

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 2021

(UPME STR 01 - 2021)

**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., enero de 2021

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	Descripción de obras en la Subestación Silencio 34.5 kV:.....	7
9	2.2	Puntos de Conexión del Proyecto.....	8
10	2.2.1	En subestación Silencio 34.5 kV.....	8
11	3	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES	9
12	3.1	Parámetros del Sistema	9
13	3.2	Nivel de Corto Circuito.....	10
14	3.3	Equipos y Materiales	10
15	3.4	Efecto Corona, Radio-interferencia y ruido audible.....	10
16	3.5	Licencias, Permisos y Contrato de Conexión.....	11
17	3.6	Pruebas en Fábrica	11
18	4	ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 34.5 kV	12
19	4.1	General.....	12
20	4.2	Ruta de las Líneas de Transmisión	13
21	4.3	Longitud Aproximada de la(s) Línea(s) de 34.5	14
22	4.4	Especificaciones de diseño y construcción Línea(s) de 34.5 kV	14
23	4.4.1	Aislamiento	14
24	4.4.2	Conductores de Fase	15
25	4.4.3	Cable(s) de Guarda	15
26	4.4.4	Puesta a Tierra de la(s) Línea(s)	16
27	4.4.5	Estructuras	16
28	4.4.6	Localización de Estructuras	17
29	4.4.7	Sistema Antivibratorio - Amortiguadores.....	17
30	4.4.8	Cimentaciones.....	17
31	4.4.9	Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas.....	18
32	4.4.10	Señalización Aérea.....	19
33	4.4.11	Desviadores de vuelo para aves.....	19
34	4.4.12	Obras Complementarias.....	19
35	4.5	Informe Técnico.....	19
36	5	ESPECIFICACIONES PARA SUBESTACIONES	20
37	5.1	General	20
38	5.1.1	Predio de los sistemas de almacenamiento con baterías SAEB	20
39	5.1.2	Predio de las Subestaciones	21
40	5.1.3	Espacios de Reserva.....	22
41	5.1.4	Conexiones con equipos existentes.....	22
42	5.1.5	Servicios Auxiliares.....	22
43	5.1.6	Infraestructura y Módulo Común.....	22
44	5.2	Normas para Fabricación de los Equipos	24
45	5.3	Condiciones Sísmicas de los equipos.....	24
46	5.4	Procedimiento General del Diseño	24

1	5.4.1	Los documentos de Ingeniería Básica	26
2	5.4.2	Los documentos de la Ingeniería de Detalle	28
3	5.4.3	Estudios del Sistema	32
4	5.4.4	Estudios requeridos asociados con el sistema SAEB	33
5	5.4.5	Distancias de Seguridad	33
6	5.5	Sistema de almacenadores de energía eléctrica	33
7	5.6	Conexión entre el SAEB y la infraestructura convencional de subestación.....	37
8	5.7	Sistema de Conversión bidireccional (PCS)	37
9	5.8	Sistema de manejo de las baterías (BMS).....	39
10	5.9	Alojamiento de equipos	40
11	5.10	Seguridad de las instalaciones	40
12	5.11	Equipos de Potencia.....	40
13	5.11.1	Interruptores	40
14	5.11.2	Descargadores de Sobretensión.....	41
15	5.11.3	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra.....	42
16	5.11.4	Transformadores de Tensión	43
17	5.11.5	Transformadores de Corriente	43
18	5.11.6	Equipo GIS o Híbrido.....	44
19	5.11.7	Sistema de puesta a tierra	45
20	5.11.8	Apantallamiento de la Subestación.....	45
21	5.12	Equipos de Control y Protección.....	46
22	5.12.1	Sistemas de Protección	46
23	5.12.2	Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones.....	48
24	5.12.3	Medidores multifuncionales	52
25	5.12.4	Controlador de Bahía.....	52
26	5.12.5	Controlador de los Servicios Auxiliares.....	53
27	5.12.6	Switches	53
28	5.12.7	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	54
29	5.12.8	Equipos y Sistemas de Nivel 2	54
30	5.12.9	Requisitos de Telecomunicaciones.....	56
31	5.13	Obras Civiles	56
32	5.14	Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento	56
33	6	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	57
34	6.1	Pruebas y Puesta en Servicio.....	57
35	6.2	Información mínima Requerida por CND y Operador de Red para la Puesta en	
36		Servicio.....	58
37	7	ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN	58
38	8	DISPOSICIÓN FINAL	59
39	9	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	59
40	10	FIGURAS	59
41			

ANEXO 1

1 CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME STR 01 - 2021.

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

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

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

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el Proyecto será obligatorio que los trabajos deban contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 10 del RETIE de la fecha anotada, en general y el numeral 10.2 en particular.

1
2 Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
3 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE , con el Código de Redes, con
4 normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del
5 Ministerio de Minas y Energía, se establece que, de producirse una revisión o una
6 actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del inicio de los diseños
7 según cronograma presentado por el Agente adjudicatario y aprobado por la UPME, la
8 última de estas revisiones o actualizaciones, en cada uno de los aspectos requeridos,
9 primará sobre cualquier versión anterior de los citados documentos.

10 11 **1.2 Definiciones**

12
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 16 **2 DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL PROYECTO**

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

24
25 Los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías – SAEB objeto de la presente
26 convocatoria, se requieren para suplir necesidades del STR, numeral 1 del artículo 4 de la
27 Resolución CREG 098 de 2019

- 28
29 i. Sistema de almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías con una
30 capacidad de entrega al sistema de 45 MWh y duración mínima de entrega de una
31 (1) hora que se conecte a la subestación Silencio 34.5kV con el propósito de operar
32 bajo (ante) condiciones de contingencia N-1 de alguno de los elementos de la red
33 del STR de Atlántico, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones
34 mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición y todo lo
35 necesario para esta conexión. Ver notas c), d) y e).
- 36 ii. Una (1) bahía a 34.5 kV o celdas de conexión a 34,5 kV en la subestación Silencio
37 34.5 kV.
- 38 iii. Extensión de barrajes, en caso de ser necesario, en la existente subestación
39 Silencio 34.5 kV, para la instalación de las nuevas bahías y celdas, junto con todos
40 los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte
41 y/o protección, control, medición y todo lo necesario para esta conexión.
- 42 iv. Instalación del sistema de control y comunicaciones para su operación en dos
43 modos, un modo de operación manual y un modo de operación remoto bajo
44 instrucciones del centro nacional de despacho - CND. El momento de carga y
45 descarga serán definidos por el CND teniendo en cuenta el objetivo de minimizar el
46 costo de operación del sistema y con el propósito de mitigar inconvenientes

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

27
28 **NOTAS:** Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente
29 Convocatoria Pública.

- 30
31 a) El diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública
32 hace parte del presente Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una
33 disposición con alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de la bahía
34 o celdas en el diagrama unifilar previa revisión y concepto del Interventor, y
35 aprobación por parte de la UPME. Si la propuesta de modificación presentada
36 involucra o afecta a terceros como otros usuarios o al propietario de la subestación
37 (existente o ampliación), deberán establecerse acuerdos previos a la solicitud.
- 38
39 b) El Inversionista seleccionado es quien se conecta a la infraestructura existente.
40 Corresponde a los involucrados en las respectiva subestación objeto de la presente
41 Convocatoria, llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de los
42 equipos en la subestación (el inversionista seleccionado para la presente
43 convocatoria, Air-E S.A.S. E.S.P y cualquier otro agente responsable de la

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

1 infraestructura). En cualquier caso, se deberá garantizar un alto nivel de
2 confiabilidad.
3

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

12 d) Los Sistemas de Almacenamiento de energía eléctrica con Baterías – SAEB,
13 deberán contar con sus correspondientes equipos de conexión, corte y protección,
14 para el almacenamiento en carga y descarga, la interfaz electrónica y los sistemas
15 de medición requeridos. Estos sistemas deberán contar con capacidad de control
16 manual y remoto.
17

18 e) Todos los equipos o elementos a instalar en la presente Convocatoria Pública
19 UPME, deberán ser completamente nuevos, de última tecnología, fabricados bajo
20 normas internacionales, y contar con sello de fabricación y certificado de producto
21 RETIE según aplique.
22

23 f) La energía suministrada y el nivel de tensión especificados corresponderán a los
24 medidos en el punto de conexión del barraje al cual se conecte en la subestación
25 objeto de la presente Convocatoria.
26

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

38 **2.1 Descripción de obras en la Subestación Silencio 34.5 kV:**

39 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la búsqueda y adquisición del lote,
40 del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas en el
41 numeral 2. Los equipos podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del
42 nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o una
43 solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
44 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.
45
46

1 La existente subestación es convencional. La bahía /celda 34.5 kV a instalarse deberá tener
2 la misma configuración de la existente subestación Silencio 34.5 kV, la cual es en barra
3 sencilla. El propietario de la existente subestación Silencio 34.5 kV es Air-E S.A.S. E.S.P.

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

11
12 El inversionista seleccionado deberá acordar con Air-E S.A.S. E.S.P, las condiciones de
13 acceso y uso del terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá
14 quedar plasmado en el Contrato de Conexión.

15
16 El diagrama unifilar de la subestación Silencio 34.5 kV se muestra en la Figura 1. El
17 Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la
18 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la
19 infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de
20 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y
21 uso de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

22 23 **2.2 Puntos de Conexión del Proyecto**

24
25 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la
26 construcción de la nueva infraestructura para las obras de la presente convocatoria,
27 independiente de la modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo
28 definido en el Código de Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones),
29 la Resolución CREG 098 de 2019 y las siguientes consideraciones en cada uno de los
30 puntos de conexión, para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el
31 responsable y/o propietario de los activos relacionados.

32 33 **2.2.1 En subestación Silencio 34.5 kV**

34
35 El propietario de las subestación Silencio 34.5 kV es Air-E S.A.S. E.S.P. Esta subestación
36 a nivel de 34.5 kV tiene una configuración en barra sencilla.

37
38 El punto de conexión del proyecto de la presente Convocatoria UPME STR 01 - 2021 en la
39 subestación Silencio 34.5 kV, es el barraje 34.5 kV

40
41 El contrato de Conexión, entre el Inversionista resultante de la presente Convocatoria
42 Pública UPME STR 01 - 2021 y Air-E S.A.S. E.S.P., deberá incluir, lo relacionado, con las
43 condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
44 del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones, las adecuaciones
45 físicas necesarias, enlace al sistema de control del CND, el Operador de Red y sistema de
46 comunicaciones de la subestación, suministro de servicios auxiliares de AC y DC, y demás

1 acuerdos . El contrato de conexión deberá estar firmado por la partes, dentro de los cuatro
2 (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos
3 Anuales Esperados del Adjudicatario de la presente Convocatoria Pública, **al menos en**
4 **sus condiciones básicas**, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No
5 obstante las parte en caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida
6 justificación, la modificación del plazo de firma del contrato de conexión.

3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

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

18 Las especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
19 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

3.1 Parámetros del Sistema

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

Generales 34,5 kV:

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

Subestaciones 34,5 kV:

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

SAEB:

40 Servicios Auxiliares AC	A criterio del inversionista.
41 Servicios Auxiliares DC	A criterio del inversionista.
42 Tipo de infraestructura	En contenedor y/o edificación,

Líneas de Distribución en 34,5 kV:

46 Tipo de línea:	Aérea con torres auto-soportadas y/o postes y/o
-------------------	---

- 1 estructuras compactas, y/o subterránea.
2 Circuitos por torre: Según diseño. Se podrán compartir estructuras de
3 soporte con infraestructura existente.
4 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
5 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.
6

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

10
11 Se deben tener en cuenta las condiciones del entorno, las físicas, las técnicas, las de
12 seguridad, las ambientales, las consideraciones de ordenamiento territorial (POT), etc. para
13 determinar la tecnología de la línea, pudiendo predominar, por lo anterior, la subterránea.
14 Sin embargo, se deben tener en cuenta, como consideración particular, aquellos casos en
15 que se interviene o se hace uso de infraestructura aérea existente.
16

17 **3.2 Nivel de Corto Circuito**

18
19 El Inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que
20 el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos será
21 el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de corto circuito
22 asignada a los equipos y elementos asociados que se instalaran objeto de la presente
23 Convocatoria no deberá ser inferior al valor nominal que actualmente se tiene asignado en
24 la subestación existente. La duración asignada al corto circuito no podrá ser inferior a los
25 tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas IEC
26 o equivalente, aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su
27 conocimiento y análisis.
28

29 **3.3 Equipos y Materiales**

30
31 Todos los equipos y materiales incorporados en la Convocatoria deben ser nuevos y de la
32 mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de
33 fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras
34 deberán ser tales que se evite la acumulación de agua. Todos los materiales usados para
35 el Proyecto, listados en la tabla 2.1 del RETIE deberán contar con certificado de producto
36 según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista adjudicatario deberá
37 presentar para fines pertinentes al Interventor, los documentos que le permitan verificar las
38 anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE
39 antes del inicio de los diseños y de la construcción de la obra, dicha actualización primará
40 sobre el Reglamento actualmente vigente.
41

42 **3.4 Efecto Corona, Radio-interferencia y ruido audible**

43
44

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

7 En cuanto a ruido audible generado por los equipos instalados por la presente convocatoria,
8 deberá limitarse a los estándares máximos permisibles de niveles de emisión de ruido
9 establecidos en Resolución 0627 de 2006 (Abril 7) del Ministerio de Ambiente, Vivienda y
10 Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible o aquella que la
11 modifique o sustituya.
12

13 **3.5 Licencias, Permisos y Contrato de Conexión**

14
15 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista
16 seleccionado. Se debe considerar lo establecido en el capítulo X de la Ley 143 de 1994, en
17 especial los artículos 52 y 53.
18

19 La celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
20 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
21 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales de la
22 Convocatoria Pública. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá
23 reflejar como Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por
24 parte del Interventor.
25

26 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán
27 manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos
28 técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la
29 regulación vigente deberá ser certificado por el Inversionista. Copia de estos acuerdos
30 deberán entregarse al Interventor.
31

32 **3.6 Pruebas en Fábrica**

33
34 Una vez el Inversionista adjudicatario haya seleccionado los equipos a utilizar deberá
35 entregar al Interventor, copia de los reportes de las pruebas que satisfagan las normas
36 aceptadas en el Código de Conexión, para interruptores, seccionadores, transformadores
37 de corriente y potencial, módulos de almacenadores de energía y en general, de los equipos
38 que fueran parte del suministro de esta convocatoria. En caso de que los reportes de las
39 pruebas no satisfagan las normas aceptadas, el Interventor podrá solicitar la repetición de
40 las pruebas a costo del Inversionista.
41

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

1 **4 ESPECIFICACIONES PARA LÍNEAS A 34.5 kV**

2
3 **4.1 General**

4
5 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas o
6 tramos en 34.5 kV, de la Convocatoria Pública UPME STR 01 – 2021:
7

Líneas a 34.5 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Tensión nominal trifásica Fase – Fase		kV	34.5
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Tipo de línea			Aérea/Subterránea
4	Longitud aproximada	Esta longitud es de referencia y está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el Inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones. La longitud real será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	km	2
5	Altitud previsible sobre el nivel del mar	Será función del diseño y estudios pertinentes que realice el Inversionista	msnm	Entre 20 y 50
6	Número de circuitos por torre o canalización		Unidad	Según diseño
7	Distancias de seguridad	RETIE Artículo 13 (o aquella que la modifique y/o sustituya)		Según altitud
8	Sub-conductores por fase		Unidad	Según diseño
9	Cantidad de cables de guarda-línea aérea		Unidad	Según diseño
10	Tipo de estructura para línea aérea			Auto soportada
11	Conductor de fase en línea aérea	De acuerdo con los análisis y diseños del Inversionistas los cuales deberán ser verificados por el Interventor		AAC, ACAR o AAAC
12	Conductor de fase en línea subterránea	De acuerdo con los análisis y diseños del Inversionistas los cuales deberán ser verificados por el Interventor		Cobre o Aluminio

Líneas a 34.5 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
13	Cables de guarda	De acuerdo con los análisis y diseños del Inversionistas los cuales deberán ser verificados por el Interventor		Alumoclad
14	Máxima tensión mecánica de tendido de los conductores referida a su tensión de rotura	RETIE numeral 25.7. (o aquella que la modifique y/o sustituya)	%	25
15	Valor de referencia para resistencia de puesta a tierra en líneas aéreas	RETIE numeral 15.4 (o aquella que la modifique y/o sustituya)	Ohm	20
16	Salidas por sobretensiones causadas por descargas atmosféricas en línea aérea		Flameos / 100 km-año	3
17	El aislamiento de la línea ante sobretensiones de frecuencia industrial.			Debe asegurar permanencia en servicio continuo

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

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

6 7 **4.2 Ruta de las Líneas de Transmisión**

8
9 La selección de la ruta para las líneas objeto de la Convocatoria Pública UPME STR 01 –
10 2021, será responsabilidad del Inversionista seleccionado. Por lo tanto, a efectos de definir
11 la ruta para la(s) línea(s) a 34.5 kV, será el Inversionista el responsable de realizar
12 investigaciones detalladas y consultas a las autoridades ambientales, a las autoridades
13 nacionales, regionales y locales, los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se
14 puedan ver afectados, a las autoridades que determinan las restricciones para la
15 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
16 restricciones y reglamentaciones existentes. En consecuencia, deberá tramitar los permisos
17 y licencias a que hubiere lugar. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias
18 y/o restricciones de orden nacional, regional o local.

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

1 consultar a las autoridades y/o entidades correspondientes, encargadas de otra
2 infraestructura que pueda estar relacionada.

3
4 Especial atención deberá poner el Inversionista en todas las restricciones, precauciones y
5 demás aspectos que se identifiquen en los análisis tendientes a identificar unas alertas
6 tempranas en la zona del proyecto.

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 STR
10 01 – 2021 o la información suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente
11 Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
12 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros. El Inversionista
13 deberá validar la información a efectos de sus estudios y diseños.

14 **4.3 Longitud Aproximada de la(s) Línea(s) de 34.5**

15
16 La longitud anunciada en la tabla del numeral 4.1 de este documento es de referencia y
17 está basada en estimativos preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice
18 el inversionista para efectos de su propuesta económica deberán estar fundamentados en
19 sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

20 **4.4 Especificaciones de diseño y construcción Línea(s) de 34.5 kV**

21
22 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución de
23 la Convocatoria son las establecidas en el presente Anexo No. 1, los Documentos de
24 Selección del Inversionista STR – DSI, en el Reglamento de Operación del Sistema
25 Interconectado Nacional, en el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995 y
26 actualizaciones) y en el RETIE, y actualizaciones posteriores previas al diseño y
27 construcción de la línea.

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

32 **4.4.1 Aislamiento**

33
34 El Inversionista deberá verificar, en primer lugar, las condiciones meteorológicas y de
35 contaminación de la zona en la que se construirán las líneas, y/o las ampliación de la
36 subestación existente, con base en ello, hacer el diseño del aislamiento de la(s) línea(s) y
37 de los equipos de la subestación, y la coordinación de aislamiento, teniendo en cuenta las
38 máximas sobretensiones que puedan presentarse en la(s) línea(s) por las descargas
39 atmosféricas, por maniobras propias de la operación, en particular el cierre y apertura de
40 las líneas en vacío, despeje de fallas con extremos desconectados del sistema.
41
42
43
44

1 Para el caso de líneas o tramos de líneas aéreas se considera como parámetro de diseño
2 un límite máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea/año ante descargas eléctricas
3 atmosféricas y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de frecuencia industrial.
4

5 Para el caso de líneas o tramos de líneas subterráneas en todos los sitios de transición
6 deberán preverse los descargadores de sobretensión que protejan el cable ante la
7 ocurrencia de sobretensiones por descargas atmosféricas, fallas, desconexiones o
8 maniobras. El aislamiento de los cables deberá garantizar la operación de continua de la
9 línea ante sobretensiones de frecuencia de 60 Hz.

10 11 **4.4.2 Conductores de Fase**

12
13 Las siguientes condiciones y/o límites estarán determinadas por las características propias
14 de la ruta y el lugar donde el Proyecto objeto de la Convocatoria operará, por tanto será
15 responsabilidad del Inversionista su verificación. El Interventor informará a la UPME si el
16 diseño realizado por el Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los
17 valores límites establecidos en el diseño.
18

19
20 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder
21 el 50% de su correspondiente tensión de rotura. La tensión de tendido y halado de los
22 cables aislados en líneas subterráneas no deberán exceder las recomendadas por el
23 fabricante.
24

25 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.3 del Artículo 14 del RETIE, los valores
26 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
27 son los indicados en la Tabla 14.1 del RETIE, donde el público o una persona en particular
28 pueden estar expuestos durante varias horas.
29

30 De presentarse características en el ambiente, para estas nuevas líneas, que tuvieran
31 efecto corrosivo, los conductores aéreos deberán ser de tipo AAC, ACAR o AAAC, con hilos
32 de aleación ASTM 6201-T81 y cumplir con los valores de capacidad de transporte mínima,
33 resistencia óhmica máxima y ruido audible especificados o establecidas en la normatividad
34 aplicable. Para líneas subterráneas el conductor deberá ser cobre o aluminio con
35 aislamiento XLPE y con capacidad adecuada para resistir las corrientes de corto circuito
36 previsible para la línea. En caso de que el Inversionista requiera cables de fibra óptica
37 estas podrán ser incorporadas al cable o incluidas en la canalización. El Inversionista
38 deberá informar a la Interventoría su decisión sobre el tipo de conductor, sustentándola
39 técnicamente.
40

41 **4.4.3 Cable(s) de Guarda**

42
43 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Inversionista.
44

45 Se requiere que todos los tramos de línea tengan uno o dos cables de guarda
46 (convencionales u OPGW).

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

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

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

17
18 En el evento de que el Inversionista decida usar la(s) Línea(s) objeto de la presente
19 Convocatoria Pública UPME, para la transmisión de comunicaciones por fibra óptica, será
20 de su responsabilidad seleccionar los parámetros y características técnicas del cable de
21 guarda e informar de ellos al Interventor.

22 23 **4.4.4 Puesta a Tierra de la(s) Línea(s)**

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

35
36 Para los cables asilados subterráneos se deberá instalar un sistema de puesta a tierra de
37 las pantallas metálicas que garanticen el adecuado funcionamiento de los cables y las
38 tensiones de paso en la superficie de los terrenos aledaños.

39 40 **4.4.5 Estructuras**

41
42 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar considerando la
43 combinación de las distancias mínimas que arrojen los estudios de sobretensiones debidas
44 a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de
45 frecuencia industrial.

46

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

6
7 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la definición de las
8 hipótesis de carga a considerar y la evaluación de los árboles de cargas definitivos, para
9 cada una de las hipótesis de carga definidas, deberá hacerse considerando la metodología
10 establecida por el ASCE en la última revisión del documento "*Guidelines for Electrical*
11 *Transmission Line Structural Loading - Practice 74*". La definición del vano peso máximo y
12 del vano peso mínimo de cada tipo de estructura será el que se establezca a partir de los
13 resultados del plantillado de la línea. El diseño estructural deberá adelantarse atendiendo
14 lo establecido por el ASCE en la última revisión del documento "*Design of Latticed Steel*
15 *Transmission Structures*". En cualquier evento, ningún resultado de valor de cargas
16 evaluadas con esta metodología de diseño podrá dar resultados por debajo de los que se
17 obtienen según la metodología que establece la última revisión del RETIE. Si ello resultara
18 así, primarán estas últimas.

19 20 **4.4.6 Localización de Estructuras**

21
22 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad
23 entre el conductor inferior de la línea y el terreno en zonas accesibles a peatones y las
24 distancias de seguridad mínimas a obstáculos tales como vías, oleoductos, líneas de
25 transmisión o de comunicaciones, ríos navegables, bosques, etc., medidas en metros. La
26 temperatura del conductor a considerar para estos efectos será la correspondiente a las
27 condiciones de máxima temperatura del conductor exigida durante toda la vida útil del
28 Proyecto según el RETIE.

29 30 **4.4.7 Sistema Antivibratorio - Amortiguadores**

31
32 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti-
33 vibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser
34 adecuados para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias
35 de 10 Hz a 100 Hz. El Inversionista correspondiente determinará los sitios de colocación, a
36 lo largo de cada vano, de los amortiguadores de tal manera que la amortiguación de las
37 fases sea efectiva. Copia del estudio de amortiguamiento será entregada al Interventor para
38 su conocimiento y análisis.

39
40 En los cables de guarda los amortiguadores serán del tipo "stockbridge" y su colocación
41 medida desde la boca de la grapa y entre amortiguadores será la que determine el estudio
42 de amortiguamiento que haga el Inversionista, copia del cual le será entregada al
43 Interventor.

44 45 **4.4.8 Cimentaciones**

1 Para los fines pertinentes, el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
2 de las cimentaciones propuestas, que deberán hacerse considerando la metodología
3 establecida por el ASCE en la última revisión del documento “*Guidelines for Electrical*
4 *Transmission Line Structural Loading – Practice 74*” para la evaluación de las cargas y para
5 el diseño estructural del concreto, la metodología del Código Colombiano de Construcción
6 Sismo resistente NSR 10, así este último no aplique para la evaluación de las cargas en
7 torres y fundaciones de líneas de transmisión; para estos documentos, si es del caso, se
8 deberán tener en cuenta las actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras. Los
9 diseños de cimentaciones para las torres de una línea de transmisión deben hacerse
10 considerando los resultados de los estudios de suelos que mandatoriamente debe adelantar
11 el Inversionista correspondiente en todos los sitios de torre, y las cargas a nivel de
12 cimentación más críticas que se calculen a partir de las cargas mostradas en los árboles de
13 cargas de diseño de cada tipo de estructura.

14 **4.4.9 Canalizaciones y cajas para tramos o líneas subterráneas**

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

24
25
26 Los ductos se colocarán, con pendiente mínima del 0,1% hacia las cámaras de inspección,
27 y con una profundidad de enterramiento que cumpla con normas técnicas internacionales
28 o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

29
30 Para cables de enterramiento directo, el fondo de la zanja será una superficie firme, lisa,
31 libre de discontinuidades y sin obstáculos. El cable se dispondrá con una barrera de
32 protección contra el deterioro mecánico. A una distancia entre 20 y 30 cm por encima del
33 cable deben instalarse cintas de identificación o señalización no degradables en un tiempo
34 menor a la vida útil del cable enterrado.

35
36 Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones en los extremos o las
37 derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección cuya construcción y sus
38 sistemas de drenaje garanticen que ellas pueden mantenerse sin presencia de agua en su
39 interior. Las dimensiones internas útiles de las cajas o cámaras de paso, derivación,
40 conexión o salida deben ser adecuadas para la ejecución de empalmes, realizar las curvas
41 de los cables cumpliendo con el radio de curvatura mínimo recomendado por el fabricante
42 del cable y permitir el tendido en función de la sección de los conductores. Los cables deben
43 quedar debidamente identificados dentro de las cámaras de inspección.

44
45 Las tapas de las cajas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de materiales
46 resistentes a la corrosión, que resistan impacto y aplastamiento, dependiendo del ambiente

1 y el uso del suelo donde se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de
2 una norma técnica para ese tipo de producto, tal como la ANSI/STCE 77.

4 4.4.10 Señalización Aérea

5
6 El Inversionista correspondiente deberá investigar con el Departamento de Aeronáutica
7 Civil, las Empresas Petroleras que operan proyectos petroleros en la región, si existen, la
8 Fuerza Aérea de Colombia, FAC, u otros posibles actores, la existencia de aeródromos o
9 zonas de tránsito de aeronaves de cualquier índole (particulares, militares, de fumigación
10 aérea, etc) que hagan imperioso que la línea lleve algún tipo de señales que impidan
11 eventuales accidentes originados por la carencia de ellos.

12
13 Se mencionan en su orden: la pintura de las estructuras según norma de Aerocivil; balizas
14 de señalización aérea ubicadas en el cable de guarda en vanos específicos y/o faros
15 centelleantes en torres en casos más severos.

17 4.4.11 Desviadores de vuelo para aves

18
19 Es responsabilidad del Inversionista identificar la necesidad de instalar desviadores de
20 vuelo para aves.

22 4.4.12 Obras Complementarias

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

30 4.5 Informe Técnico

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

37
38 Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de
39 2000.

40
41 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
42 2000.

43
44 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
45 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.

46

- 1 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 2
- 3 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
- 4 Resolución CREG 098 de 2000.
- 5
- 6 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098
- 7 de 2000.
- 8

9 5 ESPECIFICACIONES PARA SUBESTACIONES

10 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la subestación.

11 5.1 General

12 La información específica referente a subestaciones, remitida por el propietario de la

13 infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán

14 suministrados por la UPME conforme el Numeral 9 del presente Anexo.

15 La siguiente tabla presenta las características de la subestación que hacen parte del

16 proyecto objeto de la presente Convocatoria Pública:

17 ítem	18 Descripción	19 Subestación 20 Silencio
21 1	Configuración	Barra Sencilla
2 2	Tipo de subestación	Convencional
3 3	Subestación nueva	No
4 4	Nivel de tensión	34,5 kV
5 5	Propietario de la Subestación	Air-E S.A.S E.S.P

22 5.1.1 Predio de los sistemas de almacenamiento con baterías SAEB

23 Los sistemas de almacenamiento con baterías - SAEB se ubicarán en predios que

24 seleccione el Inversionista seleccionado, caso en el cual, según la “DESCRIPCIÓN DEL

25 PROYECTO” objeto de la presente convocatoria pública, se deben encargar de todos los

26 elementos constitutivos para la conexión entre el SAEB y el barraje en la subestación el

27 Silencia 34.5 kV, considerando y garantizando las facilidades para los accesos de la(s)

28 línea(s) y el acceso de equipos. La búsqueda, definición y adquisición de dicho espacio

29 será responsabilidad del Inversionista objeto de la presente convocatoria pública. Su

30 ubicación está limitado a un radio máximo de 2 km, medido desde las coordenadas de

31 localización de la subestación el Silencio 110/34.5 kV, en el área metropolitana de

32 Barranquilla departamento del Atlántico, la cual es propiedad de Air-e S.A.S. E.S.P.

33 El Inversionista adjudicatario es el responsable de realizar investigaciones detalladas y

34 consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes

35 Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para

36 la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de

1 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
2 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
3 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

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

10 **5.1.2 Predio de las Subestaciones**

12 **Subestación Silencio 34.5 kV**

13
14 La existente subestación Silencio 34.5 kV, propiedad de Air-E S.A.S E.S.P., ésta ubicada
15 en jurisdicción del municipio de Barranquilla en el departamento del Atlántico.

16
17 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación Silencio 34.5
18 kV (información que deberá verificar el Interesado):

19
20 Latitud: 10°58.870' N

21 Longitud: 74°49.031' O

22
23 El Inversionista será el responsable el espacio físico necesario para la instalación de la
24 bahía y de la extensión del barraje.

25
26 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la información con Air-E S.A.S.
27 E.S.P y en terreno.

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

37
38 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá
39 analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un
40 documento soporte, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME
41 y hará parte de las memorias de la Convocatoria.

42
43 Los agentes involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física
44 de los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición
45 de alto nivel de confiabilidad.

46

1 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los “Documentos Relacionados”
2 publicados en la página WEB de la UPME en el link de la Convocatoria Pública UPME STR
3 02 – 2019 o la información suministrada por la UPME conforme el Numeral 9 del presente
4 Anexo 1. No obstante, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios estudios,
5 investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

6 7 **5.1.3 Espacios de Reserva**

8
9 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
10 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones y no contempla adecuaciones
11 sobre terrenos adicionales a los necesarios para llevar a cabo las obras contempladas en
12 esta Convocatoria. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las
13 subestaciones existentes no se verán afectados o limitados para su utilización, por
14 infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria
15 Pública. Esto no implica que los espacios ocupados por las obras a construir en la presente
16 convocatoria se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el
17 propietario de la subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.

18 19 **5.1.4 Conexiones con equipos existentes**

20
21 El Inversionista adjudicatario deberá proveer los equipos necesarios para hacer
22 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de
23 comunicaciones, control y protección de los nuevos equipos, con la infraestructura existente
24 que pueda verse afectada por el desarrollo del Proyecto.

25
26 Cuando el Inversionista considere la necesidad de hacer modificaciones a la infraestructura
27 existente, deberá acordar estas modificaciones en el contrato de conexión con el
28 responsable y propietario de los activos relacionados y si es del caso, ponerlo en
29 consideración del Interventor. Estas obras estarán a cargo del Inversionista adjudicatario
30 para la presente Convocatoria.

31 32 **5.1.5 Servicios Auxiliares**

33
34 El Inversionista adjudicatario deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes
35 para la topología del SAEB y la bahía de conexión al barraje de 34.5 kV, cumpliendo con
36 lo señalado en el numeral 3.1 del presente Anexo. Para las obras de la presente
37 convocatoria, los servicios auxiliares deberán contar con alimentación independiente a los
38 actualmente instalados.

39 40 **5.1.6 Infraestructura y Módulo Común**

41
42 El Inversionista adjudicatario deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos
43 del módulo común como se describe a continuación:

44
45 El Inversionista adjudicatario debe prever el espacio necesario para edificios, equipos y
46 obras del desarrollo de las obras a 34,5 kV en la subestación, junto con los espacios de

1 acceso, vías internas, etc., según se requiera, considerando la disponibilidad de espacio en
2 los predios y las eventuales restricciones o condicionantes que establezca el ordenamiento
3 territorial en el área, igualmente estarán a cargo del Inversionista adjudicatario las vías de
4 acceso a predios de las Subestaciones y/o adecuaciones que sean necesarias.
5

6 El Inversionista adjudicatario deberá suministrar todos los elementos necesarios para la
7 infraestructura y módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias,
8 es decir las obras civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del
9 Anexo 1. La infraestructura y módulo común estarán conformados como mínimo por los
10 siguientes componentes:
11

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

35 En caso de no ser posible la instalación de la bahía de conexión del Sistema de
36 Almacenamiento de Energía Eléctrica con Baterías y/o demás equipos relacionados
37 (control, protección, servicios auxiliares) en la subestación requerida en la presente
38 convocatoria será responsabilidad del Inversionista definir las facilidades y las obligaciones
39 que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de
40 puesta a tierra.
41

42 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras
43 descritas en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su
44 análisis.
45

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

4
5 **NOTA:** El Inversionista seleccionado deberá prever y dejar disponible al Operador de Red
6 todas las facilidades para que pueda dar cumplimiento a sus responsabilidades, en lo
7 referente a conexiones de potencia, protecciones, comunicaciones y medidas, entre otras
8 posibles.

10 **5.2 Normas para Fabricación de los Equipos**

11
12 El Inversionista adjudicatario deberá suministrar equipos en conformidad con la última
13 edición de las Normas *International Electrotechnical Commission – IEC, International*
14 *Organization for Standardization – ISO, ANSI – American National Standards Institute,*
15 *International Telecommunications Union – ITU-T, Comité Internacional Spécial des*
16 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.*

18 **5.3 Condiciones Sísmicas de los equipos**

19
20 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico apto de acuerdo con la
21 publicación IEEE-693 (2018): “*Recommended Practice for Seismic Design of Substations*”,
22 o las publicaciones de las partes de requisitos sísmicos de la familia de estándares IEC
23 62271: “*High-voltage switchgear and controlgear*”, en sus versiones más recientes. El
24 Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo
25 en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar
26 las condiciones sísmicas del sitio de instalación. Si aplica para los suministros, el
27 Inversionista seleccionado deberá entregar copias al Interventor del certificado de la prueba
28 tipo para el mismo modelo y nivel de tensión, según la publicación IEC 60068-3-3:
29 “*Environmental testing - Part 3-3: Supporting documentation and guidance - Seismic test*
30 *methods for equipment*”.

32 **5.4 Procedimiento General del Diseño**

34 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 35
36 a) Inicialmente, el Inversionista adjudicatario preparará las Especificaciones Técnicas del
37 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

38
39 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones
40 para llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;
41 especificaciones y procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas
42 las fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales como: resultados
43 de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
44 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito,
45 tiempos de despeje de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas

1 unifilares generales; especificaciones técnicas detalladas de los equipos y materiales;
2 filosofía de control, medida y protección; previsiones para facilitar la evolución de la
3 Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
4 especificaciones de pruebas en fabrica; procedimientos de transporte, almacenamiento
5 y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los
6 procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de servicio de las
7 instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del Proyecto; los
8 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y
9 especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
10 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en
11 servicio, los procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de
12 operación y mantenimiento.

13
14 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de
15 tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para
16 lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

17
18 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben
19 estar incluidas en las especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará
20 un informe a la UPME en el que se detalle y se confirma la inclusión de todas y cada
21 una de las actividades mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad sin que
22 antes haya sido incluida la correspondiente característica en las Especificaciones
23 Técnicas del Proyecto.

- 24
25 **b)** Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien
26 hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las
27 aclaraciones y justificaciones por parte del Inversionista adjudicatario. Para lo anterior
28 se efectuarán reuniones conjuntas con el fin de lograr los acuerdos modificatorios que
29 deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
- 30
31 **c)** Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista
32 adjudicatario, este último emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del
33 Proyecto.
- 34
35 **d)** Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
36 documento de cumplimiento obligatorio.

37
38 En esta especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto
39 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de
40 pruebas.

41
42 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
43 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
44 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas
45 en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la operación y
46 mantenimiento.

1 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista
2 adjudicatario y entregada a la Interventoría para revisión.
3

4 **5.4.1 Los documentos de Ingeniería Básica**

5

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

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

20 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica para nivel
21 de tensión 34,5 kV así como del SAEB:
22

23 **5.4.1.1 Memorias de cálculo electromecánicas**

24

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

40 **5.4.1.2 Especificaciones equipos**

41

- 42 • Especificación técnica equipos de patio.
- 43 • Especificaciones técnicas sistema de puesta a tierra.
- 44 • Especificaciones técnicas sistema de apantallamiento.
- 45 • Especificación técnica dispositivos de protección contra sobretensiones.

- 1 • Especificación técnica gabinetes de control y protección.
- 2 • Especificación técnica equipos de medida, control, protección y comunicaciones.
- 3 • Especificación técnica de cables desnudos, para barrajes e interconexión de equipos.
- 4 • Especificación funcional del sistema de control.
- 5 • Lista de señales para sistema de control, de los equipos de la subestación.
- 6 • Especificación técnica de los servicios auxiliares AC / DC.
- 7 • Especificación técnica del sistema de alumbrado interior y exterior.
- 8 • Especificaciones técnicas para montaje electromecánico, pruebas individuales de
- 9 equipos, pruebas funcionales y puesta en servicio.

10

11 **5.4.1.3 Características técnicas de los equipos**

12

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

27

28 **5.4.1.4 Planos electromecánicos**

29

- 30 • Diagrama unifilar de la subestación
- 31 • Diagrama unifilar con características de equipos
- 32 • Diagrama unifilar de protecciones.
- 33 • Diagrama unifilar de medidas.
- 34 • Diagrama unifilar servicios auxiliares AC
- 35 • Diagrama unifilar servicios auxiliares DC.
- 36 • Arquitectura sistema de control de la subestación.
- 37 • Planimetría del sistema de apantallamiento
- 38 • Planimetría del sistema de puesta a tierra.
- 39 • Planos en planta de ubicación de equipos.
- 40 • Planos vista en cortes de equipos.
- 41 • Planos ubicación de equipos en sala de control.
- 42 • Elevación general de edificaciones y equipos.
- 43 • Planimetría del sistema de apantallamiento.
- 44 • Planos de ruta de bandejas porta-cables, cárcamos y tuberías.

- 1 • Planimetría general alumbrado y tomacorrientes, interior, exterior.
2

3 **5.4.1.5 Planos de obras civiles**
4

- 5 • Plano localización de la subestación.
6 • Plano disposición de bases de equipos.
7 • Planos cimentación del transformador de potencia.
8 • Plano cimentación de equipos y pórticos.
9 • Plano base cimentación del transformador de potencia.
10 • Plano de drenajes de la subestación.
11 • Plano de cárcamos y ductos para cables en patio.
12 • Plano de cárcamos y ductos para cables en sala de control.
13 • Planos casa de control.
14 • Plano disposición de bases para equipos en sala de control.
15 • Plano cerramiento de la subestación.
16 • Plano obras de adecuación.
17

18 **5.4.1.6 Estudios y trabajos de campo**
19

- 20 • Levantamiento topográfico del lote seleccionado.
21 • Estudio de suelos mediante apique o sondeos en el área del lote seleccionado.
22 • Identificación de los accesos y presentación de recomendaciones para el transporte
23 de equipos y materiales.
24 • Presentar informes de progreso y programas de trabajos mensuales.
25 • Análisis diseños típicos y definición parámetros.
26 • Análisis de resultados de suelos y diseños obras civiles.
27 • Elaboración informe de diseños y memorias de cálculo.
28

29 **5.4.2 Los documentos de la Ingeniería de Detalle**
30

31 Son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del Proyecto; permiten definir
32 y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye todas
33 las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se
34 fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de
35 Ingeniería Básica.
36

37 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista
38 adjudicatario al Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y
39 para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría
40 podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente, haciendo los
41 comentarios respectivos al Inversionista adjudicatario y a la UPME si es del caso.
42

43 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
44 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos

1 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
2 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista adjudicatario.

3
4 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
5 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
6 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista
7 adjudicatario y a la UPME si es del caso.

8
9 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
10 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista adjudicatario.

11
12 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

13 14 **5.4.2.1 Cálculos detallados de obras civiles**

- 15
- 16 • Criterios básicos de diseño de obras civiles.
- 17 • Dimensiones y pesos de equipos.
- 18 • Memorias de cálculo estructural para cimentación del transformador de potencia.
- 19 • Memorias de cálculo estructural para las cimentaciones de equipos de patio.
- 20 • Memorias de cálculo estructural para cimentación de la caseta de control.
- 21 • Memoria de cálculo muro de cerramiento.
- 22 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras soporte de equipos.
- 23 • Memorias de cálculo estructural para canaletas de cables eléctricos exteriores y
- 24 cárcamos interiores en caseta de control.
- 25 • Memoria de cálculo árboles de carga para estructuras de pórticos de líneas y barrajes.
- 26 • Memorias de cálculo para vías, parqueos y zonas de maniobra en pavimento rígido.
- 27 • Memoria de cálculo estructural para canaletas de cables exteriores e interiores en casa
- 28 de control.
- 29 • Memoria de cálculo para el sistema de drenaje de aguas lluvias.
- 30 • Memoria de cálculo sistema de acueducto.

31 32 **5.4.2.2 Planos de obras civiles**

- 33
- 34 • Planos para construcción de bases para equipos
- 35 • Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte
- 36 para equipos y pórticos.
- 37 • Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de potencia.
- 38 • Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 39 • Planos para construcción de acabados exteriores
- 40 • Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales
- 41 • Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de
- 42 tableros, equipos y canales interiores.
- 43 • Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- 44 • Planos para construcción de vías
- 45

1 **5.4.2.3 Diseño detallado electromecánico**

2
3 El Inversionista será responsable de la ejecución y elaboración del diseño eléctrico y
4 mecánico detallado necesario y por tanto deberá presentar para la revisión y verificación
5 de la Interventoría: memorias de cálculo, planos electromecánicos finales para
6 construcción, diagramas de cableado, diagramas esquemáticos de control, protecciones y
7 medidas, lista detalladas de materiales y toda la información necesaria aunque ella no esté
8 explícitamente citada en estas especificaciones y en un todo de acuerdo con lo establecido
9 en las Normas Nacionales e Internacionales, aplicables al diseño y montaje de éste tipo de
10 instalaciones.

11
12 El Inversionista deberá entregar a la Interventoría para su revisión y verificación la
13 información y planos según el Programa de Entrega de Documentación Técnica aprobado,
14 el cual deberá contener como mínimo la siguiente documentación:

15
16 **a. Sistema de puesta a tierra:**

- 17
18 • Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a equipos y
19 estructuras.
20 • Lista de materiales referenciados sobre planos.
21 • Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
22 • Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
23 • Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
24 • Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.

25
26 **b. Equipos principales:**

- 27
28 • Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones,
29 incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
30 • Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al nivel
31 rasante del patio.
32 • Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas de
33 anclaje.
34 • Diseño de las cimentaciones de los equipos de patio.
35 • Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control. Diseño
36 civil de los canales de cables.
37 • Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos para
38 cables entre los equipos y las bandejas.
39 • Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.

40
41 **c. Equipos de patio:**

- 42
43 • Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de sobretensión.
44 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras de
45 interconexión.

- 1 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
- 2 - Placas de características técnicas.
- 3 - Información técnica complementaria y catálogos.
- 4 - Manuales detallados para montaje de los equipos.
- 5 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
- 6 - Protocolo de pruebas en fábrica.
- 7 - Procedimiento para pruebas en sitio.

8
9
10

d. Para tableros:

- 11 • Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de AC y DC.
- 12 • Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de
- 13 control, señalización y protección.
- 14 • Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc., que
- 15 serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos
- 16 respectivos con indicación clara del equipo suministrado.
- 17 • Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- 18 • Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 19 • Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
- 20 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
 - 21 - Diagramas de principio y unifilares
 - 22 - Diagramas de circuito
 - 23 - Diagramas de localización exterior e interior.
 - 24 - Tablas de cableado interno y externo.
 - 25 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
 - 26 - Diagramas de principio
 - 27 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes diagramas
 - 28 de principio:
 - 29 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
 - 30 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
 - 31 ▪ Diagramas de medición de energía.
 - 32 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
 - 33 ▪ Diagramas de comunicaciones.
 - 34 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
 - 35 - Listado de cables y borneras.
 - 36 - Planos de Interfase con equipos existentes.
 - 37 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
 - 38 señalización y alarmas.

39
40

e. Reportes de Pruebas:

- 41 - Treinta (30) días calendario posterior a la fecha en la cual se efectuó la última
- 42 prueba, el Inversionista deberá suministrar a la Interventoría dos (2) copias que
- 43 contengan cada uno un juego completo de todos los reportes de pruebas de fábrica
- 44

1 por cada uno de los aparatos y equipos suministrados. Las instrucciones deberán
2 estar en idioma español.

4 **5.4.3 Estudios del Sistema**

5
6 El Inversionista adjudicatario deberá presentar al Interventor los estudios eléctricos que
7 permitan definir los parámetros útiles para el diseño básico y detallado; se destacan como
8 mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo en
9 lo que aplique:

- 10
11 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
12 meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos
13 y de resistividad.
- 14
15 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 16
17 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar
18 tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- 19
20 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 21
22 - Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensión y
23 distancias eléctricas.
- 24
25 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo
26 y a corto circuito.
- 27
28 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores
29 aislados.
- 30
31 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 32
33 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 34
35 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 36
37 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 38
39 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con
40 el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- 41
42 - Ajustes de relés de protecciones y registradores de fallas.

43
44 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar
45 como mínimo los siguientes aspectos:
46

- 1 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 2
- 3 - Origen de los datos de entrada.
- 4
- 5 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- 6
- 7
- 8 - Resultados.
- 9
- 10 - Bibliografía.

11 **5.4.4 Estudios requeridos asociados con el sistema SAEB**

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

- 14
- 15
- 16
- 17 • Estudios de estado estable en estado normal y en contingencia, pérdidas debidas a la
- 18 eficiencia ida y vuelta del sistema, cargabilidad.
- 19 • Estudios de flujo de carga armónico y de impedancia armónica para estado normal.
- 20 • Estudios de Cortocircuito
- 21 • Estudios de Estabilidad Transitoria
- 22 • Estudios de sobretensiones (atmosféricas, maniobra y temporales)
- 23 • Estudios para el dimensionamiento y especificación de los principales componentes del
- 24 SAEB.
- 25 • Estudios para determinar las principales características de los equipos y
- 26 parametrización y ajuste del sistema de control.
- 27 • Estudios para la especificación de los interruptores.
- 28 • Estudios de coordinación de protecciones.
- 29 • Estudios transitorios de entrada/salida, carga/descarga de los SAEB.
- 30 • Preparación de archivos de pruebas para puesta en servicio.
- 31 • Los demás estudios para la componente convencional, como transformadores de
- 32 potencia, celdas MT, bahía 34.5 kV, entre otros.
- 33 • El horizonte de dichos estudios será el mismo del periodo de pagos (el caso más
- 34 exigente), con año de entrada en operación, año final y un año intermedio.
- 35

36 **5.4.5 Distancias de Seguridad**

37 Las distancias de seguridad aplicables en la Subestación deben cumplir los lineamientos
38 establecidos en el RETIE, en su última revisión y/o actualización.

39 **5.5 Sistema de almacenadores de energía eléctrica**

40 El proyecto incluye la instalación de almacenadores de energía con baterías, con la
41 capacidad efectiva puesta en el SIN, estipulada en el numeral 2 del presente Anexo. Para
42
43
44
45

1 conseguir estas capacidades, se podrán instalar módulos, cuya suma deberá ser igual a la
2 capacidad total exigida. Cada uno de estos módulos deberá estar compuesto al menos por
3 los siguientes elementos:

- 4
- 5 - Elementos de almacenamiento de energía con baterías.
 - 6 - Control local y remoto del sistema completo
 - 7 - Interface de electrónica de potencia, cuya función será la de convertir la energía de
 - 8 corriente directa en energía de corriente alterna.
 - 9 - Equipos de protección para los circuitos de corriente alterna y de corriente directa
 - 10 - Transformador elevador, el cual eleva la tensión de corriente alterna de salida del
 - 11 inversor al nivel de tensión requerido para la conexión al sistema de potencia.
 - 12 - Instrumentos de medida.

13

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

16

Descripción	Requerimientos técnicos
Potencia nominal de salida al voltaje nominal	De acuerdo con lo señalado en el numeral 2 del presente Anexo 1
Energía nominal de salida al voltaje nominal	45 MWh EoL "End of Life"
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	> 85 %
Máximo desbalance de voltaje (ANSI C84-1)	3%
Máxima distorsión armónica	3%
Ciclos de vida útil	5500 ciclos durante el periodo de pagos, considerando solo una actuación diaria y al 95% DoD ² .
Requerimientos de potencia reactiva	Según acuerdo CNO 1354 de 2020
Protección agua y polvo	IP54
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 para estructura civil
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
Funciones Adicionales	
El Agente Adjudicatario, si así lo decidiese, podrá incluir funciones adicionales al SAEB. Sin embargo, se señala que su costo no deberá ser incluido en la oferta económica de la presente Convocatoria Pública. De igual manera, estas funciones adicionales no deberán condicionar o imposibilitar el cumplimiento de la necesidad objeto de la presente Convocatoria Pública.	

17

² DoD: Profundidad de Descarga (del Inglés Depth of Discharge)

1 La reglamentación vigente que aplica a los procesos de SAEB es la resolución CREG 098
2 de 2019. Para la presente Convocatoria, esta resolución es de total cumplimiento, al igual
3 que el Acuerdo CNO 1354 de 2020, principalmente para la función objeto de la presente
4 Convocatoria Pública.

5
6 Adicionalmente, los equipos deberán cumplir con la normatividad de calidad de la potencia
7 IEEE 519, IEC 61400-21, IEC 61000-15, IEC 61000-4-30 y lo estipulado en las resoluciones
8 CREG 025 de 1995, CREG 023 de 2001, CREG 024 de 2005 y CREG 016 de 2007 y
9 aquellas que las modifiquen o las sustituyan.

10
11 Sin perjuicio de lo expuesto en las demás partes de este anexo, se deberán tener en cuenta,
12 entre otros, los siguientes estándares para la conexión de los SAEB:

- 13
- 14 • UL 489: Molded-case circuit breakers, molded-case switches, and circuit-breaker
- 15 enclosures
- 16 • UL 1741: Inverters, converters, controllers and interconnection system equipment
- 17 for use with distributed energy resources
- 18 • UL 1973: Batteries for use in stationary applications
- 19 • UL 1974: Standard for Evaluation for Repurposing Batteries
- 20 • Las baterías deberán cumplir los estándares UL o su equivalente, de acuerdo con
- 21 la tecnología seleccionada por el Inversionista.
- 22

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

25
26 El Inversionista adjudicatario deberá validar las características técnicas de los
27 almacenadores de energía, mediante el estudio de conexión, considerando la funcionalidad
28 establecida para dichos equipos en la red.

29
30 El tipo / composición de las baterías deberá ser el apropiado para los SAEB conectados a
31 redes eléctricas de gran escala y permitir cumplir con todas las especificaciones
32 establecidas al menos durante el periodo de pagos. Los estándares mínimos por cumplir
33 son:

34 Racks, Módulos y Celdas de Baterías

- 35
- 36 • Las baterías deben ser producidas por un fabricante certificado con ISO 9001 o
- 37 equivalente.
- 38 • Las baterías deberán cumplir la normativa aplicable a la química y tecnología
- 39 seleccionada.
- 40 • UL 1973: *“Standard for Batteries for Use in Stationary, Vehicle Auxiliary Power and*
- 41 *Light Electric Rail (LER) Applications”*
- 42

43 Contenedor y/o edificación

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

1 SAEB

- 2 • UL 9540: “Standard for Energy Storage Systems and Equipment”
3 • NFPA 855: “Standard for the Installation of Stationary Energy Storage Systems”
4 • NSR-10: “Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente”
5

6 Inversor AC / Conversor DC

- 7 • UL 1741: “Standard for Inverters, Converters, Controllers and Interconnection
8 System Equipment for Use With Distributed Energy Resources”
9 • IEEE 1547 (Inverter Only): “Standard for Interconnecting Distributed Resources with
10 Electric Power Systems”.
11

12 **Módulo / Bandeja de la Batería:**

- 13
14 • El módulo de la batería deberá consistir en varias celdas de baterías conectadas en
15 serie/paralelo.
16 • El módulo del sistema de manejo de baterías (BMS) debe ser incluido en el proyecto
17 de SAEB, objeto de esta convocatoria.
18 • El módulo automático de balance debe ser suministrado en el proyecto de SAEB,
19 objeto de esta convocatoria.
20 • El módulo del sistema de enfriamiento debe ser suministrado en el proyecto de
21 SAEB, objeto de esta convocatoria.
22

23 **Rack de baterías:**

- 24
25 • Los módulos de las baterías deberán ser conectados en serie/paralelo con el rack
26 de baterías tal que el voltaje nominal DC sea adecuado para el voltaje DC del PCS.
27 • El Rack de BMS debe contener sistema de medida de corriente DC.
28 • Las conexiones eléctricas deberán estar en la parte frontal del rack para facilitar su
29 intervención en espacios reducidos.
30 • Es posible que varios racks estén conectados en paralelo para la capacidad total
31 requerida por Subestación en esta convocatoria.
32

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

- 35 • Protección de sobre-carga
36 • Protección de sobre-descarga
37 • Protección de sobre-temperatura
38 • Protección de sobre-corriente
39 • Detección de falla a tierra
40 • Detección de falla interna de la batería
41 • Balance de celda
42 • Protección del lado DC:
43 • Fusible de batería para cada celda de batería y módulo (preferiblemente)
44 • Contactor DC para cada rack de batería
45 • Sobre corriente de tierra

1 **Pruebas de rutina:** Los almacenadores de energía eléctrica deberán ser sometidos a las
2 pruebas de rutina establecidas en las publicaciones IEC o ANSI. Copia de los respectivos
3 protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
4

5 **Pruebas tipo:** El Inversionista debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipos
6 hechas sobre equipos similares a los que serán suministrados, de acuerdo con las
7 publicaciones IEC o ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer
8 las respectivas pruebas a su costa.
9

10 Las condiciones técnicas para la conexión de los SAEB al Sistema Interconectado Nacional
11 y las pruebas que deben cumplir estos equipos antes de su entrada en operación comercial
12 son las especificadas en el Acuerdo 1354 de 2020 del CNO.
13

14 **5.6 Conexión entre el SAEB y la infraestructura convencional de subestación**

15
16 Entre el SAEB y las celdas de MT se deberá instalar uno o varios transformadores
17 elevadores (step-up) BT/MT o MT que será suministrado con sus aditamentos y foso de
18 aceite por parte del Inversionista, para permitir la conexión entre el SAEB y la red
19 convencional de 34,5 kV. El Inversionista elegido suministrará y realizará la conexión
20 apropiado entre el SAEB y el transformador elevador BT/MT y las celdas de MT que
21 recibirán la potencia desde los Sistemas de Conversión Bidireccional - PCS. El grupo
22 vectorial del transformador será definido por el Agente Adjudicatario considerando
23 información de la red existente, los estudios necesarios y el debido acople con la red.
24

25 **5.7 Sistema de Conversión bidireccional (PCS)**

26
27 Los PCS sirven como puente entre el sistema de baterías DC y el sistema AC,
28 suministrando conversión bidireccional de DC a AC (descarga de las baterías) y AC a DC
29 (carga de las baterías). Los PCS pueden estar conformados de una o varias unidades en
30 paralelo. Los PCS deberá ser un convertidor bidireccional que puedan operar en modo
31 invertido para descarga de la batería y en modo rectificador para carga de batería.
32

33 Los PCS deberán tener un sistema de refrigeración necesario para garantizar el correcto
34 funcionamiento del equipo, dadas las condiciones del clima y la ubicación geográfica de la
35 convocatoria. En el caso que el sistema de refrigeración necesite filtros, para el reemplazo
36 de estos no se deberá utilizar herramientas especiales y su remplazo deberá efectuarse en
37 el menor tiempo posible, esto con el fin de no afectar la operación cuando el SAEB sea
38 requerido por el CND. Los PCS cuyo sistema de enfriamiento sea mediante HVAC deberán
39 contar con sistema de refrigeración redundante.
40

41 Los PCS deberán cumplir con los siguientes estándares:

- 42
- 43 • IEC 62109 o UL 1741: “Standard for Inverters, Converters, Controllers and
44 Interconnection System Equipment for Use with Distributed Energy Resources”,

- 1 • IEEE 1547, IEEE 519 (en lo que respecto a máximos límites de contaminación
- 2 armónica individual y total según Isc/Iload,
- 3 • IEC 61850-90-7: Communication networks and systems for power utility automation
- 4 - Part 90-7: Object models for power converters in distributed energy resources
- 5 (DER) systems.
- 6 • Los requerimientos de compatibilidad electromagnética (CEM) para PCS serán los
- 7 del estándar IEC 61000: Electromagnetic compatibility (EMC), o su norma
- 8 equivalente en IEEE.
- 9 • Los PCS deben ser producidas por un fabricante certificado con ISO 9001 en su
- 10 última versión o equivalente.

11
12 Los PCS tendrá como mínimo: un área terminal AC, un área terminal DC y un área de
13 control.

- 14
- 15 1. **Área terminal AC:** El área terminal AC accesible a los técnicos deberá incluir un
- 16 barrajes de terminales de conexión para conectarse a la fuente de energía del
- 17 Operador de Red por medio del transformador de BT/MT..
- 18 2. **Área terminal DC:** El área terminal DC accesible a los técnicos deberá incluir
- 19 terminales de conexión para los cables provenientes del banco de baterías.
- 20 3. **Área de control:** El área de control accesible a los técnicos deberá contener los
- 21 controles maestros y a los circuitos de control y protecciones asociados con el
- 22 soporte de la operación. Dentro del área de control deberá estar lo siguiente:
- 23 • Panel de control – El panel de control incluirá un conmutador (“switch”) de
- 24 tres (3) posiciones para seleccionar el modo de control de la unidad de
- 25 potencia (habilitado, deshabilitado, y fuera de servicio)
- 26 • Tablero de control maestro – El tablero de control maestro debe contener las
- 27 funciones de proceso principal y de control del convertidor.
- 28 • Suplencia de potencia – La suplencia de potencia debe proveer los controles
- 29 de potencia DC necesarios para el sistema de controles.
- 30

31 **Protección eléctrica de los PCS:** El PCS deberá estar protegido contra sobrecarga
32 térmica, sobre corriente y sobre voltaje. Un esquema de monitoreo de aislamiento de
33 detección de fallas a tierra debe ser suministrado. Las funciones de protección deberán ser
34 suministradas y programadas para responder a las necesidades que exija el OR y XM, en
35 cumplimiento del Acuerdo 1354 de 2020 del CNO Por el cual se aprueban las condiciones
36 técnicas a exigir para la conexión de los Sistemas de Almacenamiento de Energía a través
37 de Baterías - SAEB al SIN y las pruebas que deben cumplir antes de su entrada en
38 operación comercial.

39
40 Un sistema de alta resistencia de tierra tipo punto neutro (lado DC) con alarmas de falla a
41 tierra debe ser suministrado.

5.8 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.

Funciones mínimas del Módulo/Bandeja del BMS

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

Funciones mínimas del rack BMS:

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

Funciones mínimas del sistema BMS

- **Medición y supervisión:** Voltaje del sistema de baterías, Corriente del sistema de baterías, Voltaje de los racks de baterías, Corriente de los racks de baterías, Temperatura de los racks de baterías (una o varias localizaciones en el rack de la batería), SOC (batería) de cada rack y del sistema de baterías, o DOD, SOH de la batería (*State of Health*) de cada rack.
- **Protección para la seguridad:** El sistema BMS deberá proteger al sistema de la batería de: Bajo y sobre voltaje, Sobre corriente, Corriente de corto circuito y Baja y sobre temperatura.
- **Funciones preferentes del sistema BMS:** Controlar el voltaje de los racks individualmente y de manera conjunta e integral.

- 1 • **Datos de comunicación:** Todos los ítems de medida y estado deberán ser
2 provistos por el sistema de supervisión y control del sistema del PCS bajo el
3 protocolo estándar, usados para comunicaciones con el Centro de Control del OR y
4 de XM, con mando desde XM.
5

6 **5.9 Alojamiento de equipos**

7

8 El PCS, el control, el sistema de almacenamiento de energía, los sensores de corriente del
9 SAEB, el sistema de refrigeración y los sistemas de comunicaciones deberán ser
10 modularizados y conectados de tal manera que sea posible el reemplazo en campo de cada
11 módulo. Se espera que la mayoría del mantenimiento sea llevado a cabo mientras se
12 mantiene el servicio u operación. La instalación o infraestructura donde se alojará el SAEB
13 deberá ser a prueba de agua, con los respectivos controles de humedad, de temperatura,
14 también cumpliendo la normativa vigente de sismicidad aplicable, y demás que se requieran
15 para garantizar la operación del SAEB, como mínimo, durante el periodo de pagos.
16

17 **5.10 Seguridad de las instalaciones**

18

19 El inversionista deberá considerar y tomar todas las previsiones, como el sistema de
20 detección y extinción de incendios, agente de extinción, protección contra impactos, entre
21 otros, así como el cumplimiento de los siguientes estándares en seguridad de las
22 instalaciones, sin limitarse a ellas:
23

- 24 • NFPA 791: Recommended practice and procedures for unlabeled electrical
25 equipment evaluation
26 • UL 9540 (proposed): Outline for investigation for safety for ESSs and equipment
27 • UL 3001 (proposed): Safety for distributed energy generation and storage systems
28 • ASME TES(c)-1 (proposed): Safety standard for molten salt thermal energy storage
29 systems
30

31 **5.11 Equipos de Potencia**

32

33 **5.11.1 Interruptores**

34

35 Los interruptores de potencia a 34,5 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
36 edición de las siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
37 suministrar:
38

- 39 • IEC 62271-103:2011: “High-voltage switchgear and controlgear” - Parte 103:
40 “Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV”
41 • IEC 62271-1:2017: “High-voltage switchgear and controlgear” - Part 1: “Common
42 specifications for alternating current switchgear and controlgear”.
43 • IEC 60376:2018: “Specification of technical grade sulphur hexafluoride (SF6) and
44 complementary gases to be used in its mixtures for use in electrical equipment”

- 1 • IEC 62271-101:2012+AMD1:2017 CSV: "Consolidated version High-voltage
- 2 switchgear and controlgear - Part 101: Synthetic testing".
- 3 • IEC 62155:2003: "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass
- 4 insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1 000 V".
- 5 • IEEE Std 693-2018 "Recommended Practice for Seismic Design of Substations".

6
7
8 Los interruptores automáticos deberán ser tripolares y podrán ser del tipo extinción de arco
9 en SF₆ o en vacío.

10
11 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado
12 de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o su equivalente en ANSI, el mecanismo
13 de operación será tipo resorte. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido
14 o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser
15 totalmente independientes.

16
17 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
18 establecidas en la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en ANSI. Copia de los
19 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
20 Interventoría.

21
22 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una
23 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores iguales o similares a los
24 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o su equivalente en
25 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas
26 pruebas a su costa.

27 28 **5.11.2 Descargadores de Sobretensión**

29
30 Los descargadores de sobretensión a 34,5 kV, deben cumplir las prescripciones de la última
31 edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a
32 suministrar

- 33
34 • IEC 60099-4:2014: "Surge arresters - Part 4: Metal-oxide surge arresters without
- 35 gaps for a.c. systems".
- 36 • IEC 60099-6:2019: "Surge arresters" - Part 6: "Surge arresters containing both series
- 37 and parallel gapped structures - System voltage of 52 kV and less".
- 38 • IEC 60099-9:2014: "Surge arresters" - Part 9: "Metal-oxide surge arresters without
- 39 gaps for HVDC converter stations".
- 40 • IEC 62039:2007: "Selection guide for polymeric materials for outdoor use under HV
- 41 stress".

42
43 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
44 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en ANSI. Copia de los

1 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
2 Interventoría.

3
4 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una
5 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores iguales o similares a los
6 incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o su equivalente en
7 ANSI. Si el Inversionista adjudicatario no dispone de estos documentos deberá hacer las
8 respectivas pruebas a su costa.

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

12 13 **5.11.3 Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra**

14
15 Los seccionadores y seccionadores de Puesta a Tierra a 34,5 kV, deben cumplir las
16 prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según
17 se aplique al tipo de equipo a suministrar:

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

24
25
26 Los seccionadores deberán ser de accionamiento tripolar y deberán poseer mecanismos
27 de operación manual y motorizado, dispuestos en gabinetes de acero galvanizado o
28 aluminio, con grado de protección IP54. El mecanismo de operación deberá ser
29 suministrado con contactos auxiliares, eléctricamente independientes y deberá contar con
30 un sistema de condena que evite la operación eléctrica y mecánica.

31
32 El control del mecanismo de operación debe realizarse para poder ser operado local o
33 remotamente y el modo de operación se debe realizar mediante un selector de tres
34 posiciones: LOCAL-DESCONECTADO-REMOTO. La operación local se realizará mediante
35 dos pulsadores: CIERRE y APERTURA. El mecanismo de operación debe tener claramente
36 identificadas las posiciones de cerrado (I) y abierto (O).

37
38 Para los seccionadores con cuchilla de puesta a tierra, se deberá suministrar un
39 enclavamiento eléctrico y mecánico que no permita cerrar el seccionador mientras la
40 cuchilla de puesta a tierra esté cerrada.

41
42 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
43 establecidas en la publicación IEC 62271-102 o su equivalente en ANSI. Copia de los
44 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la
45 Interventoría.

46

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

6
7 **Pruebas en Sitio:** se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
8 condiciones de estado y funcionamiento de los seccionadores.

9 10 **5.11.4 Transformadores de Tensión**

11
12 Los Transformadores de Tensión, deben cumplir las prescripciones de la última edición de
13 las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a
14 suministrar:

- 15
- 16 • IEC 61869-3: “Instrument transformers - Part 3: Additional requirements for inductive
- 17 voltage transformers”
- 18 • IEC 61869-5, “Instrument transformers - Part 5: Additional requirements for capacitor
- 19 voltage transformers”.
- 20

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

27
28 **Pruebas de rutina:** Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
29 rutina establecidos, según aplique, en la publicación IEC 61869-3, sección 7.2, o IEC 60358
30 Sección 7.2 o su equivalente en ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba
31 deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

32
33 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
34 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
35 tensión iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
36 según aplique, en la publicación IEC 61869-3, sección 7.3, o IEC 60358 Sección 7.3, o sus
37 equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no dispone de estos documentos
38 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

39
40 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
41 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de tensión.

42 43 **5.11.5 Transformadores de Corriente**

44

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

- 4
- 5 • IEC 61869-1: “Instrument transformers - Part 1: General requirements”
- 6 • IEC 61869-2: “Instrument transformers - Part 2: Additional requirements for current
7 transformers”
- 8

9 Los transformadores de corriente deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente
10 en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
11 CREG 025 de 1995 y la Resolución CREG 035 de 2014, en sus últimas revisiones.

12
13 **Pruebas de rutina:** Los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
14 de rutina establecidos en la publicación IEC 61869-2 sección 7.1 o su equivalente en ANSI,
15 Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines
16 pertinentes de la Interventoría.

17
18 **Pruebas tipo:** En caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista seleccionado debe
19 entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de
20 corriente iguales o similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación
21 IEC 61869-2 sección 7.2, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista seleccionado no
22 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa..

23
24 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
25 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de corriente.

26 27 **5.11.6 Equipo GIS o Híbrido**

28
29 En caso que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
30 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe
31 cumplirse la siguiente normatividad:

32
33 Los equipos componentes de la celda compacta, híbrida o GIS, deberán cumplir con las
34 características técnicas garantizadas que les aplique de los equipos individuales tal como
35 lo indicado en estas especificaciones.

- 36
- 37 • IEC6189- Instrument transformer
- 38 • IEC60071-Insulation Coordination
- 39 • IEC62271-High voltage switchgear and controlgear.
- 40 • IEC60137-Insulated bushings above 1000V.
- 41 • IEC60270-Partial discharge measurement.
- 42 • IEC60376-Specification and acceptance of new SF6.
- 43 • IEC 60480-Guide for checking SF6.
- 44 • IEC62271-1-Common clauses or HV switchgear and controlgears standards.
- 45 • IEC60815-1/2-Guide for selection of insulators in respect of pulled conditions.

- IEC 62271-209-Cable connections of gas insulated metal-enclosed switchgears.
- IEC62271-303-Use and handling SF6 in HV switchgears and controlgears.
- IEC61639-Direct connection between GIS and power transformer.

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

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

5.11.7 Sistema de puesta a tierra

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

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

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

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

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

5.11.8 Apantallamiento de la Subestación

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

El diseño del sistema de apantallamiento deberá considerar elementos captadores de descargas atmosféricas como cables de guarda y puntas captadoras, de material apropiado para las condiciones ambientales existentes en el sitio, particularmente del nivel cerámico, y deberá ser verificado según el método electro-geométrico referido en las normas IEC

1 62305-2 o NTC 4552. Todos los cables de guarda serán aterrizados mediante conductores
2 bajantes de cobre que se conectarán con la malla de puesta a tierra mediante soldadura
3 exotérmica. Se deberá garantizar la continuidad de la conexión entre el sistema de
4 apantallamiento y el sistema de puesta a tierra de la subestación.
5

6 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección
7 contra descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras, conductores bajantes y
8 varillas de puesta a tierra. En general, los materiales e instalación del sistema de
9 apantallamiento deberán cumplir con los requerimientos del RETIE (artículo 16°), la Norma
10 IEEE Std. 998, la Norma NTC-4552-1-2-3 y la Norma IEC-62305-2, en su última versión.
11

12 **5.12 Equipos de Control y Protección**

13
14 Se debe tener en cuenta que el SAEB operará en las condiciones requeridas al momento
15 de carga y descarga, operaciones que se ejecutarán de forma automática o remota desde
16 el CND.
17

18 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de
19 control y protección:
20

21 **5.12.1 Sistemas de Protección**

22
23 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
24 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and*
25 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
26 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
27 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la
28 transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las
29 respectivas normas equivalentes ANSI.
30

31 El esquema de protección de los módulos que conforman los almacenadores de baterías
32 deberá ser suministrado con cada uno de ellos. Para el nivel de 34, 5 kV deberá proveerse
33 un sistema de protección que consistirá en dos relés de protección principal
34 multifuncionales, que deberán tener como mínimo y sin limitarse a ellas, funciones de
35 sobrecorriente de fases de tiempo inverso y tiempo definido, sobrecorriente de tierra de
36 tiempo inverso y tiempo definido, falla interruptor y sobretensión. También deberán
37 considerarse las funciones de sincronismo para cierre manual. El Inversionista adjudicatario
38 podrá proponer el esquema de protección que considere necesario para las nuevas
39 instalaciones, conservando las funciones indicadas anteriormente. También deberá
40 contarse con la función de registro de fallas. Las protecciones únicamente deben dar orden
41 de disparo tripolar.
42

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

1 En caso de existir protección diferencial de barras en alguna de las subestaciones
2 existentes, la nueva bahía de conexión de los almacenadores de energía, deberá acoplarse
3 a la misma.

4
5 La función de falla interruptor deberá estar incluida en las protecciones de la bahía de
6 conexión de los almacenadores de energía y podrá habilitarse en un relé independiente o
7 en los relés destinados a las funciones de protección principales. Dicha función deberá
8 tener arranques por disparos externos por fase y arranques de sobrecorriente también por
9 fase. En esta función deberán habilitarse dos etapas: la etapa 1 o redisparo, que actúa en
10 caso de presentarse una falla en la apertura del interruptor al recibir disparo por las
11 funciones de protección en un tiempo determinado dando señal de disparo nuevamente al
12 interruptor no operado y la etapa 2 o respaldo, que actúa en caso de que la etapa 1 no
13 tenga éxito, dando orden de disparo a todos los interruptores asociados a la subestación
14 de conexión de los almacenadores de energía, en un tiempo que deberá ser menor al
15 tiempo crítico de despeje de falla de la subestación de conexión.

16
17 La función de sobretensión deberá poseer al menos dos etapas que deberán operar con
18 tiempo definido. Los temporizadores de cada etapa deberán actuar de forma separada.
19 Deben tener elementos de detección fase-tierra y elementos de actuación trifásicos y
20 monofásicos para supervisión de tensiones fase-fase y fase-tierra. Para los ajustes de las
21 funciones de sobretensión, deberá consultarse al CND y/o al Operador de Red sobre los
22 esquemas de protección sistémicos que se encuentren implementados en el área influencia
23 del proyecto.

24
25 La función de verificación de sincronismo puede implementarse en un relé independiente o
26 en aquellos destinados a las funciones principales de protección. Deberá autorizar el cierre
27 manual del interruptor cuando las condiciones seleccionadas para diferencia de tensión,
28 fase y frecuencia obtenidas durante un tiempo ajustable, cumplan con las condiciones
29 predeterminadas. La verificación de sincronismo debe realizarse de manera permanente.
30 El relé debe poseer procesamiento independiente para el cálculo de las diferencias de
31 tensión, fase y frecuencia y permitir la selección de los modos de operación Barra viva -
32 línea muerta, Barra muerta – línea viva y Barra viva – línea viva, con verificación de
33 sincronismo. Las entradas de voltaje deberán permitir la selección de tensiones fase-tierra
34 y/o fase-fase.

35
36 Otras funciones de protección relacionadas con directamente con los equipos
37 almacenadores de energía, podrán ser implementadas por el Inversionista, según las
38 necesidades detectadas durante el desarrollo de la ingeniería del proyecto.

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

1 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda
2 de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.
3

4 Los bloques de prueba para el sistema de protección deberán poseer puntos con contacto
5 auxiliar para señalización, según lo estime la ingeniería secundaria del proyecto y permitir
6 probar las protecciones sin necesidad de intervenir borneras o cables en el interior del
7 gabinete, para lograr facilidad, velocidad, seguridad y la prevención de errores en el
8 mantenimiento.
9

10 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las
11 protecciones según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus
12 modificaciones.
13

14 El sistema de protecciones deberá contar con un sistema de gestión integrado por las
15 protecciones relacionadas con las nuevas instalaciones, así como los registradores de
16 fallas, el cual deberá incluir el suministro de un computador de gestión de protecciones y
17 registradores de fallas.
18

19 El software asociado a los registradores de falla debe permitir el registro de eventos con
20 señales, tiempo de ocurrencia y secuencia. Los registros oscilográficos deberán mostrar
21 en una ventana del evento las formas de onda con sus magnitudes, ángulos, y señales
22 digitales, para con esto realizar el análisis del evento. El software deberá permitir manipular
23 las señales, ampliar la ventana de visualización, mover cursores para ver diferencias de
24 tiempo y /o magnitud.
25

26 Las funciones que se deben poder ejecutar por medio del sistema de gestión son las
27 siguientes:

- 28 • Lectura de los parámetros de los relés de protección y registradores de fallas.
- 29 • Configuración de los relés de protección y registradores de fallas.
- 30 • Adquisición de eventos de los relés de protección.
- 31 • Adquisición, almacenamiento y gestión de registros de fallas.
- 32 • Análisis de registros de fallas.
- 33 • Configuración de la red, adición y eliminación de elementos que componen el
34 sistema.
- 35 • Parametrización de los relés de protección y registradores de fallas.
- 36 • Diagnósticos de la red y de los relés de protección y los registradores de fallas.
- 37 • Acceso remoto desde un centro de gestión central.
38

39 **5.12.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestaciones**

40

41 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y
42 equipos que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
43

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	<p>Corresponde a los sistemas remotos de información.</p> <hr/> <p>Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.</p>	<p>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.</p> <hr/> <p>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.</p>
2	<p>Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.</p> <hr/> <p>El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.</p> <hr/> <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>	<p>Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.</p>
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</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> <hr/> <p>Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.</p>

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	<p>campo asociados al controlador respectivo.</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 Código de Medida y sus anexos.</p>

1
2 El Inversionista deberá demostrar el cumplimiento de las características enumeradas
3 anteriormente, considerando las características del sistema de control que posee cada uno
4 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

7 **5.12.2.1 Características Generales**

8
9 Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con la norma IEC o
10 equivalente.
11

12 El Inversionista adjudicatario garantizará que la arquitectura del Sistema de Automatización
13 permita la ampliación a medida que se expandan las instalaciones del proyecto y que sin
14 cambios fundamentales en su arquitectura, permita cambios en la funcionalidad, hardware
15 y software; también garantizará que el Sistema inter-opere (capacidad de intercambiar y
16 compartir recursos de información) con IEDs de diversos fabricantes, razón por la cual
17 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Inversionista adjudicatario garantizará igualmente,

1 que el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta y modular a las necesidades de
2 protecciones, automatismos, control y monitoreo de las nuevas instalaciones. Copia de toda
3 la información relacionada con la arquitectura del Sistema de Automatización y con el
4 Sistema de Control, deberá ser entregada por el Inversionista adjudicatario al Interventor
5 para la verificación de cumplimiento.
6

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

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

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

35 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
36 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación
37 y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control,
38 visualización o de mantenimiento). El Inversionista adjudicatario es responsable por utilizar
39 los protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de
40 implementación y coordinación de información a intercambiar con el CND son
41 responsabilidad del Inversionista adjudicatario.
42

43 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
44 Subestación:
45

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

8
9 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el
10 correcto envío de información hacia centros de control externos, Centro Nacional de
11 Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este
12 aspecto, el Inversionista adjudicatario será el único responsable de suministrar y hacer
13 operativos los protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación con
14 el CND.

15 16 **5.12.3 Medidores multifuncionales**

17
18 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
19 medida, para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente,
20 potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor
21 de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir
22 con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 038 de 2014, el cual
23 modificó el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.

24 25 **5.12.4 Controlador de Bahía**

26
27 El controlador de bahía es el encargado de recibir, procesar e intercambiar información con
28 otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Deben ser compatibles
29 con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de alta tensión.
30 El Inversionista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

31
32 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
33 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
34 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
35 requerimientos de la bahía que controlan. El controlador de bahía debe contar con un
36 diagrama mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 37
38 • Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del
- 39 proceso.
- 40 • Despliegue de alarmas.
- 41 • Despliegue de eventos.
- 42 • Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 43 • Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 44 • Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
- 45 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.

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

5.12.5 Controlador de los Servicios Auxiliares

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

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

- Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- Despliegue de alarmas.
- Despliegue de eventos.
- 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.

5.12.6 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.

5.12.7 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.

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

5.12.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

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

5.12.8.1 Controlador de la Subestación

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

Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés de protección, los registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de ingeniería de la Subestación, la cual debe permitir acceso local y remoto para interrogación, configuración y descarga de información de los relés, de los registradores de

1 fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos, accesorios,
2 programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de
3 protecciones y registradores de fallas para la Subestación.

5.12.8.2 Registradores de Fallas

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

5.12.8.3 Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación

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

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

- 25 • Adquisición de datos y asignación de comandos.
- 26 • Auto-verificación y auto-diagnóstico.
- 27 • Comunicación con el CND.
- 28 • Comunicación con la red de área local.
- 29 • Facilidades de mantenimiento.
- 30 • Facilidades para entrenamiento.
- 31 • Función de bloqueo.
- 32 • Función de supervisión.
- 33 • Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
- 34 • Guía de operación.
- 35 • Manejo de alarmas.
- 36 • Manejo de curvas de tendencias.
- 37 • Manejo de mensajes y consignas de operación.
- 38 • Marcación de eventos y alarmas.
- 39 • Operación de los equipos.
- 40 • Programación, parametrización y actualización.
- 41 • Reportes de operación.
- 42 • Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la
43 Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 44 • Secuencia de eventos.
- 45 • Secuencias automáticas.

- Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- Supervisión de la red de área local.

5.12.9 Requisitos de Telecomunicaciones

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

5.13 Obras Civiles

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

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

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

5.14 Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento

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

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

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

6 ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

6.1 Pruebas y Puesta en Servicio

8
9 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo
10 tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio
11 y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG
12 vigente, los requisitos del Centro Nacional de Despacho CND y los acuerdos del Consejo
13 Nacional de Operación C.N.O, en particular el 1354 de 2020 o aquel que lo modifique o
14 sustituya.

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

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

- 28 • Verificación de la característica de activación del SAEB por operación para alivio de
- 29 restricciones.
- 30 • Verificación de la característica de las rampas operativas de los SAEB conectados al
- 31 SIN (Restricciones eléctricas).
- 32 • Verificación de la carga/descarga del SAEB.
- 33 • Verificación de recepción de consignas tipo local y remoto asociadas al control de
- 34 tensión de los SAEB.
- 35 • Verificación de la curva de carga de los SAEB.
- 36 • Verificación de recepción de consignas de potencia activa de forma local.
- 37 • Verificación de recepción de consignas de potencia activa de forma remota.
- 38

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

43

1 **6.2 Información mínima Requerida por CND y Operador de Red para la Puesta en**
2 **Servicio**

3
4 La información requerida deberá dar cumplimiento a lo dispuesto en el Acuerdo 1354 de
5 2020 del CNO para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente, entre ella:

- 6
- 7 • Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
- 8 • Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 9 • Diagrama Unifilar.
- 10 • Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
- 11 Proyecto.
- 12 • Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 13 • Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 14 • Cronograma de pruebas.
- 15 • Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
- 16 información definitiva.
- 17 • Protocolo de energización.
- 18 • Inscripción como agente y de las fronteras necesarias ante el ASIC, de acuerdo con lo
- 19 señalado en la resolución CREG 098 de 2019, el código de medida y las demás
- 20 normativas pertinentes.
- 21 • Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 22 punto de conexión.
- 23 • Carta de declaración en operación comercial.
- 24 • Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 25 actualizados por el CND.
- 26
- 27

28 **7 ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

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

32
33 De conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 098 de 2019, el Inversionista
34 adjudicatario será el responsable por el mantenimiento y la disponibilidad del SAEB para
35 que opere en las condiciones requeridas al momento de carga y descarga, operaciones que
36 se ejecutarán de forma automática o remota desde el CND con el propósito de mitigar
37 inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía
38 en el Sistema de Transmisión Regional, STR y teniendo en cuenta el objetivo de minimizar
39 el costo de operación del sistema. También será responsable de cumplir con las exigencias
40 de calidad establecidas en la regulación vigente.

41
42 Es obligación del Inversionista mantener disponibles y en correcta operación los sistemas
43 de medición y los sistemas de comunicación para la operación automática o remota desde
44 el CND.

45

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

4 5 **8 DISPOSICIÓN FINAL**

6
7 El Inversionista de la presente convocatoria pública deberá contar con un plan que contenga
8 todos los aspectos relacionados con la disposición final de los SAEB objeto de la presente
9 convocatoria pública, el cual se deberá ajustar a los estándares internacionales sobre la
10 materia y a las exigencias de la licencia ambiental y los demás permisos asociados. Dicho
11 plan debe ser sometido a revisión de la Interventoría al menos dos (2) meses antes de la
12 puesta en servicio de las obras objeto de la presente convocatoria pública.

13 14 **9 INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

15
16 Información específica referente a la presente Convocatoria Pública, como costos de
17 conexión, datos técnicos y planos, etc, serán suministrados por la UPME en formato digital
18 en lo posible a través de su página WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los
19 Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
20 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico.

21 22 **10 FIGURAS**

23
24 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

25
26 Figura 1 - Diagrama Unifilar Subestación Silencio 34.5 kV.

27
28