 propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de
18 redes de transporte de energía en el Sistema de Transmisión Regional, STR y
19 teniendo en cuenta el objetivo de minimizar el costo de operación del sistema¹.
- 20 vii. Ampliación y/o construcción de la caseta para los equipos de control, protección y
21 comunicación con el Centro de Control del CND y/o Centro de Control del
22 Operador de Red.
- 23 viii. Instalación tableros de control, protección y medida para la bahía de conexión de
24 los almacenadores de energía eléctrica.
- 25 ix. Instalación de los servicios auxiliares necesarios para la alimentación de las
26 cargas tanto en corriente directa como alterna de los equipos relacionados con las
27 nuevas instalaciones de los almacenadores de energía eléctrica. Para la operación
28 de los equipos de la bahía de conexión de los almacenadores de energía a la
29 subestación existente, así como de sus equipos de control y protección, el
30 inversionista deberá establecer la disponibilidad de alimentación de servicios
31 auxiliares tanto en AC como en DC.
- 32 x. La conexión entre el SAEB y la bahía y celda en cada subestación donde se debe
33 conectar, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas y eléctricas
34 necesarias, incluso si los SAEB se ubican fuera de dichas subestaciones. Toda la
35 infraestructura de conexión deberá tener una capacidad de corriente y demás
36 características técnicas, iguales o superiores a lo existente donde se conecta. La
37 capacidad de cada SAEB deberá ser efectiva en la barra de la subestación de
38 conexión.

¹ Artículos 4 y 27 de la Resolución CREG 098 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

1 xi. Todos los elementos y adecuaciones eléctricas, civiles, físicas, mecánicas, etc,
2 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
3 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
4 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas
5 de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc., sin
6 limitarse a estos.

7 **2.1.2 Alternativa 2.**

8 i. Sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías con una
9 capacidad máxima de entrega de 15 MW y duración mínima de entrega de una (1)
10 hora que se conecte a la subestación Silencio 110 kV con el propósito de operar
11 bajo (ante) condiciones de contingencia N-1 de alguno de los elementos de la red
12 del STR de Atlántico, junto con todos los elementos, equipos, obras y
13 adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición
14 y todo lo necesario para esta conexión. Ver notas c), d) y e).

15 ii. Una (1) bahía a 110 kV en la subestación Silencio 110 kV.

16 iii. Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías con una
17 capacidad máxima de entrega de 35 MW y duración mínima de entrega de una (1)
18 hora que se conecte a la subestación La Unión 34,5 kV con el propósito de operar
19 bajo condiciones de contingencia N-1 de alguno de los elementos de la red del
20 STR de Atlántico, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones
21 mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición y todo lo
22 necesario para esta conexión. Ver notas c), d) y e).

23 iv. Una (1) celda de salida a 34,5 kV en la subestación La Unión 34,5 kV.

24 v. Extensión de barrajes, en caso de ser necesario, de las existentes subestaciones
25 Silencio 110 kV y La Unión 34,5 kV, para la instalación de las nuevas bahías y
26 celdas, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas,
27 civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición y todo lo necesario para
28 esta conexión.

29 vi. Instalación del sistema de control y comunicaciones para que el SAEB opere en
30 las condiciones requeridas al momento de carga y descarga y para que dichas
31 operaciones se realicen de manera automática o remota del desde el CND con el
32 propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de
33 redes de transporte de energía en el Sistema de Transmisión Regional, STR y
34 teniendo en cuenta el objetivo de minimizar el costo de operación del sistema².

35 vii. Ampliación y/o construcción de la caseta para los equipos de control, protección y
36 comunicación con el Centro de Control del CND y/o Centro de Control del
37 Operador de Red.

² Artículos 4 y 27 de la Resolución CREG 098 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

- 1 viii. Instalación tableros de control, protección y medida para la bahía de conexión de
2 los almacenadores de energía eléctrica.
- 3 ix. Instalación de los servicios auxiliares necesarios para la alimentación de las
4 cargas tanto en corriente directa como alterna de los equipos relacionados con las
5 nuevas instalaciones de los almacenadores de energía eléctrica. Para la operación
6 de los equipos de la bahía de conexión de los almacenadores de energía a la
7 subestación existente, así como de sus equipos de control y protección, el
8 inversionista deberá establecer la disponibilidad de alimentación de servicios
9 auxiliares tanto en AC como en DC.
- 10 x. La conexión entre el SAEB y la bahía y celda en cada subestación donde se debe
11 conectar, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas y eléctricas
12 necesarias, incluso si los SAEB se ubican fuera de dichas subestaciones. Toda la
13 infraestructura de conexión deberá tener una capacidad de corriente y demás
14 características técnicas, iguales o superiores a lo existente donde se conecta. La
15 capacidad de cada SAEB deberá ser efectiva en la barra de la subestación de
16 conexión.
- 17 xi. Todos los elementos y adecuaciones eléctricas, civiles, físicas, mecánicas, etc,
18 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
19 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
20 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas
21 de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc., sin
22 limitarse a estos.

23 **2.1.3 Alternativa 3 (La más opcionada).**

- 24 i. Sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías con una
25 capacidad máxima de entrega de 45 MW y duración mínima de entrega de una (1)
26 hora que se conecte a la subestación Silencio 110 kV con el propósito de operar
27 bajo (ante) condiciones de contingencia N-1 de alguno de los elementos de la red
28 del STR de Atlántico, junto con todos los elementos, equipos, obras y
29 adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición
30 y todo lo necesario para esta conexión. Ver notas c), d) y e).
- 31 ii. Una (1) bahía a 110 kV en la subestación Silencio 110 kV [Importante analizar
32 opción a 34,5 kV].
- 33 iii. Extensión de barrajes, en caso de ser necesario, de las existentes subestaciones
34 Silencio 110 kV [o Silencio 34,5 kV], para la instalación de las nuevas bahías y
35 celdas, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas,
36 civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición y todo lo necesario para
37 esta conexión.
- 38 iv. Instalación del sistema de control y comunicaciones para que el SAEB opere en
39 las condiciones requeridas al momento de carga y descarga y para que dichas
40 operaciones se realicen de manera automática o remota del desde el CND con el

- 1 propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de
2 redes de transporte de energía en el Sistema de Transmisión Regional, STR y
3 teniendo en cuenta el objetivo de minimizar el costo de operación del sistema³.
- 4 v. Ampliación y/o construcción de la caseta para los equipos de control, protección y
5 comunicación con el Centro de Control del CND y/o Centro de Control del
6 Operador de Red.
- 7 vi. Instalación tableros de control, protección y medida para la bahía de conexión de
8 los almacenadores de energía eléctrica.
- 9 vii. Instalación de los servicios auxiliares necesarios para la alimentación de las
10 cargas tanto en corriente directa como alterna de los equipos relacionados con las
11 nuevas instalaciones de los almacenadores de energía eléctrica. Para la operación
12 de los equipos de la bahía de conexión de los almacenadores de energía a la
13 subestación existente, así como de sus equipos de control y protección, el
14 inversionista deberá establecer la disponibilidad de alimentación de servicios
15 auxiliares tanto en AC como en DC.
- 16 viii. La conexión entre el SAEB y la bahía y celda en cada subestación donde se debe
17 conectar, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas y eléctricas
18 necesarias, incluso si los SAEB se ubican fuera de dichas subestaciones. Toda la
19 infraestructura de conexión deberá tener una capacidad de corriente y demás
20 características técnicas, iguales o superiores a lo existente donde se conecta. La
21 capacidad de cada SAEB deberá ser efectiva en la barra de la subestación de
22 conexión.
- 23 ix. Todos los elementos y adecuaciones eléctricas, civiles, físicas, mecánicas, etc,
24 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
25 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
26 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas
27 de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc., sin
28 limitarse a estos.

29

30 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
31 Convocatoria Pública.

32

- 33 a) Los diagramas unifilares de las subestaciones objeto de la presente Convocatoria
34 Pública hacen parte del presente Anexo 1. El Inversionista seleccionado,
35 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la
36 disposición de las bahías o celdas en los diagramas unifilares previa revisión y
37 concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de
38 modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al

³ Artículos 4 y 27 de la Resolución CREG 098 de 2019 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

1 propietario de la subestación (existente o ampliación), deberán establecerse
2 acuerdos previos a la solicitud.
3

4 b) El Inversionista seleccionado es quien se conecta a la infraestructura existente.
5 Corresponde a los involucrados en las respectivas subestaciones objeto de la
6 presente Convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física
7 de los equipos en la subestación (el inversionista seleccionado para la presente
8 convocatoria, ELECTRICARIBE y cualquier otro agente responsable de la
9 infraestructura). En cualquier caso, se deberá garantizar un alto nivel de
10 confiabilidad.

11
12 c) El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos
13 necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a
14 instalar, ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en
15 condiciones normales, como en contingencias o fallas. Esto incluye también los
16 equipos o elementos para la conexión, operación que requiera el SAEB como por
17 ejemplo el sistema de gestión de energía, los transformadores elevadores, el tren
18 de celdas para recibir la energía y potencia desde / hacia los inversores entre
19 otros.
20

21 d) Los Sistemas de Almacenamiento de energía eléctrica con Baterías – SAEB,
22 deberán contar con sus correspondientes equipos de conexión, corte y protección,
23 para el almacenamiento en carga y descarga, la interfaz electrónica y los sistemas
24 de medición requeridos. Estos sistemas deberán contar con capacidad de control
25 local y remoto.
26

27 e) Todos los equipos o elementos a instalar en la presente Convocatoria Pública
28 UPME, deberán ser completamente nuevos, de última tecnología, fabricados bajo
29 normas internacionales, y contar con sello de fabricación y certificado de producto
30 RETIE según aplique.
31

32 f) La Potencia suministrada y el nivel de tensión especificados corresponderán a los
33 medidos en el punto de conexión del barraje al cual se conecte en cada una de las
34 subestaciones objeto de la presente Convocatoria.
35

36 g) La UPME pondrá a disposición de los Interesados la información técnica, costos
37 de conexión y demás información remitida por los propietarios de la infraestructura
38 existente. Información específica que no se publique en la página WEB, puede ser
39 solicitada en los términos señalados en el numeral 8 del presente Anexo 1, sin
40 detrimento a lo anterior, el inversionista podrá consultar a los propietarios de la
41 infraestructura de manera directa y será su responsabilidad investigar información
42 complementaria por éste requerida. La información suministrada por la UPME no
43 representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para lo de
44 su interés, en concordancia con los numerales 5.5., Independencia del
45 Proponente, y 5.6., Responsabilidad, de los DSI de la presente Convocatoria.
46

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
43
44
45
46

2.2 Descripción de obras en las subestaciones

2.2.1 Descripción de obras en la subestación La Unión 34,5 kV:

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

La existente subestación es convencional. La celda 34,5 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación La Unión 34,5 kV, la cual es barra sencilla. El propietario de la existente subestación La Unión 34,5 kV es ELECTRICARIBE.

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

El inversionista seleccionado deberá acordar con Electricaribe, las condiciones de acceso y uso del terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá quedar plasmado en el Contrato de Conexión.

El diagrama unifilar de la subestación Unión 34,5 kV se muestra en la Figura 1. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

2.2.2 Descripción de Obras en las Subestaciones Oasis 110 kV:

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

La existente subestación es GIS. La bahía 110 kV a instalarse, deberán tener la misma configuración de la existente subestación Oasis 110 kV, la cual es doble barra. El propietario de la existente subestación Oasis 110 kV es ELECTRICARIBE.

1
2 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
3 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
4 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
5 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
6 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el
7 alcance del proyecto.

8
9 El inversionista seleccionado deberá acordar con Electricaribe, las condiciones de acceso
10 y uso del terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá quedar
11 plasmado en el Contrato de Conexión.

12
13 El diagrama unifilar de la subestación Oasis 110 kV se muestra en la Figura 2. El
14 Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la
15 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la
16 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de
17 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y
18 uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

21 **2.2.3 Descripción de Obras en las Subestación Silencio 110 kV:**

22
23 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de
24 ser necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras
25 descritas en el numeral 2. Los equipos podrán ser convencionales o GIS (tomado de la
26 primera letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en
27 gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con
28 la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

29
30 La existente subestación es convencional. La bahía 110 kV a instalarse deberá tener la
31 misma configuración de la existente subestación Silencio 110 kV, la cual es en Anillo. El
32 propietario de la existente subestación Silencio 110 kV es ELECTRICARIBE.

33
34 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
35 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de
36 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y
37 debe garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el
38 Inversionista se debe hacer cargo de las adecuaciones necesaria para cumplir con el
39 alcance del proyecto.

40
41 El inversionista seleccionado deberá acordar con Electricaribe, las condiciones de acceso
42 y uso del terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá quedar
43 plasmado en el Contrato de Conexión.

44
45 El diagrama unifilar de la subestación Silencio 110 kV se muestra en la Figura 3. El
46 Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la

1 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la
2 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de
3 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y
4 uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.
5

6 **2.3 Puntos de Conexión del Proyecto**

7
8 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
9 construcción de la nueva infraestructura para las obras de la presenta convocatoria,
10 independiente de la modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo
11 definido en el Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones),
12 la Resolución CREG 098 de 2019 y las siguientes consideraciones en cada uno de los
13 puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el
14 responsable y/o propietario de los activos relacionados.
15

16 **2.3.1 En subestación La Unión 34,5 kV**

17
18 El propietario de las subestaciones Unión 34,5 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Esta
19 subestación a nivel de 34,5 kV tiene una configuración Barra Sencilla.
20

21 El punto de conexión del proyecto de la presente Convocatoria UPME STR 01 - 2020 en
22 la subestación Unión 34,5 kV, es el barraje 34,5 kV
23

24 El contrato de Conexión, entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
25 Pública UPME STR 01 - 2020 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., deberán incluir, lo
26 relacionado, con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
27 infraestructura a instalar, del espacio para la ubicación de los tableros de control y
28 protecciones, las adecuaciones físicas necesarias, enlace al sistema de control del CND,
29 el Operador de Red y sistema de comunicaciones de la subestación, suministro de
30 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos. El contrato de conexión deberá estar
31 firmado por la partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
32 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Adjudicatario de la
33 presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**, lo cual deberá
34 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las parte en caso de requerirse,
35 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma
36 del contrato de conexión.
37

38 **2.3.2 En subestación Oasis 110 kV**

39
40 El propietario de las subestaciones Oasis 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Esta
41 subestación a nivel de 110 kV tiene una configuración Doble Barra.
42

43 El punto de conexión del proyecto de la presente Convocatoria UPME STR 01 - 2020 en
44 la subestación Oasis 110 kV, es el barraje 110 kV
45

1 El contrato de Conexión, entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
2 Pública UPME STR 01 - 2020 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., deberán incluir, lo
3 relacionado, con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
4 infraestructura a instalar, del espacio para la ubicación de los tableros de control y
5 protecciones, las adecuaciones físicas necesarias, enlace al sistema de control del CND,
6 el Operador de Red y sistema de comunicaciones de la subestación, suministro de
7 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos . El contrato de conexión deberá estar
8 firmado por la partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
9 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Adjudicatario de la
10 presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**, lo cual deberá
11 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las parte en caso de requerirse,
12 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma
13 del contrato de conexión.

14

15 **2.3.3 En subestación Silencio 110 kV**

16

17 El propietario de las subestaciones Silencio 110 kV es ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. Esta
18 subestación a nivel de 110 kV tiene una configuración en Anillo.

19

20 El punto de conexión del proyecto de la presente Convocatoria UPME STR 01 - 2020 en
21 la subestación Silencio 110 kV, es el barraje 110 kV

22

23 El contrato de Conexión, entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
24 Pública UPME STR 01 - 2020 y ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., deberán incluir, lo
25 relacionado, con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
26 infraestructura a instalar, del espacio para la ubicación de los tableros de control y
27 protecciones, las adecuaciones físicas necesarias, enlace al sistema de control del CND,
28 el Operador de Red y sistema de comunicaciones de la subestación, suministro de
29 servicios auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos . El contrato de conexión deberá estar
30 firmado por la partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la
31 Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales Esperados del Adjudicatario de la
32 presente Convocatoria Pública, **al menos en sus condiciones básicas**, lo cual deberá
33 ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante las parte en caso de requerirse,
34 podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del plazo de firma
35 del contrato de conexión.

36

37

38 **3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

39

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

Las especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de las 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, para los SAEB, deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las siguientes características técnicas del SDL, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.

Generales 110 kV:

Tensión nominal de conexión a la red	110 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

Generales 34,5 kV:

Tensión nominal de conexión a la red	34,5 kV
Frecuencia asignada	60 Hz
Puesta a tierra	Sólida
Numero de fases	3

Subestaciones 34,5 kV:

Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
Servicios Auxiliares DC	125 V.
Tipo de la Subestación	Módulos de almacenadores de energía tipo interperie Celda de conexión: Convencional o GIS o un híbrido.

3.2 Nivel de Corto Circuito

El Inversionista 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 instalaran objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior al valor nominal que actualmente se tiene asignado en las subestaciones existentes. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas IEC o equivalente, aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y análisis.

1 **3.3 Equipos y Materiales**

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

14 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y ruido audible**

15
16 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo
17 relacionado con la radio interferencia, deben cumplir con lo establecido en el RETIE,
18 Código de Redes y Normatividad vigente. El Inversionista deberá presentar al Interventor
19 para los fines pertinentes a la Interventoría las Memorias de Cálculo y/o reportes de
20 pruebas en donde se avalen las anteriores consideraciones.
21

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

28 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

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

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

41 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
42 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
43 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
44 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista. Copia de estos acuerdos
45 deberán entregarse al Interventor.

3.6 Pruebas en Fábrica

Una vez el Inversionista adjudicatario haya seleccionado los equipos a utilizar deberá entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores de corriente y potencial, módulos de almacenadores de energía y en general, de los equipos que fueran parte del suministro de esta convocatoria. En caso de que los reportes de las pruebas no satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del Inversionista.

Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales que se utilizarán en el proyecto del Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías y su conexión a la red, deberán ser sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

4 ESPECIFICACIONES PARA SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para las subestaciones.

4.1 General

La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME conforme el Numeral 8 del presente Anexo.

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

ítem	Descripción	Subestación La Unión	Subestación Oasis	Subestación Silencio
1	Configuración	Barra sencilla	Doble Barra	Anillo
2	Tipo de subestación	Convencional	GIS	Convencional
3	Subestación nueva	No	No	No
4	Nivel de tensión	34,5 kV	110kV	110 kV
5	Propietario de la Subestación	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P	ELECTRICARIBE S.A. E.S.P

4.1.1 Predio de los sistemas de almacenamiento con baterías SAEB

Los sistemas de almacenamiento con baterías SAEB se podrán ubicar en predios de las subestaciones donde se conectarán o fuera de ellas, en vecindades, caso en el cual, según la “DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO” objeto de la presente convocatoria pública, se deben encargar de todos los elementos constitutivos para la conexión entre el SAEB y

1 el barraje correspondiente en cada caso. La definición y adquisición de dicho espacio será
2 responsabilidad del Inversionista objeto de la presente convocatoria pública.

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

12
13 En el predio para el desarrollo de las obras, el Inversionista seleccionado deberá analizar
14 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento
15 soporte, el cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor y de la UPME y hará
16 parte de las memorias de la Convocatoria.

17 18 **4.1.2 Predio de las Subestaciones**

19 20 **4.1.2.1 Subestación La Unión 34,5 kV**

21
22 La existente subestación La Unión 34,5 kV, propiedad de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.,
23 ésta ubicada en jurisdicción del municipio de Barranquilla en el departamento del
24 Atlántico.

25
26 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación La Unión
27 34,5 kV (información que deberá verificar el Interesado):

28
29
30 Latitud: 10°56.909' N.
31 Longitud: 74°47.161' O.

32
33 El Inversionista será el responsable por el espacio físico necesario para la instalación de
34 la celda y la extensión del barraje.

35
36 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la información con
37 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P y en terreno.

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

1 deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las
2 facilidades para los accesos, equipos y obras.

3
4 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá
5 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un
6 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la
7 UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

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

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
15 STR 02 – 2020 o la información suministrada por la UPME conforme el Numeral 8 del
16 presente Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios
17 estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

19 **4.1.2.2 Subestación Oasis 110 kV**

20
21 La existente subestación Oasis 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P., ésta
22 ubicada en jurisdicción del municipio de Barranquilla en el departamento del Atlántico.

23
24 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación Oasis 110
25 kV (información que deberá verificar el Interesado):

26
27 Latitud: 11°00.555' N.
28 Longitud: 74°47.736' O.

29
30 El Inversionista será el responsable por el espacio físico necesario para la instalación de
31 la bahía y la extensión del barraje.

32
33 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la información con
34 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P y en terreno.

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

44

1 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá
2 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un
3 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la
4 UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

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

9
10 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados”
11 publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME
12 STR 02 – 2020 o la información suministrada por la UPME conforme el Numeral 8 del
13 presente Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios
14 estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

16 **4.1.2.3 Subestación Silencio 110 kV**

17
18 La existente subestación Silencio 110 kV, propiedad de ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.,
19 ésta ubicada en jurisdicción del municipio de Barranquilla en el departamento del
20 Atlántico.

21
22 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación Silencio 110
23 kV (información que deberá verificar el Interesado):

24
25 Latitud: 10°58.870' N

26 Longitud: 74°49.031' O

27
28 El Inversionista será el responsable el espacio físico necesario para la instalación de la
29 bahía y de la extensión del barraje.

30
31 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la información con
32 ELECTRICARIBE S.A. E.S.P y en terreno.

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

42
43 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá
44 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un

1 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la
2 UPME y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

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

7
8 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados”
9 publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME
10 STR 02 – 2020 o la información suministrada por la UPME conforme el Numeral 8 del
11 presente Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios
12 estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

13 14 15 **4.1.3 Espacios de Reserva**

16
17 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
18 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones y no contempla adecuaciones
19 sobre terrenos adicionales a los necesarios para llevar a cabo las obras contempladas en
20 esta Convocatoria. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las
21 subestaciones existentes no se verán afectados o limitados para su utilización, por
22 infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria
23 Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las obras a construir en la
24 presente convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos
25 en que el propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la
26 convocatoria.

27 28 **4.1.4 Conexiones con equipos existentes**

29
30 El Inversionista adjudicatario deberá proveer los equipos necesarios para hacer
31 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
32 comunicaciones, control y protección de los nuevos equipos, con la infraestructura
33 existente que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

34
35 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la
36 infraestructura existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión
37 con el responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
38 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Inversionista adjudicatario
39 para la presente Convocatoria.

40 41 **4.1.5 Servicios Auxiliares**

42
43 El Inversionista adjudicatario deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC
44 suficientes para la topología del SAEB, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del
45 presente Anexo. Para las obras de la presente convocatoria, los servicios auxiliares
46 deberán contar con alimentación independiente a los actualmente instalados.

1
2 **4.1.6 Infraestructura y Módulo Común**
3

4 El Inversionista adjudicatario deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
5 del módulo común como se describe a continuación:
6

7 El Inversionista adjudicatario debe prever el espacio necesario para edificios, equipos y
8 obras del desarrollo de las obras a 110 kV y 34,5 en las subestaciones, junto con los
9 espacios de acceso, vías internas, etc., según se requiera, considerando la disponibilidad
10 de espacio en los predios y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca
11 el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista
12 adjudicatario las vías de acceso a predios de las Subestaciones y/o adecuaciones que
13 sean necesarias.
14

15 El Inversionista adjudicatario deberá suministrar todos los elementos necesarios para la
16 infraestructura y módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias,
17 es decir las obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2
18 del Anexo 1. La infraestructura y módulo común estarán conformados como mínimo por
19 los siguientes componentes:
20

- 21 • **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista, está
22 compuesta por, las vías de acceso a la subestación, las vías internas de acceso a
23 los patios de conexiones y la adecuación del terreno, alcantarillado, barreras de
24 protección y de acceso al predio, todos los cerramientos para seguridad del predio,
25 filtros y drenajes, pozo séptico y de agua y/o conexión a
26 acueductos/alcantarillados vecinos si existen, alumbrado interior y exterior y
27 cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras civiles utilizadas de
28 manera común en la subestación. En el caso particular de las obras a cargo del
29 Inversionista, es su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su
30 construcción, protección física, malla de puesta a tierra, etc., y deberá considerar
31 espacio suficiente en los cárcamos y demás elementos construidos en la presente
32 Convocatoria y que servirán de manera común a los espacios de reserva, según
33 la propuesta que realice el Inversionista de conformidad con el numeral 5.1.2.
34
- 35 • **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2
36 del presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de
37 gestión de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones
38 propio de cada subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra,
39 apantallamiento y los equipos para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de
40 conexión, todo el cableado necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen
41 todos los equipos necesarios para integrar las nuevas bahías con las
42 subestaciones existentes, en conexiones de potencia, control, medida,
43 protecciones y servicios auxiliares.
44

45 En caso de no ser posible la instalación de la bahía de conexión del Sistema de
46 Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías y/o demás equipos relacionados

1 (control, protección, servicios auxiliares) en las subestaciones requeridas en la presente
2 convocatoria será responsabilidad del Inversionista definir las facilidades y las
3 obligaciones que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de
4 la malla de puesta a tierra.

5
6 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
7 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
8 análisis.

9
10 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación
11 pertinente, en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella
12 que la modifique o sustituya) y en la Resolución CREG 098 de 2019.

13
14 **NOTA:** El Inversionista seleccionado deberá prever y dejar disponible al Operador de Red
15 todas las facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo
16 referente a conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras
17 posibles.

18 19 **4.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

20
21 El Inversionista adjudicatario deberá suministrar equipos en conformidad con la última
22 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*
23 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*
24 *International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des*
25 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

26 27 **4.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

28
29 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
30 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de
31 acuerdo con la publicación IEEE-693 Recommended Practice for Seismic Design of
32 Substations, la de mayores exigencias. El Inversionista deberá entregar copias al
33 Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son
34 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

35 36 **4.4 Procedimiento General del Diseño**

37
38 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 39
40 a) Inicialmente, el Inversionista adjudicatario preparará las Especificaciones Técnicas del
41 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

42
43 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
44 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
45 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las

1 fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
2 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
3 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
4 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas
5 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
6 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
7 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
8 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte,
9 almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de
10 construcción y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los
11 cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos
12 del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los
13 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para
14 efectuar las pruebas funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las
15 pruebas de puesta en servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto
16 y los procedimientos de operación y mantenimiento.

17
18 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
19 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
20 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

21
22 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
23 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
24 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
25 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
26 antes haya sido incluida la correspondiente característica en las Especificaciones
27 Técnicas del Proyecto.

- 28
29 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
30 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
31 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista adjudicatario. Para lo anterior
32 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que
33 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
34
35 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el
36 Inversionista adjudicatario, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones
37 Técnicas del Proyecto.
38
39 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
40 documento de cumplimiento obligatorio.

41
42 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
43 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
44 pruebas.

45

1 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
2 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
3 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la
4 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la
5 operación y mantenimiento.

6
7 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista
8 adjudicatario y entregada a la Interventoría para revisión.

9 10 **4.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

11
12 Son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan a conocer el
13 dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de
14 equipos; especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección;
15 establecen la implantación física de las obras; especifican las previsiones para el
16 desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle
17 e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

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

25
26 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica para nivel
27 de tensión 110 kV y 34,5 kV así como del SAEB:

28 **4.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

- 29
30
- 31 • Criterios básicos de diseño electromecánico
 - 32 • Memoria de cálculo de resistividad del terreno
 - 33 • Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
 - 34 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares AC.
 - 35 • Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares DC.
 - 36 • Memoria de cálculo de distancias eléctricas
 - 37 • Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
 - 38 • Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
 - 39 • Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
 - 40 • Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
 - 41 • Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
 - 42 • Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
 - 43 • Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
 - 44 • Análisis de identificación de riesgos.

1 **4.4.1.2 Especificaciones equipos**

- 2
- 3 • Especificación técnica equipos de patio.
- 4 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 5 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 6 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.
- 7 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 8 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 9 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de equipos.
- 10 • Especificación funcional del sistema de control.
- 11 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 12 • Especificación técnica de los servicios auxiliares AC / DC.
- 13 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 14 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 15 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.
- 16

17 **4.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

- 18
- 19 • Características técnicas, equipos.
- 20 - Interruptores
- 21 - Seccionadores
- 22 - Transformadores de corriente
- 23 - Transformadores de tensión
- 24 - Descargadores de sobretensión.
- 25 - Aisladores y cadenas de aisladores
- 26 • Dimensiones de equipos.
- 27 • Características técnicas, cables de fuerza y control.
- 28 • Características técnicas, dispositivo de protección contra sobretensiones
- 29 • Características técnicas, sistema de automatización y control.
- 30 • Características técnicas, sistema de comunicaciones.
- 31 • Características de equipos y materiales del sistema de servicios auxiliares AC/DC.
- 32 • Características técnicas, cables desnudo para interconexión de equipos y barrajes.
- 33

34 **4.4.1.4 Planos electromecánicos**

- 35
- 36 • Diagrama unifilar de la subestación
- 37 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 38 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 39 • Diagrama unifilar de medidas.
- 40 • Diagrama unifilar servicios auxiliares AC
- 41 • Diagrama unifilar servicios auxiliares DC.
- 42 • Arquitectura sistema de control de la subestación.

- 1 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 2 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 3 • Planos en planta de ubicación de equipos.
- 4 • Planos vista en cortes de equipos.
- 5 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 6 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 7 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 8 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.
- 9 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.

10

11 **4.4.1.5 Planos de obras civiles**

12

- 13 • Plano localización de la subestación.
- 14 • Plano disposición de bases de equipos.
- 15 • Planos cimentación del transformador de potencia.
- 16 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
- 17 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
- 18 • Plano de drenajes de la subestación.
- 19 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
- 20 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
- 21 • Planos casa de control.
- 22 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
- 23 • Plano cerramiento de la subestación.
- 24 • Plano obras de adecuación.

25

26 **4.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**

27

- 28 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
- 29 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
- 30 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte
- 31 de equipos y materiales.
- 32 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
- 33 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
- 34 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
- 35 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.

36

37 **4.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

38

39 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten
40 definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye
41 todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería.

1 Se fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la
2 fase de Ingeniería Básica.

3
4 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista
5 adjudicatario al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones
6 y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
7 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
8 comentarios respectivos al Inversionista adjudicatario y a la UPME si es del caso.

9
10 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos
11 que preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales.
12 Estos documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará
13 los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista adjudicatario.

14
15 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y
16 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán
17 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
18 adjudicatario y a la UPME si es del caso.

19
20 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría,
21 la UPME podrá trasladar consultas al Inversionista adjudicatario.

22
23 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:
24

25 **4.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 26
- 27 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
 - 28 • Dimensiones y pesos de equipos.
 - 29 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
 - 30 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
 - 31 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
 - 32 • Memoria de cálculo muro de cerramiento.
 - 33 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
 - 34 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
 - 35 cárcamos interiores en caseta de control.
 - 36 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y barrajes.
 - 37 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
 - 38 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en
 - 39 casa de control.
 - 40 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
 - 41 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.
- 42

1 **4.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 2
- 3 • Planos para construcción de bases para equipos
- 4 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte
- 5 para equipos y pórticos.
- 6 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de potencia.
- 7 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 8 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 9 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 10 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 11 tableros, equipos y canales interiores.
- 12 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 13 • Planos para construcción de vías
- 14

15 **4.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

16

17 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y

18 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y verificación

19 de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales para

20 construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control, protecciones y

21 medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria aunque ella no

22 esté explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de acuerdo con lo

23 establecido en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje

24 de éste tipo de instalaciones.

25

26 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la

27 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica

28 aprobado, el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

29

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

- 31
- 32 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
- 33 estructuras.
- 34 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
- 35 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- 36 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- 37 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
- 38 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.
- 39

40 **b. Equipos principales:**

- 41
- 42 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones,
- 43 incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.

- 1 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación a
2 nivel rasante del patio.
- 3 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas
4 de anclaje.
- 5 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
- 6 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control.
7 Diseño civil de los canales de cables.
- 8 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos para
9 cables entre los equipos y las bandejas.
- 10 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.

11

12 **c. Equipos de patio:**

13

- 14 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de sobretensión.
15 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras de
16 interconexión.
- 17 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
- 18 - Placas de características técnicas.
- 19 - Información técnica complementaria y catálogos.
- 20 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
- 21 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
- 22 - Protocolo de pruebas en fábrica.
- 23 - Procedimiento para pruebas en sitio.

24

25 **d. Para tableros:**

26

- 27 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de AC y DC.
- 28 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
29 control, señalización y protección.
- 30 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc., que
31 serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos
32 respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
- 33 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- 34 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 35 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
36 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
37 - Diagramas de principio y unifilares
38 - Diagramas de circuito
39 - Diagramas de localización exterior e interior.
40 - Tablas de cableado interno y externo.
41 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
42 - Diagramas de principio
43 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes
44 diagramas de principio:
45
 - Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.

- 1 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
- 2 ▪ Diagramas de medición de energía.
- 3 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
- 4 ▪ Diagramas de comunicaciones.
- 5 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
- 6 - Listado de cables y borneras.
- 7 - Planos de Interfase con equipos existentes.
- 8 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización, señalización y alarmas.

10

11 **e. Reportes de Pruebas:**

12

- 13 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de fábrica por cada uno de los aparatos y equipos suministrados. Las instrucciones deberán estar en idioma español.

17

18

19

19 **4.4.3 Estudios del Sistema**

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

46

El Inversionista adjudicatario deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño básico y detallado; se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo en lo que aplique:

- Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
- Cálculo de flechas y tensiones.
- Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- Estudios de coordinación de protecciones.
- Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensión y distancias eléctricas.
- Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.

- 1
2 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
3
4 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
5
6 - Informe de interfaces con equipos existentes.
7
8 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo
9 con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

- 10
11 - Ajustes de relés de protecciones y registradores de fallas.
12

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

- 15
16 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
17
18 - Origen de los datos de entrada.
19
20 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio
21 reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
22
23 - Resultados.
24
25 - Bibliografía.
26

27 **4.4.4 Distancias de Seguridad**

28
29 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los
30 lineamientos establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.
31

32 **4.4.5 Estudios requeridos asociados con el sistema SAEB**

33
34 El inversionista deberá ejecutar los siguientes estudios especiales asociados con cada
35 uno de los SAEB que desarrolle dentro del objeto de esta convocatoria:
36

- 37 • Estudios de estado estable en estado normal y en contingencia, pérdidas debidas a la
38 eficiencia ida y vuelta del sistema, cargabilidad.
39 • Estudios de flujo de carga armónico y de impedancia armónica para estado normal.
40 • Estudios de Cortocircuito
41 • Estudios de Estabilidad Transitoria
42 • Estudios de sobretensiones (atmosféricas, maniobra y temporales)
43 • Estudios para el dimensionamiento y especificación de los principales componentes
44 del SAEB.

- 1 • Estudios para determinar las principales características de los equipos y
- 2 parametrización y ajuste del sistema de control.
- 3 • Estudios para la especificación de los interruptores.
- 4 • Estudios de coordinación de protecciones.
- 5 • Estudios transitorios de entrada/salida, carga/descarga de los SAEB.
- 6 • Preparación de archivos de pruebas para puesta en servicio.
- 7 • Los demás estudios para la componente convencional, como transformadores de
- 8 potencia, celdas MT, bahía 110 kV, entre otros.

4.5 Almacenadores de energía eléctrica

El proyecto incluye la instalación de almacenadores de energía con baterías, con la capacidad efectiva puesta en el SIN, estipulada en el numeral 2 del presente Anexo. Para conseguir estas capacidades, se podrán instalar módulos, cuya suma de su capacidad individual deberá ser igual a la capacidad total exigida. Cada uno de estos módulos deberá estar compuesto al menos por los siguientes elementos:

- Elementos de almacenamiento de energía mediante baterías.
- Control local y remoto del sistema completo
- Interface de electrónica de potencia, cuya función será la de convertir la energía de corriente directa en energía de corriente alterna.
- Equipos de protección para los circuitos de corriente alterna y de corriente directa
- Transformador elevador, el cual eleva la tensión de corriente alterna de salida del inversor al nivel de tensión requerido para la conexión al sistema de potencia.
- Instrumentos de medida.

Especificaciones de los Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías:

Descripción	Requerimientos técnicos
Potencia nominal de salida al voltaje nominal	De acuerdo con lo señalado en el numeral 2 del presente Anexo 1
Energía	La potencia especificada en el numeral 2 durante 1 hora.
Degradación en operación	Deberá garantizar la eficiencia requerida durante el periodo de pagos.
Tiempo de carga en cada ciclo	< 1 hora
Tiempo de descarga en cada ciclo	1 hora
Eficiencia de carga/descarga en AC (incluyendo auxiliares y refrigeración) para el SAEB	> 89 %
Máximo desbalance de voltaje (ANSI C84-1)	3%
Máxima distorsión armónica	3%
Ciclos de vida útil	> 5000 durante el periodo de pagos al 95% DoD ⁴
Requerimientos de potencia reactiva	Según acuerdo CNO 1300 de 2020
Protección agua y polvo	IP54

⁴ DoD: Profundidad de Descarga (del Inglés Depth of Discharge)

Sistema anticondensación	Sin condensación hasta el 90% de humedad
Temperatura en el sistema	A criterios del Inversionista. No debe haber derrateo de capacidad de potencia o energía por variación de temperatura.
Sismorresistencia	NSR-10
Funciones	
Operación para restricción eléctrica	Actúa en caso de falla de un elemento de la red, es decir, bajo instrucciones del Centro Nacional de Despacho
Tiempo de respuesta del PCS a los comandos recibidos	< 100 ms

La reglamentación vigente que aplica a los procesos de SAEB es la resolución CREG 098 de 2019. Para la presente Convocatoria, esta resolución es de total cumplimiento, al igual que el Acuerdo CNO 1300 de 2020.

Adicionalmente, los equipos deberán cumplir con la normatividad de calidad de la potencia IEEE 519, IEC 61400-21, IEC 61000-15, IEC 61000-4-30 y lo estipulado en las resoluciones CREG 025 de 1995, CREG 023 de 2001, CREG 024 de 2005 y CREG 016 de 2007 y aquellas que las modifiquen o las sustituyan.

Sin perjuicio de lo expuesto en las demás partes de este anexo, se deberán tener en cuenta, entre otros, los siguientes estándares para la conexión de los SAEB:

- UL 489: Molded-case circuit breakers, molded-case switches, and circuit-breaker enclosures
- UL 810A: Electrochemical capacitors
- UL 1642: Lithium batteries
- UL 1741: Inverters, converters, controllers and interconnection system equipment for use with distributed energy resources
- UL 1973: Batteries for use in stationary applications
- UL 1974: Standard for Evaluation for Repurposing Batteries

Los SAEB conectados al SIN deben operar normalmente para un rango de frecuencias entre 57.5 Hz y 63 Hz.

El Inversionista adjudicatario deberá validar las características técnicas de los almacenadores de energía, mediante el estudio de conexión, considerando la funcionalidad establecida para dichos equipos en la red.

Pruebas de rutina: Los almacenadores de energía eléctrica deberán ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

Pruebas tipo: El Inversionista debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipos hechas sobre equipos similares a los que serán suministrados, de acuerdo con las

1 publicaciones IEC o ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá
2 hacer las respectivas pruebas a su costa.

3
4 Las condiciones técnicas para la conexión de los SAEB al Sistema Interconectado
5 Nacional y las pruebas que deben cumplir estos equipos antes de su entrada en
6 operación comercial son las especificadas en el Acuerdo 1300 de 2020 del CNO.

7 8 **4.6 Estudios requeridos asociados con el sistema SAEB**

9
10 El inversionista deberá ejecutar los siguientes estudios especiales asociados con cada
11 uno de los SAEB que desarrolle dentro del objeto de esta convocatoria:

- 12
- 13 • Estudios de estado estable en estado normal y en contingencia, pérdidas debidas a la
- 14 eficiencia ida y vuelta del sistema, cargabilidad.
- 15 • Estudios de flujo de carga armónico y de impedancia armónica para estado normal.
- 16 • Estudios de Cortocircuito
- 17 • Estudios de Estabilidad Transitoria
- 18 • Estudios de sobretensiones (atmosféricas, maniobra y temporales)
- 19 • Estudios para el dimensionamiento y especificación de los principales componentes
- 20 del SAEB.
- 21 • Estudios para determinar las principales características de los equipos y
- 22 parametrización y ajuste del sistema de control.
- 23 • Estudios para la especificación de los interruptores.
- 24 • Estudios de coordinación de protecciones.
- 25 • Estudios transitorios de entrada/salida, carga/descarga de los SAEB.
- 26 • Preparación de archivos de pruebas para puesta en servicio.
- 27 • Los demás estudios para la componente convencional, como transformadores de
- 28 potencia, celdas MT, bahía 110 kV, bahía 34,5 kV, entre otros.
- 29 • El horizonte de dichos estudios será el mismo del periodo de pagos (el caso más
- 30 exigente), con año de entrada en operación, año final y un año intermedio.
- 31

32 **4.7 Conexión entre el SAEB y la infraestructura convencional de subestación**

33
34 Entre el SAEB y las celdas de MT se deberá instalar un transformador elevador (step-up)
35 BT/MT que será suministrado con sus aditamentos y foso de aceite por parte del
36 Inversionista, para permitir la conexión entre el SAEB y la red convencional de 34,5 kV o
37 110 kV según sea el caso. El Inversionista elegido suministrará y realizará la conexión
38 apropiado entre el SAEB y el transformador elevador BT/MT y las celdas de MT que
39 recibirán la potencia desde los Sistemas de Conversión Bidireccional - PCS. El grupo
40 vectorial del transformador será definido por el Agente Adjudicatario considerando
41 información de la red existente, los estudios necesarios y el debido acople con la red.

42 43 **4.8 Sistema de Conversión bidireccional (PCS)**

1 Los PCS sirven como puente entre el sistema de baterías DC y el sistema AC,
2 suministrando conversión bidireccional de DC a AC (descarga de las baterías) y AC a DC
3 (carga de las baterías). Los PCS pueden estar conformados de una o varias unidades en
4 paralelo. Los PCS deberá ser un convertidor bidireccional que puedan operar en modo
5 invertido para descarga de la batería y en modo rectificador para carga de batería.

6
7 Los PCS deberán tener un sistema de refrigeración, con la expulsión final del calor
8 remanente al aire ambiental. Los sistemas de aire acondicionado deberán incluir filtrado el
9 cual debe ser adecuado para prevenir el polvo en el interior del sistema del PCS. Para el
10 reemplazo de los filtros en cada subestación no se deberá de requerir de herramientas
11 especiales y la disposición debe ser tal que el tiempo sea mínimo. Los PCS deberán
12 contar con sistema de refrigeración redundante, dadas las condiciones del clima en las
13 ubicaciones geográficas de la convocatoria.

14 Los PCS deberán cumplir con los siguientes estándares:

- 15 • IEC 62109 o UL 1741: “Standard for Inverters, Converters, Controllers and
- 16 Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources”,
- 17 • IEEE 1547, IEEE 519 (en lo que respecto a máximos límites de contaminación
- 18 armónica individual y total según I_{sc}/I_{load} ,
- 19 • IEC 61850-90-7: Communication networks and systems for power utility
- 20 automation - Part 90-7: Object models for power converters in distributed energy
- 21 resources (DER) systems.
- 22 • Los requerimientos de compatibilidad electromagnética (CEM) para PCS serán los
- 23 del estándar IEC 61000: Electromagnetic compatibility (EMC), o su norma
- 24 equivalente en IEEE.
- 25 • Los PCS deben ser producidas por un fabricante certificado con ISO 9001 en su
- 26 última versión o equivalente.
- 27
- 28
- 29

30 Los PCS tendrá como mínimo: un área terminal AC, un área terminal DC y un área de
31 control.

- 32
- 33 1. **Área terminal AC:** El área terminal AC accesible a los técnicos deberá incluir un
- 34 barrajes de terminales de conexión para conectarse a la fuente de energía del
- 35 Operador de Red por medio del transformador de BT/MT y a los cables de la carga
- 36 de los clientes.
- 37 2. **Área terminal DC:** El área terminal DC accesible a los técnicos deberá incluir
- 38 terminales de conexión para los cables provenientes del banco de baterías.
- 39 3. **Área de control:** El área de control accesible a los técnicos deberá contener los
- 40 controles maestros y a los circuitos de control y protecciones asociados con el
- 41 soporte de la operación. Dentro del área de control deberá estar lo siguiente:
- 42 • Panel de control – El panel de control incluirá un conmutador (“switch”) de
- 43 tres (3) posiciones para seleccionar el modo de control de la unidad de
- 44 potencia (habilitado, deshabilitado, y fuera de servicio)

- 1 • Tablero de control maestro – El tablero de control maestro debe contener
2 las funciones de proceso principal y de control del convertidor.
- 3 • Suplencia de potencia – La suplencia de potencia debe proveer los
4 controles de potencia DC necesarios para el sistema de controles.

5 **Protección eléctrica de los PCS:** El PCS deberá estar protegido contra sobrecarga
6 térmica, sobre corriente y sobre voltaje. Un esquema de monitoreo de aislamiento de
7 detección de fallas a tierra debe ser suministrado. Las funciones de protección deberán
8 ser suministradas y programadas para responder a las necesidades que exija el OR y XM,
9 en cumplimiento del Acuerdo 1300 de 2020 del CNO Por el cual se aprueban las
10 condiciones técnicas a exigir para la conexión de los Sistemas de Almacenamiento de
11 Energía a través de Baterías - SAEB al SIN y las pruebas que deben cumplir antes de su
12 entrada en operación comercial.

13
14 Un sistema de alta resistencia de tierra tipo punto neutro (lado DC) con alarmas de falla a
15 tierra debe ser suministrado.

16 **4.9 Almacenamiento de energía**

17
18 El tipo / composición de las baterías deberá ser el apropiado para los SAEB conectados a
19 redes eléctricas de gran escala y permitir cumplir con todas las especificaciones
20 establecidas al menos durante el periodo de pagos. Los estándares mínimos por cumplir
21 son:

22 Racks, Módulos y Celdas de Baterías

- 23 • Las baterías deben ser producidas por un fabricante certificado con ISO 9001 o
24 equivalente.
- 25 • Las baterías deberán cumplir la normativa aplicable a la química y tecnología
26 seleccionada.
- 27 • UL 1973: *“Standard for Batteries for Use in Stationary, Vehicle Auxiliary Power and
28 Light Electric Rail (LER) Applications”*

29 Contenedor y/o edificación

- 30 • NEC/NFPA 70: *“National Electrical Code (NEC)”*
- 31 • RETIE: *“Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas”*

32 SAEB

- 33 • UL 9540: *“Standard for Energy Storage Systems and Equipment”*
- 34 • NFPA 855: *“Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems”*
- 35 • NSR-10: *“Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente”*

36 Inversor AC / Conversor DC

- 37 • UL 1741: *“Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection
38 System Equipment for Use With Distributed Energy Resources”*

- IEEE 1547 (Inverter Only): “Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems”.

Módulo / Bandeja de la Batería:

- El módulo de la batería deberá consistir en varias celdas de baterías conectadas en serie/paralelo.
- El módulo del sistema de manejo de baterías (BMS) debe ser incluido en el proyecto de SAEB, objeto de esta convocatoria.
- El módulo automático de balance debe ser suministrado en el proyecto de SAEB, objeto de esta convocatoria.
- El módulo del sistema de enfriamiento debe ser suministrado en el proyecto de SAEB, objeto de esta convocatoria.

Rack de baterías:

- Los módulos de las baterías deberán ser conectados en serie/paralelo con el rack de baterías tal que el voltaje nominal DC sea adecuado para el voltaje DC del PCS.
- El Rack de BMS debe contener sistema de medida de corriente DC.
- Las conexiones eléctricas deberán estar en la parte frontal del rack para facilitar su intervención en espacios reducidos.
- Es posible que varios racks estén conectados en paralelo para la capacidad total requerida por Subestación en esta convocatoria.

Protección de las baterías: Las siguientes protecciones deberán ser suministradas, sin limitarse a ellas:

- Protección de sobre-carga
- Protección de sobre-descarga
- Protección de sobre-temperatura
- Protección de sobre-corriente
- Detección de falla a tierra
- Detección de falla interna de la batería
- Balance de celda
- Protección del lado DC:
 - Fusible de batería para cada celda de batería y módulo (preferiblemente)
 - Contactor DC para cada rack de batería
 - Sobre corriente de tierra

4.10 Sistema de manejo de las baterías (BMS)

El BMS se utiliza para supervisar, proteger, mantener la seguridad y la operación óptima de cada celda, modulo y rack de las baterías. El BMS puede tener diferentes estructuras de agrupamiento a elección del inversionista, de menor a mayor: Módulo/Bandeja BMS, rack BMS y el sistema BMS.

1
2 **Funciones mínimas del Módulo/Bandeja del BMS**
3

- 4
- 5 • **Medición y supervisión:** Voltaje de las celdas de las baterías (todas las celdas),
6 Voltaje del módulo de la batería, Temperatura de las celdas de las baterías (varias
7 localizaciones de medida en el módulo/bandeja), Corriente del módulo de la
8 batería.
 - 9 • **Balance de celda:** El BMS módulo/bandeja deberá balancear el voltaje de las
10 celdas
 - 11 • **Protección para seguridad:** El BMS módulo/bandeja deberá proteger las celdas
12 de las baterías y el módulo/bandeja de: Bajo y sobre voltaje, Sobre corriente,
13 Corriente de corto circuito, Baja y sobre temperatura
 - 14 • **Datos de comunicación:** Todos los ítems de medida y estado de los contactores
15 deberán ser provistos por el sistema de supervisión y control de BMS.

16 **Funciones mínimas del rack BMS:**
17

- 18
- 19 • **Medición y supervisión:** Voltaje del rack de la batería, Corriente del rack de la
20 batería, Temperatura del rack de la batería (una o varias localizaciones en el rack
21 de la batería), SOC o DOD (batería) de los módulos de las baterías.
 - 22 • **Balance del módulo/bandeja:** Balance del módulo/bandeja de la batería
 - 23 • **Protección para la seguridad:** Los racks BMS deberán proteger el rack de la
24 batería de: Bajo y sobre voltaje, Sobre corriente, Corriente de corto circuito, Baja y
25 sobre temperatura
 - 26 • **Datos de comunicación:** Todos los ítems de medida y estado deberán ser
27 provistos por el sistema de supervisión y control del sistema del BMS.

28 **Funciones mínimas del sistema BMS**
29

- 30
- 31 • **Medición y supervisión:** Voltaje del sistema de baterías, Corriente del sistema de
32 baterías, Voltaje de los racks de baterías, Corriente de los racks de baterías,
33 Temperatura de los racks de baterías (una o varias localizaciones en el rack de la
34 batería), SOC (batería) de cada rack y del sistema de baterías, o DOD, SOH de la
35 batería (*State of Health*) de cada rack.
 - 36 • **Protección para la seguridad:** El sistema BMS deberá proteger al sistema de la
37 batería de: Bajo y sobre voltaje, Sobre corriente, Corriente de corto circuito y Baja
38 y sobre temperatura.
 - 39 • **Funciones preferentes del sistema BMS:** Controlar el voltaje de los racks
40 individualmente y de manera conjunta e integral.
 - 41 • **Datos de comunicación:** Todos los ítems de medida y estado deberán ser
42 provistos por el sistema de supervisión y control del sistema del PCS bajo el
43 protocolo estándar, usados para comunicaciones con el Centro de Control del OR
44 y de XM, con mando desde XM.
- 45

1 **4.11 Equipos de Potencia**

2
3

4 **4.11.1 Interruptores**

5

6 Los interruptores de potencia a 110 kV y 34,5 kV, deben cumplir las prescripciones de la
7 última edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de
8 equipo a suministrar:

9

- 10
- IEC 62271-100: "High-Voltage Switchgear And Controlgear"
 - IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear standards".
 - IEC 60376: "Specification and acceptance of new sulfur hexafluoride"
 - IEC 60427: "Synthetic testing on high-voltage alternating current circuit breakers".
 - IEC 62155: "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1 000 V".
 - IEEE Std 693-2005 "Recommended Practice for Seismic Design of Substations"

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

43

Los interruptores automáticos deberán ser tripolares y podrán ser del tipo extinción de arco en SF₆ o en vacío.

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

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

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

41 **4.11.2 Descargadores de Sobretensión**

42 Los descargadores de sobretensión a 110 kV y 34,5 kV, deben cumplir las prescripciones
43 de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo
de equipo a suministrar

- IEC 60099-4: "Surge Arrester. Part 4: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c. systems"
- IEC 62039: "Selection guide for polymeric materials for outdoor use under HV stress"

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

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

Pruebas en Sitio: Se deben efectuar las pruebas necesarias in situ para verificar las condiciones de estado y funcionamiento de los descargadores.

4.11.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

Los seccionadores y seccionadores de Puesta a Tierra a 34,5 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

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

Los seccionadores deberán ser de accionamiento tripolar y deberán poseer mecanismos de operación manual y motorizado, dispuestos en gabinetes de acero galvanizado o aluminio, con grado de protección IP54. El mecanismo de operación deberá ser suministrado con contactos auxiliares, eléctricamente independientes y deberá contar con un sistema de condena que evite la operación eléctrica y mecánica.

El control del mecanismo de operación debe realizarse para poder ser operado local o remotamente y el modo de operación se debe realizar mediante un selector de tres posiciones: LOCAL-DESCONECTADO-REMOTO. La operación local se realizará mediante dos pulsadores: CIERRE y APERTURA. El mecanismo de operación debe tener claramente identificadas las posiciones de cerrado (I) y abierto (O).

1 Para los seccionadores con cuchilla de puesta a tierra, se deberá suministrar un
2 enclavamiento eléctrico y mecánico que no permita cerrar el seccionador mientras la
3 cuchilla de puesta a tierra esté cerrada.

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

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

15
16 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
17 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

18 19 **4.11.4 Transformadores de Tensión**

20
21 Los Transformadores de Tensión deben cumplir las prescripciones de la última edición de
22 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
23 suministrar:

- 24
- 25 • IEC 60044-4: "Instrument Transformers. Measurement of partial discharges", o su
26 equivalente en ANSI.
- 27 • IEC 60044-2: "Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers" o
28 su equivalente ANSI.
- 29 • IEC 60186, "Voltage Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor an capacitor
30 dividers".
- 31 • IEC 61869 – 1/3/5: "Inductive / capacitive Voltage Transformers".
- 32 • IEC 60296 IEC: Specification for unused mineral insulating oils for Transformers
33 and switchgear".
- 34

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

40
41 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
42 rutina establecidos en la IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1 o su
43 equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
44 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

45

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

7
8 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
9 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de tensión.

10 11 **4.11.5 Transformadores de Corriente**

12
13 Los Transformadores de Corriente deben cumplir las prescripciones de la última edición
14 de las siguientes normas, o su equivalente en ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
15 suministrar:

- 16 • Norma IEC 60044-1: "Instrument transformers – Part 1 Current transformers".
- 17 • Norma IEC 60044-6: "Instrument transformers – Part 6 Requirements for protective
18 current transformers for transient performance
19

20 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación
21 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y
22 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
23 025 de 1995, en su última revisión

24
25 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
26 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6 o su equivalente en
27 ANSI, Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
28 pertinentes de la Interventoría.

29
30 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
31 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente
32 iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC
33 60044-1 e IEC 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos
34 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

35
36 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
37 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de corriente.

38 39 **4.11.6 Equipo GIS o Híbrido**

40
41 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
42 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
43 cumplirse la siguiente normatividad:
44

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

- 4
- 5 • IEC6189- Instrument transformer
- 6 • IEC60071-Insulation Coordination
- 7 • IEC62271-High voltage switchgear and controlgear.
- 8 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 9 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 10 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 11 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 12 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 13 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.
- 14 • IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- 15 • IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- 16 • IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.
- 17

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

20

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

23

24 **4.11.7 Sistema de puesta a tierra**

25

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

28

29 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a
30 la última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating
31 Current Substation Grounding" e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth
32 Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System" y
33 deberán cumplir con los correspondiente al RETIE en su última versión.

34

35 Todos los elementos sin tensión, como equipos, estructuras metálicas expuestas y no
36 expuestas, accesorios metálicos, aisladores de soporte y otros, se conectarán
37 directamente a la malla de tierra en el punto más cercano y conveniente, utilizando
38 soldaduras de empalme exotérmica.

39

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

42

43 Para propósitos del diseño final del sistema de tierra el Inversionista seleccionado hará los
44 ensayos de resistividad en el sitio, con el objeto de comprobar la resistividad del terreno y
45 realizará las mediciones de resistencia de puesta a tierra y de las tensiones de paso y

1 contacto, según requerimiento del RETIE en su última versión, de tal manera que se
2 garantice la seguridad de las personas en torno a la subestación.

4 4.11.8 Apantallamiento de la Subestación

6 El diseño del sistema de apantallamiento de la nueva subestación deberá realizar una
7 evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones ante descargas atmosféricas directas
8 de acuerdo con los procedimientos de la norma IEC 62305-2 “Protection against lightning
9 – Part 2: Risk management”.

11 El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores de
12 descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras, de material
13 apropiado para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente del
14 nivel cerámico, y deberá ser verificado según el método electro-geométrico referido en
15 las normas IEC 62305-2 o NTC 4552. Todos los cables de guarda serán aterrizados
16 mediante conductores bajantes de cobre que se conectarán con la malla de puesta a
17 tierra mediante soldadura exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión
18 entre el sistema de apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la subestación.

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

27 4.12 Equipos de Control y Protección

29 Se debe tener en cuenta que el SAEB operará en las condiciones requeridas al momento
30 de carga y descarga, operaciones que se ejecutarán de forma automática o remota desde
31 el CND.

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

36 4.12.1 Sistemas de Protección

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

1 El esquema de protección de los módulos que conforman los almacenadores de baterías
2 deberá ser suministrado con cada uno de ellos. Para el nivel de 34, 5 kV deberá
3 proveerse un sistema de protección que consistirá en dos relés de protección principal
4 multifuncionales, que deberán tener como mínimo y sin limitarse a ellas, funciones de
5 sobrecorriente de fases de tiempo inverso y tiempo definido, sobrecorriente de tierra de
6 tiempo inverso y tiempo definido, falla interruptor y sobretensión. También deberán
7 considerarse las funciones de sincronismo para cierre manual. El Inversionista
8 adjudicatario podrá proponer el esquema de protección que considere necesario para las
9 nuevas instalaciones, conservando las funciones indicadas anteriormente. También
10 deberá contarse con la función de registro de fallas. Las protecciones únicamente deben
11 dar orden de disparo tripolar.

12
13 Los relés de protección deberán contar con curvas estandarizadas acordes con las
14 normas IEC y/o ANSI (sin mezclar dicha normativa), así como curvas programables por el
15 usuario. Adicionalmente deberán contar con por lo menos tres unidades de fase y tres
16 unidades de tierra.

17
18 En caso de existir protección diferencial de barras en alguna de las subestaciones
19 existentes, la nueva bahía de conexión de los almacenadores de energía, deberá
20 acoplarse a la misma.

21
22 La función de falla interruptor deberá estar incluida en las protecciones de la bahía de
23 conexión de los almacenadores de energía y podrá habilitarse en un relé independiente o
24 en los relés destinados a las funciones de protección principales. Dicha función deberá
25 tener arranques por disparos externos por fase y arranques de sobrecorriente también por
26 fase. En esta función deberán habilitarse dos etapas: la etapa 1 o redisparo, que actúa en
27 caso de presentarse una falla en la apertura del interruptor al recibir disparo por las
28 funciones de protección en un tiempo determinado dando señal de disparo nuevamente al
29 interruptor no operado y la etapa 2 o respaldo, que actúa en caso de que la etapa 1 no
30 tenga éxito, dando orden de disparo a todos los interruptores asociados a la subestación
31 de conexión de los almacenadores de energía, en un tiempo que deberá ser menor al
32 tiempo crítico de despeje de falla de la subestación de conexión.

33
34 La función de sobretensión deberá poseer al menos dos etapas que deberán operar con
35 tiempo definido. Los temporizadores de cada etapa deberán actuar de forma separada.
36 Deben tener elementos de detección fase-tierra y elementos de actuación trifásicos y
37 monofásicos para supervisión de tensiones fase-fase y fase-tierra. Para los ajustes de las
38 funciones de sobretensión, deberá consultarse al CND y/o al Operador de Red sobre los
39 esquemas de protección sistémicos que se encuentren implementados en el área
40 influencia del proyecto.

41
42 La función de verificación de sincronismo puede implementarse en un relé independiente
43 o en aquellos destinados a las funciones principales de protección. Deberá autorizar el
44 cierre manual del interruptor cuando las condiciones seleccionadas para diferencia de
45 tensión, fase y frecuencia obtenidas durante un tiempo ajustable, cumplan con las
46 condiciones predeterminadas. La verificación de sincronismo debe realizarse de manera

1 permanente. El relé debe poseer procesamiento independiente para el cálculo de las
2 diferencias de tensión, fase y frecuencia y permitir la selección de los modos de operación
3 Barra viva - línea muerta, Barra muerta – línea viva y Barra viva – línea viva, con
4 verificación de sincronismo. Las entradas de voltaje deberán permitir la selección de
5 tensiones fase-tierra y/o fase-fase.

6
7 Otras funciones de protección relacionadas con directamente con los equipos
8 almacenadores de energía, podrán ser implementadas por el Inversionista, según las
9 necesidades detectadas durante el desarrollo de la ingeniería del proyecto.

10
11 Los relés de protección y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
12 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
13 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
14 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
15 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
16 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
17 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de
18 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

19
20 Los bloques de prueba para el sistema de protección deberán poseer puntos con contacto
21 auxiliar para señalización, según lo estime la ingeniería secundaria del proyecto y permitir
22 probar las protecciones sin necesidad de intervenir borneras o cables en el interior del
23 gabinete, para lograr facilidad, velocidad, seguridad y la prevención de errores en el
24 mantenimiento.

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

29
30 El sistema de protecciones deberá contar con un sistema de gestión integrado por las
31 protecciones relacionadas con las nuevas instalaciones, así como los registradores de
32 fallas, el cual deberá incluir el suministro de un computador de gestión de protecciones y
33 registradores de fallas.

34
35 El software asociado a los registradores de falla debe permitir el registro de eventos con
36 señales, tiempo de ocurrencia y secuencia. Los registros oscilográficos deberán mostrar
37 en una ventana del evento las formas de onda con sus magnitudes, ángulos, y señales
38 digitales, para con esto realizar el análisis del evento. El software deberá permitir
39 manipular las señales, ampliar la ventana de visualización, mover cursores para ver
40 diferencias de tiempo y /o magnitud.

41
42 Las funciones que se deben poder ejecutar por medio del sistema de gestión son las
43 siguientes:

- 44 • Lectura de los parámetros de los relés de protección y registradores de fallas.
- 45 • Configuración de los relés de protección y registradores de fallas.
- 46 • Adquisición de eventos de los relés de protección.

- 1 • Adquisición, almacenamiento y gestión de registros de fallas.
- 2 • Análisis de registros de fallas.
- 3 • Configuración de la red, adición y eliminación de elementos que componen el
- 4 sistema.
- 5 • Parametrización de los relés de protección y registradores de fallas.
- 6 • Diagnósticos de la red y de los relés de protección y los registradores de fallas.
- 7 • Acceso remoto desde un centro de gestión central.

4.12.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones

La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y 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. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación. El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.</p>	
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, etc.), por los servicios auxiliares de la Subestación, por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p> <p>Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación Código de Medida y sus anexos.
-------	-------------	--

1
2 El Inversionista deberá demostrar el cumplimiento de las características enumeradas
3 anteriormente, considerando las características del sistema de control que posee cada
4 uno de los módulos que conforman los almacenadores de energía y su integración con los
5 demás IEDs de las instalaciones que comprende el proyecto.

6 **4.12.2.1 Características Generales**

7
8 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con la norma IEC o
9 equivalente.

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

22
23 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la
24 correcta operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin
25 limitarse al: hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de
26 parametrización del sistema, etc.

27
28 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la
29 cual se conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo,
30 protección y control. Se destacan las siguientes funciones:

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

- 1 ○ Implementación de herramientas de seguridad y administración.
- 2 ○ Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la
- 3 explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del
- 4 sistema sin perturbar ni detener el sistema.
- 5 ○ Mantenimiento de cada equipo.
- 6 ○ Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las
- 7 protecciones del sistema.
- 8

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

16
17 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
18 Subestación:

- 19
- 20 • Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
- 21 Subestación.
- 22 • Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
- 23 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
- 24 sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 25 • Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
- 26 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
- 27

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

34 35 **4.12.3 Medidores multifuncionales**

36
37 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
38 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
39 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con
40 emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben
41 cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 038 de 2014,
42 el cual modificó el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.

43 44 **4.12.4 Controlador de Bahía**

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

7 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
8 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
9 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
10 requerimientos de la bahía que controlan. El controlador de bahía debe contar con un
11 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como
12 mínimo:
13

- 14 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
15 proceso.
- 16 • Despliegue de alarmas.
- 17 • Despliegue de eventos.
- 18 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 19 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 20 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones
21 de función.
- 22 • Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
23

24 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
25 puertos para la comunicación.
26

27 Este equipo también deberá ser capaz de recibir una señal de sincronización horaria para
28 hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
29

30 **4.12.5 Controlador de los Servicios Auxiliares**

31 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión.
32 Debe permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y
33 contar con los mismos protocolos del controlador de bahía.
34
35

36 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz
37 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y
38 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de
39 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
40 funcionalidades como mínimo:
41

- 42 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 43 • Despliegue de alarmas.
- 44 • Despliegue de eventos.
- 45 • Despliegue de medidas de tensión y de corriente.

- Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

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

4.12.6 Switches

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

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

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

4.12.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

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

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

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

4.12.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

7 Se describen a continuación las características técnicas principales que deben cumplir los
8 equipos y sistemas del nivel 2:

4.12.8.1 Controlador de la Subestación

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

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

4.12.8.2 Registradores de Fallas

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

4.12.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

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

30 **4.12.9 Requisitos de Telecomunicaciones**

31
32 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
33 1995, en su última revisión.

34 **4.13 Obras Civiles**

- 35
- 36
- 37 • Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles
- 38 necesarias en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la
- 39 Subestación. Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los
- 40 requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción
- 41 Sismo Resistente NSR-10.
- 42

43 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los
44 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para

1 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en
2 planos de construcción previamente aprobados. El Interventor verificará e informará a la
3 UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El
4 Inversionista adjudicatario deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- 5
- 6 • Memorias de cálculo que soporten los diseños.
- 7
- 8 • Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
9 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
- 10
- 11 • Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y
12 editarse la versión denominada “tal como construido” que incluye las
13 modificaciones hechas en campo verificadas por el Interventor.
- 14

15 **4.14 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

16
17 En los edificios a cargo del Inversionista o en las adecuaciones a lo existente, se deberá
18 diseñar, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la instalación de
19 puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos necesarios para la
20 construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético tales como
21 bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y redes de tierra.

22
23 Los diseños y la instalación son responsabilidad del Inversionista adjudicatario. La malla
24 de puesta a tierra del proyecto debe ser en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo,
25 recocido, sin estañar, trenzado en capas concéntricas. La malla de tierra deberá ser
26 diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que
27 garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores
28 tolerables. Adicionalmente, tanto la malla de puesta a tierra como el sistema de
29 apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos técnicos de diseño e
30 implementación, que le apliquen, según el RETIE.

31 **4.15 Contenedor**

32
33
34 El PCS, el control, el sistema de almacenamiento de energía, los sensores de corriente
35 del SAEB, el sistema de refrigeración y los sistemas de comunicaciones deberán ser
36 modularizados y conectados de tal manera que sea posible el reemplazo en campo de
37 cada módulo. Se espera que la mayoría del mantenimiento sea llevado a cabo mientras
38 se mantiene el servicio u operación. Se deberá instalar un contenedor de metal a prueba
39 de agua, sellado contra humedad, resistente a los movimientos o manejos y al
40 vandalismo.

41 **4.16 Seguridad de las instalaciones**

42
43 El inversionista deberá considerar y tomar todas las previsiones para el cumplimiento de
44 los siguientes estándares en seguridad de las instalaciones:

- NFPA 791: Recommended practice and procedures for unlabeled electrical equipment evaluation
- UL 9540 (proposed): Outline for investigation for safety for ESSs and equipment
- UL 3001 (proposed): Safety for distributed energy generation and storage systems
- ASME TES(c)-1 (proposed): Safety standard for molten salt thermal energy storage systems

5 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

5.1 Pruebas y Puesta en Servicio

Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación C.N.O, en particular el 1300 de 2020 o aquel que lo modifique o sustituya.

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

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

- Verificación de la característica de activación del SAEB por operación para alivio de restricciones.
- Verificación de la característica de las rampas operativas de los SAEB conectados al SIN (Restricciones eléctricas).
- Verificación de la carga/descarga del SAEB.
- Verificación de recepción de consignas tipo local y remoto asociadas al control de tensión de los SAEB.
- Verificación de modos de control del regulador de tensión.
- Verificación de la curva de carga de los SAEB.
- Verificación de recepción de consignas de potencia activa de forma local.
- Verificación de recepción de consignas de potencia activa de forma remota.

1 **Pruebas de energización:** El Inversionista adjudicatario será responsable por la
2 ejecución de las pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización
3 deben ser verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
4

5 **5.2 Información mínima Requerida por CND y Operador de Red para la Puesta en** 6 **Servicio**

7
8 La información requerida deberá dar cumplimiento a lo dispuesto en el Acuerdo 1300 de
9 2020 del CNO para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente, entre ella:

- 10 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 11 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 12 • Diagrama Unifilar.
- 13 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
14 Proyecto.
- 15 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 16 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 17 • Cronograma de pruebas.
- 18 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
19 con información definitiva.
- 20 • Protocolo de energización.
- 21 • Inscripción como agente y de las fronteras necesarias ante el ASIC, de acuerdo con lo
22 señalado en la resolución CREG 098 de 2019, el código de medida y las demás
23 normativas pertinentes.
- 24 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
25 punto de conexión.
- 26 • Carta de declaración en operación comercial.
- 27 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
28 actualizados por el CND.
29

30 31 32 **6 ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

33
34 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
35 025 de 1995 y sus actualizaciones) y demás regulación de la CREG que sea aplicable.
36

37 De conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 098 de 2019, el Inversionista
38 adjudicatario será el responsable por el mantenimiento y la disponibilidad del SAEB para
39 que opere en las condiciones requeridas al momento de carga y descarga, operaciones
40 que se ejecutarán de forma automática o remota desde el CND con el propósito de mitigar
41 inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía
42 en el Sistema de Transmisión Regional, STR y teniendo en cuenta el objetivo de
43 minimizar el costo de operación del sistema. También será responsable de cumplir con las
44 exigencias de calidad establecidas en la regulación vigente.
45

1 Es obligación del Inversionista mantener disponibles y en correcta operación los sistemas
2 de medición y los sistemas de comunicación para la operación automática o remota desde
3 el CND.

4
5 Según dicha norma, el Inversionista no será responsable de los efectos que produzca la
6 liquidación comercial de la energía tomada y entregada, siempre y cuando se cumpla con
7 la eficiencia mínima requerida para estos sistemas.

10 **7 DISPOSICIÓN FINAL**

11
12 El Inversionista de la presente convocatoria pública deberá contar con un plan que
13 contenga todos los aspectos relacionados con la disposición final de los SAEB objeto de
14 la presente convocatoria pública, el cual se deberá ajustar a los estándares
15 internacionales sobre la materia y a las exigencias de la licencia ambiental y los demás
16 permisos asociados. Dicho plan debe ser sometido a revisión de la Interventoría al menos
17 dos (2) meses antes de la puesta en servicio de las obras objeto de la presente
18 convocatoria pública.

22 **8 INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

23
24 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de
25 conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por la UPME en formato
26 digital en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud
27 de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
28 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico.

31 **9 FIGURAS**

32
33 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

34
35 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación La Unión 34,5 kV

36
37 Figura 2 - Diagrama Unifilar Subestación Oasis 110 kV.

38
39 Figura 3 - Diagrama Unifilar Subestación Silencio 110 kV.