



**Unidad de Planeación
Minero Energética**

REPÚBLICA DE COLOMBIA

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
(MME)**

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO-ENERGÉTICA
(UPME)**

**CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DE 2024
(UPME 03 – 2024)**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE COMPENSADORES SÍNCRONOS Y SISTEMAS ASOCIADOS
EN LAS SUBESTACIONES SANTA MARTA Y MAICAO**

DOCUMENTOS DE SELECCIÓN DEL INVERSIONISTA

- **ANEXO NO. 1**

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

Bogotá D. C., febrero de 2025



Unidad de Planeación Minero Energética

TABLA DE CONTENIDO

1
2

3 Contenido

4	• ANEXO NO. 1.....	1
5	1. CONSIDERACIONES GENERALES.....	5
6	1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES.....	5
7	1.2 DEFINICIONES.....	6
8	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....	6
9	2.1 NORMAS TÉCNICAS APLICADAS Y/O ESTÁNDARES.....	6
10	2.2 ALCANCE DEL PROYECTO.....	10
11	2.3 SUBESTACIONES QUE HACEN PARTE DE LA ZONA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO.....	11
12	2.3.1 <i>Subestaciones Santa Marta y Maicao</i>	11
13	2.3.2 <i>Notas Vinculantes</i>	12
14	2.4 DESCRIPCIÓN DE OBRAS EN LAS SUBESTACIONES.....	13
15	2.4.1 <i>Descripción de Obras en las Subestación Santa Marta</i>	13
16	2.4.2 <i>Descripción de Obras en las Subestación Maicao</i>	14
17	2.5 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO.....	15
18	2.5.1 <i>En subestación Santa Marta 110 kV</i>	15
19	2.5.2 <i>En subestación Maicao 110 kV</i>	15
20	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	16
21	3.1. PARÁMETROS DEL SISTEMA.....	16
22	3.2. CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS.....	17
23	3.3. CONDICIONES DEL SITIO.....	17
24	3.4. NIVEL DE CORTO CIRCUITO.....	17
25	3.5. EQUIPOS Y MATERIALES.....	17
26	3.6. EFECTO CORONA, RADIO-INTERFERENCIA Y RUIDO AUDIBLE.....	18
27	3.7. LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN.....	18
28	3.8. PRUEBAS EN FÁBRICA (FAT).....	18
29	3.9. MODELOS DINÁMICOS RMS Y EMT.....	19
30	3.10. SISTEMAS DE MEDICIÓN FASORIAL.....	19
31	3.11. SUPERVISIÓN Y CONTROL.....	20
32	3.12. SOPORTABILIDAD EN FRECUENCIA Y ROCOF.....	21
33	3.13. SOPORTABILIDAD ANTE PERTURBACIONES DE TENSIÓN.....	21
34	3.14. PROTECCIONES Y SERVICIOS AUXILIARES.....	22
35	3.15. ESTUDIO ELÉCTRICOS.....	22
36	4. CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA UN	
37	COMPENSADOR SÍNCRONO Y SISTEMAS ASOCIADOS.....	23
38	4.1. CARACTERÍSTICAS NOMINALES DE DISEÑO DE LA MÁQUINA SÍNCRONA.....	25
39	4.1.1. <i>Equipamiento de Potencia</i>	25
40	4.1.2. <i>Estudios requeridos asociados con el sistema SC</i>	26
41	4.2. REQUISITOS DE SOBRECORRIENTE.....	27
42	4.2.1 <i>Corriente en el estator</i>	27
43	4.2.2 <i>Corriente en el rotor</i>	27
44	4.2.3 <i>Corrientes desbalanceadas</i>	27
45	4.3. DISEÑO MECÁNICO.....	28



Unidad de Planeación Minero Energética

1	4.3.1	Estator	28
2	4.3.2	Rotor	28
3	4.3.3	Rodamientos	29
4	4.3.4	Sistema de lubricación con aceite	29
5	4.4.	SISTEMA DE EXCITACIÓN	30
6	4.4.1	Requisitos generales de diseño	30
7	4.4.2	Excitador estático (Static Excitation Equipment)	31
8	4.4.3	Estabilizador de sistemas de potencia (PSS)	33
9	4.4.4	Excitador Brushless (Rotating Excitation System)	33
10	4.5.	SISTEMA DE ARRANQUE	34
11	4.5.1	Convertidor de frecuencia de arranque estático (SFC)	34
12	4.5.2	Pony motor (VSD - Variable Speed Drive)	35
13	4.6.	SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	37
14	4.7.	VOLANTE DE INERCIA (FLYWHEEL)	37
15	4.8.	DUCTO BARRA AISLADO (IPB)	38
16	4.9.	INTERRUPTOR GCB	39
17	4.10.	TRANSFORMADOR ELEVADOR	39
18	1.	40	
19	4.11.	PÉRDIDAS (CONSUMO DEL PROYECTO)	40
20	4.12.	SISTEMA CONTROL Y PROTECCIÓN	40
21	2.	40	
22	4.12.1	Estación de control	40
23	4.12.2	Panel de control del SC	43
24	4.12.3	Concepto de control general	44
25	4.12.4	Protecciones	45
26	4.13.	EQUIPOS AUXILIARES	49
27	4.13.1	Transformadores Auxiliares	49
28	4.13.2	Otros equipos auxiliares	50
29	4.14.	SINCRONIZACIÓN	50
30	4.15.	SHORT CIRCUIT RATIO (SCR)	50
31	4.16.	REACTANCIAS DE EJE DIRECTO	51
32	4.17.	RUIDO AUDIBLE	51
33	5.	ESPECIFICACIONES PARA SUBESTACIONES	51
34	5.1.	GENERAL	51
35	5.2.	CONEXIÓN ENTRE EL SC Y LA INFRAESTRUCTURA DE LA SUBESTACIÓN	52
36	5.3.	PREDIO DE LAS SUBESTACIONES	52
37	5.3.1.	Subestación Santa Marta 110 kV	52
38	5.3.2.	Subestación Maicao 110 kV	53
39	5.3.3.	Espacios de Reserva	54
40	5.3.4.	Conexiones con equipos existentes	54
41	5.3.5.	Servicios Auxiliares	55
42	5.3.6.	Infraestructura y Módulo Común	55
43	5.4.	EQUIPOS DE POTENCIA	56
44	5.4.1.	Interruptores	56
45	5.4.2.	Descargadores de Sobretensión	57
46	5.4.3.	Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra	58
47	5.4.4.	Transformadores de Tensión	58
48	5.4.5.	Transformadores de Corriente	59



Unidad de Planeación Minero Energética

1	5.4.6.	Equipo GIS o Híbrido	60
2	5.4.7.	Sistema de puesta a tierra	60
3	5.4.8.	Apantallamiento de la Subestación y del sistema SC.....	61
4	5.5.	EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN	62
5	5.5.1.	Sistemas de Protección	62
6	5.5.2.	Sistema de Automatización y Control de las Subestaciones	63
7	5.5.3.	Medidores multifuncionales.....	67
8	5.5.4.	Controlador de Bahía	67
9	5.5.5.	Controlador de los Servicios Auxiliares	67
10	5.5.6.	Switches	68
11	5.5.7.	Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	68
12	5.5.8.	Equipos y Sistemas de Nivel 2	69
13	5.5.9.	Requisitos de Telecomunicaciones.....	70
14	5.6.	OBRAS CIVILES.....	70
15	5.7.	MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO	71
16	5.8.	CONDICIONES SÍSMICAS DE LOS EQUIPOS	71
17	3.	71	
18	6.	PROCEDIMIENTOS GENERALES DEL DISEÑO	71
19	6.1.	LOS DOCUMENTOS DE INGENIERÍA BÁSICA.....	73
20	6.1.1.	Memorias de cálculo electromecánicas	73
21	6.1.2.	Especificaciones equipos.....	74
22	6.1.3.	Características técnicas de los equipos.....	74
23	6.1.4.	Planos electromecánicos.....	74
24	6.1.5.	Planos de obras civiles	75
25	6.1.6.	Estudios y trabajos de campo	75
26	6.2.	LOS DOCUMENTOS DE LA INGENIERÍA DE DETALLE.....	75
27	6.2.1.	Cálculos detallados de obras civiles	76
28	6.2.2.	Planos de obras civiles	76
29	6.2.3.	Diseño detallado electromecánico.....	77
30	6.2.4.	Estudios Generales del Sistema SC.....	79
31	6.2.5.	Estudios eléctricos del Sistema SC.....	80
32	6.2.6.	Distancias de Seguridad.....	80
33	7.	ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO	80
34	7.1.	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	80
35	8.	INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO	81
36	9.	INFORMACIÓN ESPECÍFICA	81
37	10.	DIAGRAMAS.....	81
38			
39			



Unidad de Planeación Minero Energética

ANEXO NO. 1 – ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista – DSI de la Convocatoria Pública UPME 03 - 2024.

Toda mención efectuada en este documento a “Condiciones Generales”, “Anexo”, “Formulario”, “Formato”, “Literal”, y “Numeral”, se deberá entender efectuada a las Condiciones Generales, Anexos, Formularios, Formatos, Literales y Numerales de este documento, respectivamente, 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 DSI, 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 DSI, 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, los acuerdos del CNO cuando apliquen 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 última versión (Resolución 40117 del 2 de abril de 2024). En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. Los criterios de ingeniería y normas específicas adoptados para el Proyecto deberán cumplir, en todo caso, con lo establecido en los DSI, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el MME. Adicionalmente, se deberá considerar las condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos en la regulación.

1.1 Requisitos Técnicos Esenciales

De acuerdo con la legislación colombiana y en particular, con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta Convocatoria, 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 Libro 3, Título 2 del RETIE de la fecha anotada.

Como requisito general de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con los acuerdos del CNO, con normas técnicas nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del MME, se establece que, de producirse una revisión o una actualización de cualquiera de los



Unidad de Planeación Minero Energética

1 documentos mencionados, antes del inicio de los diseños según Cronograma presentado por
2 el Transmisor y aprobado por la UPME, la última de estas revisiones o actualizaciones, en cada
3 uno de los aspectos requeridos, primará sobre cualquier versión anterior de los citados
4 documentos.

6 1.2 Definiciones

7
8 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido en el
9 Numeral 1.1 de las Condiciones Generales de los DSI.

10
11 Igualmente, para efectos de esta convocatoria y este documento que lo integra, se utilizarán,
12 además, las siguientes abreviaciones:

- 13
- 14 ● **AVR:** Automatic Voltage Regulator.
- 15 ● **AC:** Corriente Alterna (en inglés Alternating Current).
- 16 ● **CNO:** Consejo Nacional de Operaciones.
- 17 ● **FAT:** Factory Acceptance Tests (Pruebas de Aceptación en Fábrica).
- 18 ● **GCB:** Generator circuit breaker.
- 19 ● **SC:** Condensador Síncrono o Compensador Síncrono, que incluye la máquina síncrona
20 más todo el equipamiento secundario y auxiliar, tal como sistema de arranque, excitación,
21 refrigeración, transformador elevador, entre otros.
- 22 ● **SCR:** Relación entre la corriente de campo requerida para generar voltaje nominal en un
23 circuito abierto y la corriente de campo requerida para hacer circular la corriente nominal
24 del inducido en un cortocircuito.
- 25 ● **SCADA:** Supervision, Control and Data Acquisition (Supervisión de Control y Adquisición
26 de Datos).
- 27 ● **SIN:** Sistema Interconectado Nacional.
- 28 ● **STN:** Sistema de transmisión nacional.
- 29 ● **STR:** Sistema de Transmisión Regional.
- 30 ● **VSD:** Variable Speed Drive.

31 32 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

33
34 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, instalación,
35 pruebas, puesta en servicio, operación y mantenimiento de Sistemas de Compensadores
36 Síncronos (SC) en las subestaciones Santa Marta 110 kV y Maicao 110 kV:

37 38 2.1 Normas Técnicas Aplicadas y/o Estándares

39
40 El Proyecto para diseñar y ejecutar deberá estar de acuerdo con los parámetros de diseño y
41 desempeño definidos en este Anexo y en todas las normas aplicables, en particular el RETIE,
42 Anexos Técnicos, y normativas internacionales aplicables para el Proyecto.

43
44 El orden de precedencia de aplicación será en primer lugar el RETIE, Resoluciones CREG,
45 Acuerdos del CNO y sus Anexos. En los casos donde no exista una norma o estándar nacional,
46 aplicarán las normas, estándares y referencias internacionales especificadas de forma explícita



Unidad de Planeación Minero Energética

1 en el presente Anexo. Finalmente, en los casos donde no exista una normativa nacional
2 aplicable al Proyecto y no se especifique una norma, estándar o referencia internacional en
3 particular, aplicarán las normas y estándares IEC, IEEE y CIGRE.

4
5 A menos que se especifique lo contrario, los estándares y normativa aplicables deberán
6 corresponder a la versión más reciente y vigente a la fecha de publicación de la convocatoria
7 definitiva.

8
9 A continuación, se presenta un listado no exhaustivo de estándares internacionales aplicables
10 al Proyecto que deberán ser considerados por el inversionista seleccionado:

11 **Normas Técnicas**

- 12 ● RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas
- 13 ● Norma NTC 2050

14 **Estándares Generales**

- 15 ● IEC-60060: High Voltage Test Techniques
- 16 ● IEC-60156: Method for the Determination of the Electric Strength of Insulating Liquids
- 17 ● IEC-60865: Short Circuit Currents
- 18 ● IEEE 605-2008: IEEE Guide for Bus Design in Air Insulated Substations

19 **Diseño general de un generador sincrónico**

- 20 ● IEC-60034: Rotating electrical machines - ALL PARTS.
- 21 ● IEEE-C50.13: IEEE Standard for Cylindrical-Rotor 50 Hz and 60 Hz Synchronous
22 Generators Rated 10 MVA and Above.
- 23 ● IEEE-115: IEEE Guide for Test Procedures for Synchronous Machines Including
24 Acceptance and Performance Testing and Parameter Determination for Dynamic
25 Analysis.
- 26 ● IEEE-1031: IEEE Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var
27 Compensators.
- 28 ● IEC-60870-5-104: Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission
29 protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles.
- 30 ● IEC-61850: International standard defining communication protocols for intelligent
31 electronic devices at electrical substations.
- 32 ● IEC 60085:2007: Electrical insulation - Thermal evaluation and designation

33 **Coordinación de Aislamiento y Diseño de aislación**

- 34 ● IEC-60071-1: Insulation co-ordination - Part 1: Definitions, principles, and rules.
- 35 ● IEC-60071-2: Insulation co-ordination - Part 2: Application guidelines.
- 36 ● CIGRE TB 63: Guide to procedures for estimating the lightning performance of
37 transmission lines.
- 38 ● IEC-60099-5: Selection and application recommendations.
- 39 ● IEC-60815-1: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in
40 polluted conditions - Part 1: Definitions, information, and general principles.
- 41 ● IEC-60815-2: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in
42 polluted conditions - Part 2: Ceramic and glass insulators for a.c. systems.



Unidad de Planeación Minero Energética



1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46

Transformadores

- IEC-60076-1 to 5: Power Transformers
- IEC- 60076-6: Power Transformers – Part 6: Reactors
- IEC 60214-2: Tap Changers: Application Guidelines
- IEC-60076-10: Power Transformers – Part 10: Determination of Sound Levels
- IEC-60076-11: Dry Type Transformers

Equipamiento secundario y auxiliar

- IEC-60870-5-104: Telecontrol equipment and systems – Part 5-104: Transmission protocols – Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles.
- IEC-61850-1 to 10: Communication networks and systems for power utility automation.
- IEEE-421-1: IEEE Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines.
- IEEE-421-5: IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies
- IEC-60529: Degrees of protection provided by enclosures.
- IEC-60364: Low-voltage electrical installations.
- IEC-60269: Low-voltage fuses.
- IEEE C37.90.1: IEEE Standard Surge Withstand Capability (SWC) Tests for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus.
- IEC 60255-26: Measuring relays and protection equipment - Part 26: Electromagnetic compatibility requirements.

Interruptor para compensador sincrónico

- IEC/IEEE 62271-37-013: High-voltage switchgear and control gear - Part 37-013: Alternating current generator circuit-breakers.

Pararrayos

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

Interruptores

- IEC-62271-1: High-Voltage Switchgear and Control gear Part1: Common Specifications
- IEC-62271-102: High Voltage Alternating Current Disconnectors and Earthing Switches
- IEEE C37.04-2018: IEEE Standard for Ratings and Requirements for AC High-Voltage Circuit Breakers with Rated Maximum Voltage Above 1000 V

Ciberseguridad

- IEC-27001: Information security management
- IEC-27002: Information Technology - Security Techniques – Code of practice for information controls
- NERC-CIP: North American Electric Reliability Corporation – Critical Infrastructure Protection

Diseño y consideraciones sísmicas

- IEEE-693-2018: IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations
- ETG-1020: Requisitos de diseño sísmico para equipo eléctrico.

Recuerde: Si este documento se encuentra impreso no se garantiza su vigencia, por lo tanto, se considera **"Copia No Controlada"**. La versión vigente se encuentra publicada en el Sistema de Gestión Único Estratégico de Mejoramiento - SIGUEME.



Unidad de Planeación Minero Energética

- NSR-10 Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente.
- Documento técnico, Guía para Desarrollo de Verificación Sísmica de Equipos en Colombia.
- AIS-180-13 Recomendaciones para requisitos sísmicos de estructuras diferentes de edificaciones.

Guías y referencias Técnicas

- CIGRE TB 885 Guide on the Assessment, Specification and Design of Synchronous Condenser for Power System with Predominance of Low or Zero Inertia Generators.

Consultoría UPME SC

- Consultoría Compensadores Síncronos para el SIN Parte I, II y III. Autor: Power & Energy.

Datos Climatológicos¹

- Datos climatológicos proporcionados por el IDEAM (Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia), donde se encuentran mediciones de temperaturas mínimas y máximas, vientos máximos y humedad relativa, de los diferentes municipios y/o ciudades donde se van a instalar los Compensadores Síncronos.

Otras Normas

- ISO 9001 Quality management system
- DIN VDE1000 General principles for the safety design of technical products
- DIN VDE 0100 Erection of power installation with rated voltages up to 1000V
- DIN VDE 0101 Erection of power installation with rated voltage exceeding 1kV
- DIN VDE 0103 Rating of power installation to mechanical and thermal short-circuit strength.
- DIN VDE 0105 Requirements for the operation of electrical systems.
- DIN VDE 0108 Tower installation and operation in communal facilities
- DIN VDE 0140 protection against electrical shocking
- DIN VDE 0141 Earthing systems for special power installations with nominal voltages above 1kV
- DIN EN 62305 Lightning protection
- ANSI A117.1 Accessible and Usable Buildings and Facilities
- API 670 Machinery Protection Systems
- API 614 Lubrication, Shaft Sealing and Control-Oil
- ASME B31.3 Requirements for pressure piping
- ASME Section IX Welding & Brazing Qualifications
- IBC 2009 International Building Code
- ACI 301 Specifications for Structural Concrete
- ACI 302 Guide for Concrete Floor and Slab Construction

¹ El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes.



Unidad de Planeación Minero Energética

- ACI 318 Building Code Requirements for Structural Concrete

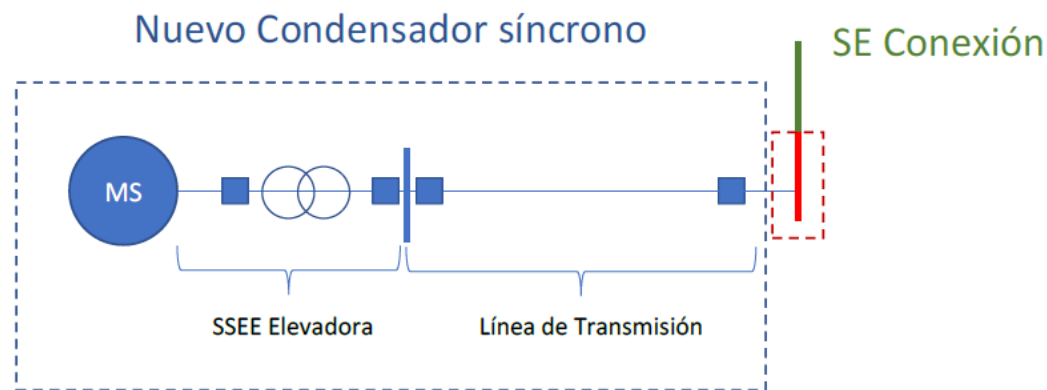
2.2 Alcance del Proyecto

El Inversionista, deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en las bases de la presente convocatoria.

El Inversionista será responsable de ejecutar el Proyecto completamente integrado y operativo, incluida la interconexión a las instalaciones existentes. Esto significa que el Inversionista será totalmente responsable de la ingeniería de detalle, los estudios de diseño y sistémicos necesarios, la fabricación y suministro de todos los equipos e instalaciones, la ejecución de las obras civiles, mecánicas y eléctricas, la conexión a las subestaciones existentes, las pruebas, puesta en servicio, entrada en Operación, Periodo de Garantía, Operación y Mantenimiento de las instalaciones. Además, el Inversionista será responsable de la adquisición de los terrenos o derechos de uso de suelo, las aprobaciones regulatorias aplicables y los requisitos de permisos para la correcta ejecución del Proyecto.

Para efectos de esclarecer el alcance del Proyecto a continuación se muestra un esquema de la solución, a través de la instalación de un nuevo compensador síncrono.

Figura 1. Esquema Proyecto – Nuevo Compensador Síncrono.



Fuente: Licitación pública internacional para la adjudicación de la construcción y operación del servicio complementario de control de tensión por aportes de potencia de corto circuito- Chile

Cada elemento mostrado en la Figura 1 representa una parte del Proyecto total, en azul los componentes asociados al proyecto de un nuevo compensador síncrono, en verde las instalaciones existentes y en rojo la solución de conexión del proyecto al sistema eléctrico. Cada parte del proyecto mencionado se conforma por equipos primarios, secundarios y auxiliares que deben ser definidos por el inversionista elegido. Se dará mayor detalle de la solución de conexión en el capítulo 4 del presente Anexo.

El nuevo compensador síncrono debe comprender la máquina síncrona, así como todo el equipamiento secundario y auxiliar que habilite su operación, tal como sistema de arranque,



Unidad de Planeación Minero Energética

1 sistema refrigeración, interruptor, transformador elevador, entre otros, cuyo detalle se presenta
2 en el capítulo 4 del presente Anexo.

3
4 Adicionalmente, la ingeniería de detalle debe contener la solución de conexión al STR y/o STN
5 donde se conecte el nuevo condensador.

7 **2.3 Subestaciones que hacen parte de la zona de influencia del proyecto**

8
9 Los Sistemas de Compensadores Síncronos se instalarán y operarán en cada una de las
10 siguientes subestaciones:

11 **2.3.1 Subestaciones Santa Marta y Maicao**

- 12 1) Unidades de sistemas de Compensadores Síncronos con una capacidad nominal
13 mínima de 50 MVAR que se conecta a la subestación Santa Marta 110 kV, junto con
14 todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte
15 y/o protección, control, medición y todo lo necesario para esta conexión (Tener en
16 consideración las notas c), d) y e) del numeral 2.3.2. del presente anexo).
- 17 2) Unidades de sistemas de Compensadores Síncronos con una capacidad nominal
18 mínima de 50 MVAR que se conecta a la subestación Maicao 110 kV, junto con todos
19 los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas, civiles, eléctricas, corte y/o
20 protección, control, medición y todo lo necesario para esta conexión (Tener en
21 consideración las notas c), d) y e) del numeral 2.3.2. del presente anexo).
- 22 3) Extensión de barraje (en caso de ser necesario) a 110 kV de las subestaciones
23 existentes Santa Marta 110 kV y Maicao 110 kV, para la instalación de las nuevas bahías
24 referidas en el ítem 1 y 2, con el fin de conectar las salidas de los Compensadores
25 Síncronos, junto con todos los elementos, equipos, obras y adecuaciones mecánicas,
26 civiles, eléctricas, corte y/o protección, control, medición y todo lo necesario para esta
27 conexión. Ampliación y/o construcción de la caseta para los equipos de control,
28 protección y comunicación con el Centro de Control del CND.
- 29 4) Instalación tableros de control, protección y medida para la bahía de conexión de los
30 Compensadores Síncronos en las subestaciones existentes.
- 31 5) Instalación de los servicios auxiliares necesarios para la alimentación de las cargas
32 tanto en corriente directa como alterna de los equipos relacionados con las nuevas
33 instalaciones de los Compensadores Síncronos. Para la operación de los equipos de la
34 bahía de conexión de los compensadores síncronos de energía a la subestación
35 existente, así como de sus equipos de control y protección, el inversionista deberá
36 establecer la disponibilidad de alimentación de servicios auxiliares tanto en AC como en
37 DC.
- 38 6) Todos los elementos y adecuaciones eléctricas, civiles, físicas, mecánicas, etc,
39 necesarias para cumplir con el objeto de la presente Convocatoria durante la
40
41
42
43
44
45
46



Unidad de Planeación Minero Energética

1 construcción, operación y mantenimiento de las obras, garantizando siempre su
2 compatibilidad con la infraestructura existente. Estas acciones incluyen sistemas de
3 control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, etc., sin limitarse a
4 estos.

6 2.3.2 Notas Vinculantes

8 Las siguientes notas tienen carácter vinculante frente al alcance de la presente Convocatoria
9 Pública UPME 03 – 2024.

- 10
- 11 a) Los diagramas unifilares de las subestaciones Santa Marta 110 kV y Maicao 110 kV
12 hacen parte del Anexo 1. El Inversionista seleccionado, buscando una disposición con
13 alto nivel de confiabilidad, podrá modificar la disposición de las bahías en los diagramas
14 unifilares previa revisión y concepto del Interventor, y aprobación por parte de la UPME.
15 Si la propuesta de modificación presentada involucra o afecta a terceros como otros
16 usuarios o al propietario de la subestación (existente o ampliación), deberán
17 establecerse acuerdos previos a la solicitud.
- 18
- 19 b) El Inversionista seleccionado es quien se conectará a la infraestructura existente.
20 Corresponde al Inversionista seleccionado, objeto de la presente Convocatoria, llegar a
21 acuerdos con los OR y/o agentes responsables de la infraestructura; para definir la
22 ubicación y/o disposición física de los equipos en la subestación. En cualquier caso, se
23 deberá garantizar un alto nivel de confiabilidad.
- 24
- 25 c) El Inversionista seleccionado deberá identificar y especificar todos los elementos
26 necesarios para garantizar el correcto funcionamiento y operación de los equipos a
27 instalar, ya sean de potencia, control, medición, protecciones, etc., tanto en condiciones
28 normales, como en contingencias o fallas. Esto incluye también los equipos o elementos
29 para la conexión, operación que requiera el Compensadores Síncrono – SC como por
30 ejemplo el sistema de gestión de energía, transformadores, la bahía de línea y de
31 transformador para recibir la energía y potencia desde / hacia los compensadores
32 síncronos, entre otros.
- 33
- 34 d) Los Sistemas de Compensadores Síncronos – SC, operarán de forma continua
35 sincronizados a la red y siguiendo las instrucciones operativas del CND, excepto bajo
36 condiciones de indisponibilidad o mantenimiento.
- 37
- 38 e) Los Sistemas de Compensadores Síncronos – SC, deberán contar con sus
39 correspondientes equipos de conexión, corte y protección y los sistemas de medición
40 requeridos. Estos sistemas deberán contar con capacidad de control local y remoto.
- 41
- 42 f) Todos los equipos o elementos a instalar en la presente Convocatoria Pública UPME,
43 deberán ser completamente nuevos, de última tecnología, fabricados bajo normas
44 internacionales, y contar con sello de fabricación y certificado de producto RETIE, según
45 aplique. Se exceptúa los componentes asociados al compensador síncronos siempre y
46 cuando no lo considere el RETIE.



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1
2 g) En caso que los Sistemas de Compensadores Síncronos – SC, no puedan ser
3 instalados al interior de las subestaciones Santa Marta 110 kV y Maicao 110 kV, el
4 Inversionista seleccionado, resultante de la presente Convocatoria Pública, deberá
5 hacerse cargo de la extensión del barraje en la subestación existente (de ser necesario),
6 para la conexión de la nueva bahía y de transformador correspondiente al SC, así como
7 la construcción de la conexión eléctrica entre la salida de los nuevos equipos y el barraje
8 de la subestación existente, junto con los equipos de protección y adecuaciones físicas
9 y eléctricas necesarias. Toda la infraestructura utilizada para ampliar el barraje, deberá
10 tener una capacidad de corriente, y demás características técnicas, igual o superior al
11 barraje existente donde se conecta y no inferior a la capacidad de interrupción máxima
12 de las bahías o interruptores existen o nuevos que se integren como parte de esta
13 convocatoria.
14
15 h) La Potencia suministrada y el nivel de tensión especificados corresponderán a los
16 medidos en el punto de conexión del barraje al cual se conecte en cada una de las
17 subestaciones objeto de la presente Convocatoria.
18
19 i) La UPME pondrá a disposición de los Interesados la información técnica, costos de
20 conexión y demás información remitida por los propietarios de la infraestructura
21 existente. La información específica que no se publique en la página WEB, puede ser
22 solicitada en oficinas de la UPME en los términos señalados en el numeral 9 del
23 presente Anexo 1, sin detrimento a lo anterior, el inversionista podrá consultar a los
24 propietarios de la infraestructura de manera directa. La información suministrada por la
25 UPME no representa ninguna limitante y deberá ser evaluada por el Inversionista para
26 su interés, en concordancia con los numerales 5.5., Estudios Propios del Proponente, y
27 5.6., Responsabilidad, de los DSI de la presente Convocatoria.
28

2.4 Descripción de obras en las subestaciones

2.4.1 Descripción de Obras en las Subestación Santa Marta

30
31
32 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de ser
33 necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas
34 en los capítulos 3 y 4. Los equipos podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera
35 letra del nombre en inglés “Gas Insulated Substations” Subestaciones aisladas en gas SF6) o
36 una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
37 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.
38

39
40 La bahía de línea y de transformador a 110 kV a instalarse, deberán tener la misma
41 configuración de la existente subestación Santa Marta 110 kV, la cual es en anillo con siete (7)
42 salidas. El propietario de la existente subestación Santa Marta de 110 kV es TRANSELCA.
43

44 Los equipos o elementos a instalar en la subestación deberán ser completamente nuevos y de
45 última tecnología.
46



Unidad de Planeación Minero Energética

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

6
7 El inversionista seleccionado deberá acordar con TRANSELCA, las condiciones de acceso y
8 uso del terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá quedar plasmado
9 en el Contrato de Conexión.

10
11 El diagrama unifilar de la subestación Santa Marta 110 kV se muestra en el capítulo 10 del
12 presente anexo. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el
13 responsable de la subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de
14 la infraestructura y en cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto nivel de
15 confiabilidad. De cualquier forma, los acuerdos a que lleguen no podrán limitar el acceso y uso
16 de otras áreas que a futuro puedan utilizarse para expansiones.

17 **2.4.2 Descripción de Obras en las Subestación Maicao**

18
19 El Inversionista seleccionado deberá hacerse cargo de la adquisición del lote (en caso de ser
20 necesario), del diseño, la construcción, la operación y el mantenimiento de las obras descritas
21 en los capítulos 3 y 4. Los equipos podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera
22 letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o
23 una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad
24 técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

25
26 La bahía de línea y de transformador a 110 kV a instalarse, deberán tener la misma
27 configuración de la existente subestación Maicao 110 kV, la cual es en configuración barra
28 sencilla. El propietario de la existente subestación Maicao 110 kV es AIR-E.

29
30 Los equipos o elementos a instalar en la subestación deberán ser completamente nuevos y de
31 última tecnología.

32
33 También estarán a cargo del Inversionista, los demás elementos necesarios para la
34 construcción, operación y mantenimiento de las obras, como por ejemplo sistemas de control,
35 protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada, sin limitarse a estos, y debe
36 garantizar su compatibilidad con la infraestructura existente. En general, el Inversionista se
37 debe hacer cargo de las adecuaciones necesarias para cumplir con el alcance del proyecto.

38
39 El inversionista seleccionado deberá acordar con AIR-E, las condiciones de acceso y uso del
40 terreno para el desarrollo de la presente Convocatoria, lo cual deberá quedar plasmado en el
41 Contrato de Conexión.

42
43 El diagrama unifilar de la subestación Maicao 110 kV se muestra en el capítulo 10 del presente
44 anexo. El Inversionista seleccionado en coordinación con el propietario o el responsable de la
45 subestación, deberá llegar a los acuerdos necesarios para la disposición de la infraestructura y
46



Unidad de Planeación Minero Energética

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

4 5 **2.5 Puntos de Conexión del Proyecto**

6
7 El Inversionista seleccionado, además de adquirir el predio y/o los espacios para la construcción
8 de la nueva infraestructura para las obras de la presente convocatoria, independiente de la
9 modalidad (compra o arrendamiento, etc), deberá tener en cuenta lo definido en el Código de
10 Conexión (Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones), la Resolución CREG 098 de
11 2019 y las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de conexión, para los cuales
12 se debe establecer un contrato de conexión con el responsable y/o propietario de los activos
13 relacionados.

14 15 **2.5.1 En subestación Santa Marta 110 kV**

16
17 El propietario de la subestación Santa Marta 110 kV es TRANSELCA S.A. E.S.P. Esta
18 subestación a nivel de 110 kV tiene una configuración Barra Doble.

19
20 El punto de conexión del proyecto de la presente Convocatoria UPME 03 - 2024 en la
21 subestación Santa Marta, es en el barraje de 110 kV.

22
23 En el contrato de Conexión celebrado entre el Inversionista resultante de la presente
24 Convocatoria Pública UPME 03 - 2024 y TRANSELCA S.A. E.S.P., deberán incluir lo
25 relacionado con las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la
26 infraestructura a instalar, del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones,
27 las adecuaciones físicas necesarias, enlace al sistema de supervisión y control con el CND, el
28 Operador de Red y sistema de comunicaciones de la subestación, suministro de servicios
29 auxiliares de AC y DC, y demás acuerdos.

30
31 El contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses
32 siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales
33 Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones
34 básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en
35 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del
36 plazo de firma del contrato de conexión.

37 38 **2.5.2 En subestación Maicao 110 kV**

39
40 El propietario de la subestación Maicao 110 kV es AIR-E S.A. E.S.P. Esta subestación a nivel
41 de 110 kV tiene una configuración Barra Sencilla.

42
43 El punto de conexión del proyecto de la presente Convocatoria UPME 03 - 2024 en la
44 subestación Maicao, es en el barraje de 110 KV.

45



Unidad de Planeación Minero Energética

1 En el contrato de Conexión celebrado entre el Inversionista resultante de la presente
2 Convocatoria Pública UPME 03 - 2024 y AIR-E S.A. E.S.P., deberán incluir lo relacionado con
3 las condiciones para acceder al uso del terreno para la ubicación de la infraestructura a instalar,
4 del espacio para la ubicación de los tableros de control y protecciones, las adecuaciones físicas
5 necesarias, enlace al sistema de supervisión y control con el CND, el Operador de Red y
6 sistema de comunicaciones de la subestación, suministro de servicios auxiliares de AC y DC, y
7 demás acuerdos.

8
9 El contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses
10 siguientes a la expedición de la Resolución CREG que oficialice los Ingresos Anuales
11 Esperados del Inversionista de la presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones
12 básicas, lo cual deberá ser puesto en conocimiento del Interventor. No obstante, las partes en
13 caso de requerirse, podrán solicitar a la UPME, con la debida justificación, la modificación del
14 plazo de firma del contrato de conexión.

17 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

18
19 El Interventor informará de manera independiente a la UPME el cumplimiento de las
20 especificaciones técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y
21 procedimientos aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha de
22 realización de los diseños o de realización de la obra según el caso, sin detrimento del
23 cumplimiento de la regulación y las normas técnicas de obligatorio cumplimiento, asegurando
24 en cualquier caso que los requisitos y calidades técnicas se mantengan, para lo cual deberá
25 previamente comunicarlo y soportarlo al Interventor.

26
27 Las especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de las
28 subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

30 3.1. Parámetros del Sistema

31
32 Todos los equipos e instalaciones a ser suministrados por el Inversionista, para los
33 Compensadores Síncronos (SC), deberán ser nuevos y de última tecnología, cumplir con las
34 siguientes características técnicas del STN y/o STR, las cuales serán verificadas por la
35 Interventoría para la UPME.

37 Generales 110 kV:

38 Tensión nominal de conexión a la red	110 kV
39 Frecuencia asignada	60 Hz
40 Puesta a tierra	Sólida
41 Número de fases	3
42 Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
43 Servicios Auxiliares DC	125V
44 Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido

46 Subestaciones 110 kV:



Unidad de Planeación Minero Energética

1	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
2	Servicios Auxiliares DC	125 V.
3	Tipo de la Subestación	Convencional o GIS o un híbrido
4	Bahía de conexión:	Convencional o GIS o un híbrido.

5

6

3.2. Capacidad de los equipos

7

8

Los CS deben tener la capacidad de operar de forma continua de acuerdo en el punto de conexión de acuerdo con la siguiente tabla:

9

10

Voltaje en el punto de conexión [p.u.]	0.9 p.u.	0.95 p.u.	1 p.u.	1.05 p.u.	1.1 p.u.
Capacidad Capacitiva [MVar]	>50 MVars				
Capacidad Inductiva [MVar]					>25 MVar

11

12

3.3. Condiciones del sitio

13

14

Las condiciones climáticas se pueden consultar en la información anexa a esta convocatoria, de las ciudades de Santa Marta y Maicao (Subestaciones de Santa Marta y Maicao, respectivamente), donde se instalarán estos equipos.

15

16

17

18

3.4. Nivel de Corto Circuito

19

20

El Inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, de tal manera que se garantice que el nivel de corto utilizado en los diseños y selección de los equipos y demás elementos será el adecuado durante la vida útil de estos, no obstante, la capacidad de cortocircuito asignada a los equipos y elementos asociados que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no deberá ser inferior al valor nominal que actualmente se tiene asignado en las subestaciones existentes (Mínimo 40 kA). La duración asignada al cortocircuito no podrá ser inferior a los tiempos máximos provistos para interrupción de las fallas y los indicados en las normas IEC o equivalentes aplicables. Copia del estudio deberá ser entregada al Interventor para su conocimiento y análisis. El inversionista debe considerar un tamaño del disyuntor de tal manera que, soporte un corriente de corto circuito de 40 kA.

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

3.5. Equipos y Materiales

32

33

Todos los equipos y materiales incorporados en la Convocatoria deben ser nuevos y de la mejor calidad, de última tecnología y fabricados bajo normas internacionales y sello de fabricación, libres de defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se evite la acumulación de agua. Todos los materiales usados para el Proyecto deberán contar con certificado de producto según lo estipulado en el RETIE. El Inversionista deberá presentar para fines pertinentes al Interventor, los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes

34

35

36

37

38

39



Unidad de Planeación Minero Energética

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

3.6. Efecto Corona, Radio-interferencia y ruido audible

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

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

3.7. Licencias, Permisos y Contrato de Conexión

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

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

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

3.8. Pruebas en Fábrica (FAT)

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

6 7 **3.9. Modelos dinámicos RMS y EMT**

8
9 Para el caso de los equipos objeto de esta convocatoria, el Inversionista deberá entregar a la
10 UPME y el CND a través de interventor, 6 meses después de la asignación de la presente
11 convocatoria, los modelos preliminares de las instalaciones a integrar al sistema y sus controles
12 asociados para los estudios de simulación RMS y EMT. Lo anterior, en las herramientas
13 utilizadas por el CND. Estos modelos deben ser desarrollados con el fabricante, e incluir los
14 requisitos técnicos definidos en la presente convocatoria para el control de tensión, potencia
15 reactiva y aquellos a que hubiera lugar como parte del cumplimiento de las resoluciones CREG
16 y los acuerdos del CNO. El modelo deberá permitir el ajuste de los parámetros que definen en
17 las funcionalidades de control de voltaje y potencia reactiva. Así mismo, el modelo deberá incluir
18 las funciones de protección asociadas a los componentes eléctricos y electrónicos de los
19 equipos a instalar y permitir simulaciones balanceadas y desbalanceadas acorde con el
20 comportamiento real del equipo. Los modelos deberán cumplir los lineamientos establecidos
21 por el CND y publicados en su página WEB. El modelo entregado hará parte de la base de datos
22 oficial para el planeamiento operativo eléctrico de mediano y largo plazo. Los programas de
23 software que se pueden utilizar son Power Factory, EMTP y PSCAD.

24 25 **3.10. Sistemas de medición fasorial**

26
27 Se deben instalar unidades de medición fasorial -PMU- en cada bahía de punto de conexión de
28 los equipos objeto de la presente Convocatoria.

29
30 Estos equipos tomarán las señales de tensión y corriente de los núcleos de medida (circuitos
31 de instrumentación). La unidad de medición fasorial podrá ser implementada en un equipo
32 multifuncional, siempre y cuando este no comparta funciones de protección. La implementación
33 podrá realizarse con equipos que integren sincronización, digitalización y procesamiento en un
34 mismo dispositivo, o con unidades procesadoras centralizadas y periféricos distribuidos. En el
35 caso de que la Subestación no cuente con casetas en el patio, las PMUs deberán instalarse en
36 los tableros de las correspondientes bahías.

37
38 Deberá existir un tablero independiente para concentrar la información sincrofasorial, en donde
39 el inversionista instalará un concentrador de datos fasoriales -PDC- y otros dispositivos
40 asociados como los servicios de energía con las mismas características de los tableros de
41 control de la Subestación. El Inversionista realizará las labores de gestión y mantenimiento de
42 los equipos instalados en este tablero. Deberá existir un tablero independiente para concentrar
43 la información sincrofasorial, en donde el inversionista instalará un concentrador de datos
44 fasoriales -PDC- y otros dispositivos asociados que se requieran. El tablero suministrado por el
45 Inversionista deberá estar provisto de servicios de energía con las mismas características de
46 los tableros de control de la Subestación.



Unidad de Planeación Minero Energética

1
2 La comunicación entre las PMU y el PDC será provistas y mantenidas por el Inversionista, a
3 través de una red de comunicación redundante local y deberá permitir el intercambio de
4 información con la red del sistema de control a través de los mecanismos de seguridad
5 apropiados. Esta red deberá ser independiente de la red de gestión de protecciones, pues sobre
6 la primera el operador nacional deberá poder tener acceso remoto para gestionar las PMU. La
7 comunicación desde la Subestación (o desde el PDC) hacia el sistema que disponga el
8 operador nacional, será responsabilidad de este último, según lo establecido en la resolución
9 CREG 080 de 1999.

10
11 Las unidades de medición fasorial sincronizada deben cumplir con el estándar más reciente
12 IEEE C37.118 o aquel que lo reemplace en el momento de su adquisición. Estos equipos
13 deberán contar con la capacidad de ser actualizados cuando la norma IEEE de medición
14 fasorial sea revisada.

15
16 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida,
17 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,
18 potencia reactiva, energía activa, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de
19 impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir con todos
20 los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión,
21 especialmente lo referente al Código de Medida y sus Anexos.

22 23 **3.11. Supervisión y Control**

24
25 Para la supervisión de los equipos aplicarán las mismas variables solicitadas en la
26 reglamentación para máquinas síncronas exceptuando aquellas que por la naturaleza del
27 equipo no apliquen, incluido los registros de SOE (Sequence of Events por sus siglas en inglés)
28 y otros que apliquen, más otras que el CND considere necesarias para garantizar la operación
29 segura y confiable del sistema. Esta información será intercambiada con el CND y el Operador
30 de Red del área de influencia del proyecto, utilizando los protocolos de comunicación definidos
31 en la reglamentación actual.

32
33 El Compensador Síncrono debe estar en capacidad de recibir desde el CND de forma remota
34 consignas de potencia reactiva, tensión y modo de operación (tensión y potencia reactiva). En
35 todo caso, los operadores de estos equipos una vez declarados en operación comercial, serán
36 responsables de la ejecución de estas consignas. Así mismo, y si el CND lo considera, los
37 Compensadores Síncronos podrán ser integrados a la función de Control Automático de
38 Tensión de que trata la resolución CREG 080 de 1999.

39
40 El CS deberá tener la capacidad de controlar la tensión en forma continua en el rango operativo
41 normal del punto de conexión, por medio de la entrega o absorción de potencia reactiva de
42 acuerdo con la curva de carga solicitada en esta convocatoria y según las consignas de
43 operación definidas por el CND, para esto, se deberán cumplir los siguientes requisitos:

- 44 ● El regulador de tensión deberá contar con al menos, los siguientes modos de control:
45 tensión y potencia reactiva.
- 46 ● El regulador de tensión deberá disponer de un estatismo configurable.



Unidad de Planeación Minero Energética

- El control de potencia reactiva/tensión, debe ajustarse de tal manera que sea estable y que, ante cualquier cambio en lazo abierto tipo escalón en la consigna de tensión, potencia reactiva o factor de potencia, la potencia reactiva tenga un tiempo de respuesta inicial menor a 50 milisegundos y un tiempo de establecimiento menor a 2 segundos. El sobre impulso del control debe ser inferior al 3%.
- El control debe tener la capacidad de recibir al menos una consigna de potencia reactiva y de tensión de forma local y remota.

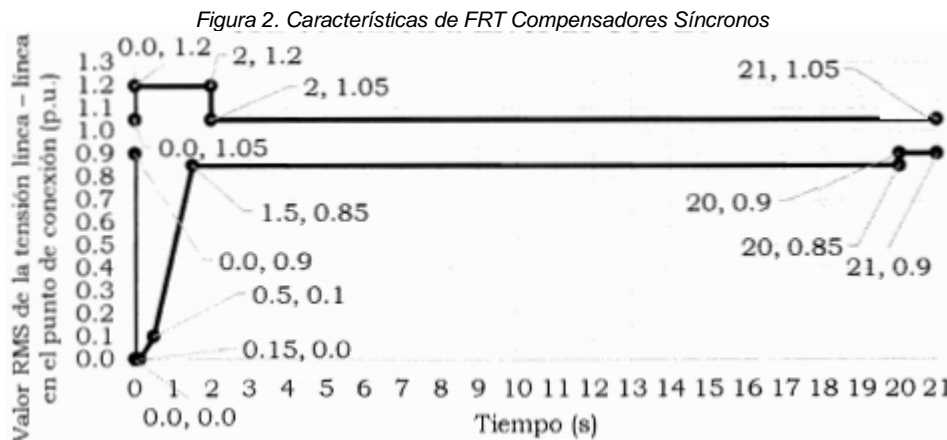
3.12. Soportabilidad en Frecuencia y Rocof

Los equipos objeto de esta convocatoria deberán operar de forma continua para frecuencias en el rango 63Hz – 57.5 Hz. Para frecuencias superiores a 63 Hz y menores de 57.5 Hz, puede ajustarse el disparo, siempre que el mismo sea justificado técnicamente y coordinado con el CND.

Así mismo, el equipo deberá soportar tasas de cambio de la frecuencia respecto al tiempo de hasta 3 Hz/seg, lo anterior medido en una ventana móvil de 500 ms. Por fuera de este rango, se podrán programar, en coordinación con el CND, disparos temporizados siempre que el mismo sea justificado técnicamente.

3.13. Soportabilidad ante perturbaciones de tensión

Los equipos objeto de esta convocatoria, deberán continuar inyectando potencia reactiva y realizando acciones de control continuo para excursiones del voltaje en el punto de conexión (para fallas simétricas y asimétricas) dentro de la curva definida en la figura 2. Para excursiones del voltaje por fuera de la curva, se podrán programar disparos, siempre que los mismos sean justificados técnicamente ante el CND.



Fuente: Tomada de la resolución CREG 060 de 2019

Adicionalmente, los CS deben continuar en operación continua e ininterrumpida frente a una serie de hasta 15 depresiones sucesivas de la tensión en 5 minutos. La depresión de tensión se considera superada cuando la tensión de línea-línea es mayor a 0.85 p.u.



Unidad de Planeación Minero Energética

3.14. Protecciones y Servicios Auxiliares

Las instalaciones deben cumplir con los lineamientos para equipos de protección definidos en la reglamentación vigente, los acuerdos y esquemas normalizados de protecciones del CNO y en general, todas las establecidas en la resolución CREG 025 de 1995. Específicamente para los sistemas de protección se requiere, según aplique:

- Para el transformador de conexión se requiere un sistema de protección redundante mediante dos sistemas de protección, que considere dos protecciones principales multifuncionales de diferente fabricante, con doble protección diferencial larga de transformadores y que no compartan modos comunes de falla. Cada relé de protección diferencial deberá contar con funciones de distancia y sobrecorriente de tiempo definido e inversas en cada bahía.
- Para el punto de conexión, la protección de falla interruptor debe implementarse en relé independiente o integrado a la protección diferencial de barra.
- Para el compensador síncrono, se requiere redundancia de las protecciones propias de los equipos.
- Para los equipos de medida: transformadores de corriente y tensión, se deben de disponer de núcleos secundarios independientes para conectar cada relé y las funciones de tipo diferencial deberán tener núcleo dedicado de medida de corriente.
- Los transformadores de corriente deben ser diseñados para que no se presenten condiciones de saturación para condiciones de operación de hasta 40 kA.

Así mismo, los los Servicios auxiliares - SSAA deben ser redundantes, independientes, autónomos y supervisados. Los SSAA en CC deben disponer de doble rectificador y banco de baterías y cada SP debe tener alimentación CC y disparos independientes; además, considerar autonomía suficiente para suplir la alimentación de los sistemas de protección, control y maniobra, ante cualquier falla o indisponibilidad de la alimentación de corriente alterna (CA) o del rectificador asociado para el sistema de CC. Para el sistema CC se requiere protección contra sobretensiones.

Para la alimentación de corriente alterna (CA), se requiere contar al menos con dos fuentes de alimentación independientes, que operen a través de una transferencia automática con opción de operar manualmente.

Según se indica en el ítem 5.3.6, el inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la topología del Compensador Síncrono, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del presente anexo.

3.15. Estudio Eléctricos

Se deben realizar estudios requeridos de estabilidad y de transitorios electromagnéticos del compensador síncrono y sus equipos de conexión para asegurar la operación segura del equipo ante condiciones de falla, post- falla o condiciones anormales de operación del SIN, aun con niveles de cortocircuito bajos. Así mismo, se deberán realizar estudios requeridos para asegurar la calidad de la potencia, según lo establecido en la IEEE 519, en las resoluciones



Unidad de Planeación Minero Energética

1 CREG 060/19, CREG 024/05 y las demás resoluciones que la modifiquen y sustituyan. Al
2 respecto, no se deben entender los reportes del analizador de red como los estudios para
3 asegurar la calidad de la potencia. Una vez tomadas las respectivas lecturas, si ha lugar a ello,
4 se deben plantear los correctivos a XM a partir de los estudios realizados antes y después a la
5 instalación de los equipos del proyecto, en los términos establecidos.

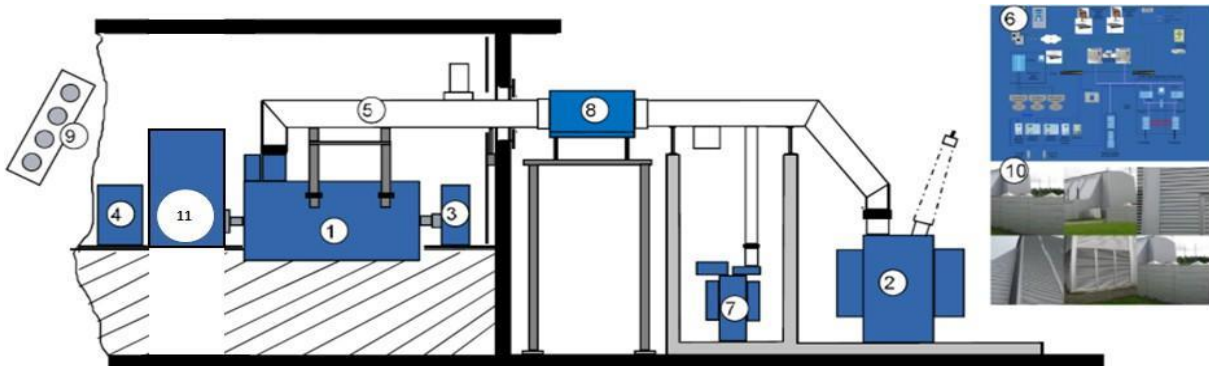
4. CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA UN COMPENSADOR SÍNCRONO Y SISTEMAS ASOCIADOS

11 En esta sección se presentan los criterios generales a considerar, por parte del
12 Inversionista, en el diseño y construcción de proyectos que consideren la instalación de
13 nuevos compensadores síncronos, tal y como lo señalan los DSI de esta convocatoria.
14 La instalación del compensador síncrono constará, y no limitándose solo a esto, de los
15 siguientes componentes principales: (1) máquina síncrona; (2) transformador elevador; (3)
16 sistema de excitación; (4) sistema de arranque; (5) ductos de barras de fase aislada; (6)
17 Sistema de control y protección; (7) Transformador y equipos auxiliares; (8) Interruptor del
18 generador GCB; (9) Sistema de refrigeración; (10) Obras Civiles y (11) Volante de Inercia.

19 Dependiendo del emplazamiento, este puede ser construido dentro de un edificio o al aire
20 libre. En todo caso, se debe cumplir con los niveles de ruido establecidos en la
21 normatividad ambiental.

22 La Figura 3 muestra la configuración de una instalación típica de compensador síncrono.

23 Figura 3: Configuración típica de un compensador síncrono.



24 Fuente: CIGRE TB 885.

25 Teniendo en cuenta la figura anterior, la configuración de un compensador síncrono, está
26 dada por:

27 **Máquina sincrónica:** para las especificaciones de diseño y construcción, se considerarán
28 las máquinas de rotor cilíndrico y de polos salientes.



Unidad de Planeación Minero Energética

1 **Transformador elevador:** para realizar la conexión del compensador síncrono a la barra,
2 se debe considerar un equipo transformador que cumpla con lo establecido en la normativa
3 IEC-60076.

4
5 **Sistema de excitación:** Es posible utilizar tanto sistemas estáticos como *brushless*.

6
7 **Sistema de arranque:** Es posible utilizar dos tipos de esquemas de partida para un
8 compensador síncrono, partida con Pony motor o partida con conversor estático de
9 frecuencia (SFC - *Static Frequency Converter*). Se debe considerar que el sistema a utilizar
10 debe seguir las recomendaciones del fabricante y las mejores prácticas utilizadas en la
11 industria y en otros países (arranque en negro).

12
13 **Sistema de control y protección:** Los sistemas de protecciones deben permitir aislar la
14 falla y disminuir la duración de las corrientes de cortocircuito a las que se ven sometidos
15 los equipos eléctricos. Para lo cual, es necesario disponer de adecuados equipos de
16 interrupción (interruptores), transformadores de medida y sistemas de control. Además,
17 con el fin de analizar los eventos y fallas en el sistema eléctrico se debe contar con
18 adecuados sistemas de medidas (Sistemas de monitoreo según lo indica la CREG) que, y
19 como mínimo, registren: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, frecuencia y
20 armónicos. En las resoluciones CREG del tema vigentes y sus anexos técnicos, se indican
21 los requerimientos mínimos que deben cumplir los equipos de protección, control y medida.

22
23 **Transformador auxiliar:** Diseñado para la alimentación de todos los sistemas auxiliares
24 necesarios para el compensador síncrono tales como: bombas, ventiladores, sistema de
25 excitación, HVAC de la caseta, etc.

26
27 **Interruptor del generador (GCB):** Se debe instalar un interruptor de generador (GCB –
28 *Generator circuit breaker*) entre el compensador síncrono y el transformador elevador. Este
29 interruptor debe considerar su operación durante un evento de cortocircuito trifásico o
30 corriente de falla de una fase en los terminales del compensador.

31
32 **Sistema de refrigeración:** deberá contar con una adecuada estructura de enfriamiento
33 para eliminar el calor causado por pérdidas eléctricas y mecánicas (p. ej., viento, fricción e
34 I^2R). El tipo de tecnología del sistema de refrigeración, sea esta mediante circulación de
35 aire, gas de hidrógeno presurizado o agua, deberá seguir las recomendaciones del
36 fabricante dependiendo de la capacidad del compensador síncrono.

37
38 **Volante inercia:** disco/cilindro giratorio que está conectado al eje del rotor, que aumenta
39 la inercia del compensador síncrono.

40
41 **Obra Civil asociada:** El diseño de la estación dependerá del tamaño del compensador
42 síncrono, el sistema de arranque elegido, el transformador, el patio de maniobras y el punto
43 de conexión. Además, el entorno ambiental dictará los requisitos del sistema auxiliar y de
44 refrigeración, lo que define la obra civil asociada al proyecto.

45



Unidad de Planeación Minero Energética

En las siguientes subsecciones se presenta en mayor detalle los criterios de diseño y construcción a considerar para la máquina síncrona, junto al equipamiento auxiliar que habilita su operación como compensador sincrónico. Entre los criterios de diseño que se deberán tener presentes se señalan: Características nominales de diseño máquina síncrona; Requisitos de sobrecorriente (estator y rotor, corrientes de secuencia negativa); Diseño mecánico (rotor, estator, sistema de lubricación, rodamientos); Sistema de excitación; Sistema de arranque; Ducto barra aislado IPB; Interruptor GCB; Transformador elevador; Sistema de refrigeración; Sistema Control y Protección; Equipos auxiliares; Sincronización; *Short Circuit Ratio* (SCR); Reactancias transitorias y subtransitorias de eje directo.

4.1. Características nominales de diseño de la máquina síncrona

La estructura de la máquina sincrónica para su uso como compensador sincrónico, es la misma que para un generador sincrónico, pero dado que no habrá generación de potencia activa, la máquina deberá poder suministrar continuamente potencia reactiva (capacitiva e inductiva) hasta las limitaciones prácticas de corriente. A continuación se listan las condiciones nominales necesarias para la especificación de una máquina sincrónica funcionando como compensador:

- **Potencia nominal:** corresponde a la máxima potencia reactiva continua (MVA_r) a la tensión nominal cuando la máquina está sobreexcitada (Q_n).
- **Tensión nominal:** correspondiente al valor de tensión nominal de la máquina sincrónica definida por diseño.
- **Frecuencia Nominal:** corresponde a la frecuencia nominal del sistema igual a 60Hz. Para los regímenes de estado normal y emergencia se deben considerar los estándares definidos en el RETIE, NTC2050 y las resoluciones CREG
- **Factor de potencia:** el factor de potencia de una máquina sincrónica funcionando como compensador se desvía de cero solo en una cantidad que depende de las pérdidas, las cuales aporta la red.
- **Velocidad Nominal:** Para una frecuencia de 60Hz la velocidad nominal corresponde a 3600 rpm.
- **Sentido de giro:** La secuencia de fases de la máquina debe coincidir con la secuencia de fases de la red a la que se conectará.
- **Inercia:** El diseño del Proyecto del SC debe considerar un mínimo de inercia de $H=5 \text{ MW}\cdot\text{s/MVA}_r$ e incluir la instalación de por lo menos un volante de inercia.
- **Nivel de aislamiento térmico:** El devanado del estator, así como el devanado de rotor, deben estar aislados con sistemas de aislamiento apropiados, definidos según lo indicado en la norma IEC 60085.

4.1.1. Equipamiento de Potencia

El equipamiento de potencia está determinado por el compensador síncrono, el volante de inercia y el motor de arranque. Para este grupo de infraestructura y en cada subestación, partiendo de una capacidad de 50 MVA_r, se tienen las siguientes especificaciones básicas:

Tabla 2: Especificaciones técnicas conjunto de potencia Compensador Síncrono



Unidad de Planeación Minero Energética

Variable	Valor requerido
Potencia máxima capacitiva	Mayor o igual y continua a 50 MVAR en el punto de conexión - la barra del STR a 110 kV, y para tensiones de hasta 0.9 p.u.
Potencia máxima inductiva	Mayor o igual y continua a 25 MVAR en el punto de conexión - la barra del STR a 110 kV, y para tensiones de hasta 1.1 p.u.
Capacidad de sobrecarga transitoria	150% inductivos y capacitivos por al menos 1 minuto en el punto de conexión
Incremento o aporte al cortocircuito (corriente sub transitoria)	>1.5 kA considerando la reactancia del compensador síncrono y del transformador elevador y medido en el en el punto de conexión a la barra a 110 kV
Incremento o aumento de la potencia de corto circuito sub transitoria trifásica.	≥ 300 MVA en el punto de conexión. Se recomienda la norma IEC 60909 para calcular la potencia de cortocircuito
Nivel SCR	Lo establecido en la norma IEC 60034-3
Incremento de inercia aportada por la máquina	≥ 250 MVAR-s en el punto de conexión, medido con base a la capacidad nominal de 50MVAR (5 Segundos).
Requerimiento de volante o flywheel	Es definido por el inversionista y es obligatorio para cumplir con el valor de inercia solicitado en la presente convocatoria. Igualmente, se considera un requisito que los equipos de compensadores síncronos puedan manejar la constante de inercia solicitada (5 s) y quedar físicamente listos para aumentar a una inercia de 10 s futura. Se debe informar de forma inequívoca de esta característica

1
2 En todo caso, la solución del proyecto debe tener una capacidad mínima de 50 MVAR en el
3 punto de conexión, el compensador síncrono como equipo podrá tener una capacidad superior,
4 para eventualmente compensar las pérdidas desde el lugar de ubicación hasta la barra del STR.

5
6 La operación debe ser continua de acuerdo con las instrucciones impartidas por el CND.

7 8 **4.1.2. Estudios requeridos asociados con el sistema SC**

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

- 12
13
- 14 ● Estudios de Cortocircuito
 - 15 ● Estudios de Estabilidad Transitoria
 - 16 ● Estudios de sobretensiones (atmosféricas, maniobra y temporales)
 - Estudios para el dimensionamiento y especificación de los principales componentes del SC.



Unidad de Planeación Minero Energética

- Estudios para determinar las principales características de los equipos y parametrización y ajuste del sistema de control.
- Estudios para la especificación de los interruptores.
- Estudios de coordinación de protecciones.
- Preparación de archivos de pruebas para puesta en servicio.
- Los demás estudios para la componente convencional, como transformadores de potencia, celdas MT, bahía 110 kV, entre otros.
- El horizonte de dichos estudios será de 15 años o del periodo de pagos (el caso más exigente), con año de entrada en operación, año final y un año intermedio.

4.2. Requisitos de Sobrecorriente

Se debe garantizar que el equipo entregue la corriente necesaria sin sufrir daños durante un cortocircuito. En esta condición no es requisito que se mantenga la tensión nominal, sin embargo, debe cumplir con lo indicado en la resolución CREG de calidad de la potencia.

4.2.1 Corriente en el estator

Para las especificaciones de máxima corriente y tiempo de duración de esta, se deben considerar las características de diseño que indica el numeral 4.14.2 de la norma IEC 60034-3.

4.2.2 Corriente en el rotor

Para las especificaciones de máxima corriente y tiempo de duración de esta, se deben considerar las características de diseño que indica el numeral 4.14.3 de la norma IEC 60034-3.

4.2.3 Corrientes desbalanceadas

Según el numeral 7.2.3 de la norma IEC 60034-1 (Tabla 2) define limitaciones de carga desequilibrada en cualquier máquina síncrona, pero en específico para un compensador síncrono se diferencia según el tipo de rotor utilizado y el método de enfriamiento. Para definir el máximo desequilibrio permitido en corriente se utilizan dos parámetros relevantes, cada uno de ellos asociado a la corriente de secuencia negativa, para la máquina en estado estable en p.u. (I_2/I_N) y para la máquina en falla ($[(I_2/I_N)^2 * t]$). De esta forma se definen máximos permitidos:

- Rotor de polos salientes

- 1 $I_2/I_N < 0,1$ y $[(I_2/I_N)^2 * t < 20s$ (enfriamiento indirecto en devanados)

- 1 $I_2/I_N < 0,08$ y $[(I_2/I_N)^2 * t < 15s$ (enfriamiento directo en devanados)

- Rotor cilíndrico

- 1 $I_2/I_N < 0,1$ y $[(I_2/I_N)^2 * t < 15s$ (enfriamiento indirecto en devanados de rotor)



Unidad de Planeación Minero Energética

1 $I_2/I_N < 0,1$ y $[(I_2/I_N)^2 * t < 8s$ (enfriamiento directo en devanados de rotor) ².

2
3 En las expresiones I_N es la corriente nominal y I_2 corriente de secuencia negativa.
4 Se limitarán los armónicos de corriente siguiendo los requerimientos indicados en el
5 numeral 4.15.2 de la norma IEC 60034-3 y limitados a los valores indicados en la norma
6 IEC 60034-1 en su Tabla 2.

7 8 **4.3. Diseño Mecánico**

9
10 Para el diseño mecánico del compensador síncrono se deberá tener en consideración al
11 menos los siguientes criterios para el Estator, Rotor, Rodamientos y Sistema de
12 Lubricación.

13 14 **4.3.1 Estator**

15
16 Para el diseño del marco y núcleo del estator deberá considerarse:

- 17 ● El marco del estator deberá ser de una construcción soldada, siguiendo las
- 18 normas ISO pertinentes.
- 19 ● El núcleo del estator laminado se debe construir con placas de acero
- 20 eléctricamente aisladas. Los puntos de presión, placas de presión y las vigas
- 21 del núcleo deben diseñarse para proporcionar una presión estable y
- 22 uniformemente distribuida sobre la laminación.
- 23 ● El núcleo del estator se debe fijar elásticamente al marco del estator.
- 24 ● El recinto deberá tener aberturas para inspeccionar el núcleo y los devanados.
- 25 ● Toda la estructura de acero deberá estar completamente protegida contra la
- 26 corrosión.

27
28 Y para los devanados:

- 29 ● El devanado del estator será trifásico con 6 terminales sacados de la caja del
- 30 compensador síncrono y los 3 terminales neutros deberán cortocircuitarse y
- 31 conectarse a tierra fuera del compensador síncrono. Tanto los terminales
- 32 neutros como los terminales de fase deberán tener espacio suficiente para la
- 33 conexión de transformadores de corriente.
- 34 ● Todo el material dentro de la ranura y el aislamiento del devanado se les debe
- 35 diseñar con una clase de aislamiento siguiendo lo indicado en la norma IEC
- 36 60085.

37 38 **4.3.2 Rotor**

39 Mecánicamente

- 40 ● El rotor completamente devanado deberá resistir sin deformación permanente las
- 41 fuerzas mecánicas que puedan ocurrir durante un tiempo de 2 min al 120% de
- 42 velocidad nominal.
- 43

² Estos valores son más exigentes en máquinas de mayor potencia, revisar norma IEC 60034-1.



Unidad de Planeación Minero Energética

- El rotor deberá ser diseñado para soportar al menos 3.000 arranques.

Devanado

- Deberá ser diseñado para soportar las temperaturas de operación siguiendo lo indicado en la norma IEC 60085.

4.3.3 Rodamientos

Será responsabilidad del Inversionista definir las características técnicas de los cojinetes o rodamientos de su instalación. A continuación se listan recomendaciones normativas y de buenas prácticas en la industria para estos componentes:

- Los rodamientos serán del tipo deslizante. Las superficies de desgaste tendrán revestimiento metálico.
- Si se desconecta la conexión a la red, los rodamientos de la máquina serán alimentados por el sistema de suministro de aceite hasta que se detenga.
- Los rodamientos soportarán una sobre velocidad de al menos el 10% de forma continua.
- Ambos rodamientos estarán provistos de aislamiento contra las corrientes circuladas en el eje.
- Debe haber un eliminador de neblina de aceite central en el sistema de aceite para evacuar el aceite de la carcasa del rodamiento a través de la baja de presión.

4.3.4 Sistema de lubricación con aceite

Será responsabilidad del Inversionista definir las características técnicas de los sistemas de lubricación de su instalación. A continuación, se listan recomendaciones normativas y de buenas prácticas en la industria para estos componentes:

- Bombas de aceite lubricante.
 - El sistema de aceite lubricante deberá tener bombas de aceite redundantes (100%) para suministrar aceite lubricante a los rodamientos. Serán alimentados por fuente de alimentación AC. Se producirá un cambio automático de la bomba AC principal a la de respaldo en caso de pérdida de presión del aceite lubricante.
 - Una bomba DC de emergencia de capacidad suficiente bombeará el aceite hasta que el compensador síncrono se haya detenido por completo en caso de que se dispare la conexión a la red. La bomba DC se alimentará de la batería del sistema SC.
- Sistema de aceite de elevación.
 - Se incorporará un sistema de elevación de aceite de alta presión para aliviar la fricción de los rodamientos durante el arranque y también durante el proceso de parada (giro lento, si es necesario).
 - El sistema debe incluir una bomba AC y una bomba DC de respaldo alimentadas desde la batería del sistema SC.
- Eliminador de neblina de aceite



Unidad de Planeación Minero Energética

- o Se instalará un eliminador de neblina de aceite para extraer el vapor de aceite del tanque de aceite lubricante y generar vacío hasta los rodamientos para evitar fugas de aceite en los sellos del eje.
- Calentador del tanque de aceite
 - o Si la disipación de calor de las bombas de aceite no es suficiente para calentar el aceite durante el arranque, se debe instalar un calentador de tanque de aceite adicional.
- Intercambiadores de calor aceite/agua
 - o El sistema de aceite lubricante deberá incluir intercambiadores de calor de aceite/agua. El aceite se enfriará usando el mismo sistema de enfriamiento de agua cerrado que se usa para el compensador síncrono.
 - o En caso de fugas de agua del (de los) enfriador(es), esta agua de fuga deberá ser recolectada y detectada oportunamente.
 - o Todos los enfriadores y las tuberías deben diseñarse para la presión de funcionamiento máxima, sin embargo, se establece un mínimo de diseño de al menos 6 bar, y probarse con al menos un 50% de sobrepresión.
 - o Las tuberías deberán estar marcadas con códigos o colores y flechas para mostrar qué fluido está circulando en qué dirección en la tubería respectiva.

4.4. Sistema de Excitación

Se podrán utilizar tanto sistemas estáticos como *brushless*. Al seleccionar el tipo y las características del excitador, se deberá asegurar que el compensador síncrono cumpla con los requisitos de rendimiento especificados en la correspondiente norma.³

4.4.1 Requisitos generales de diseño

El sistema de excitación deberá cumplir con los requisitos de la Resolución CREG definida para este caso, IEC 60034 y IEEE 421. En particular, deberá tener en cuenta las siguientes condiciones de diseño general:

- Debe considerar los transitorios en el peor de los casos y la recuperación de tensión demandada por el sistema de potencia, según lo exigido en la Resolución CREG correspondiente.
- No debe llegar a sus límites durante la recuperación y debe estar coordinado con las constantes de tiempo de la máquina.
- Cada canal del sistema de excitación deberá ser capaz de suministrar, sin daño en los componentes, la tensión de campo y la corriente del sistema, por un período de 10 s sin exceder los límites de temperatura, cuando el equipo arranca en temperatura normal de funcionamiento según lo indicado en la norma IEC 60034-3.
- También se preverá un sistema de sincronización por separado o integrado en el esquema de control general.

³ Se debe tener en cuenta que todos los requisitos considerados en cuanto a, el control y respuesta del CS, están orientados a la medición de desempeño en el punto de conexión con el SIN.



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El sistema de excitación deberá tener características adecuadas para una operación
2 paralela satisfactoria con otros compensadores síncronos. El sistema de excitación tendrá
3 dos (2x100%) canales AVR que incluyen fuentes de alimentación y controles
4 completamente independientes. Cada canal estará equipado para la 'Operación
5 automática' con la posibilidad de seleccionar cualquier canal en modo 'Automático' o
6 'Manual'. Es del caso aclarar que, los requerimientos para lograr una operación paralela
7 con otros compensadores síncronos, no hacen parte del alcance de la presente
8 convocatoria.

4.4.2 Excitador estático (Static Excitation Equipment)

13 El sistema de excitación estático deberá cumplir lo siguiente:

- 14 ● Incluirá todos los componentes necesarios para aplicar el voltaje de excitación
15 apropiado al campo de la máquina para todas las condiciones de operación. Se
16 incluirá todo el equipo necesario para cumplir con este requisito.
- 17 ● La corriente de excitación se aplicará al rotor mediante escobillas instaladas en
18 el colector del rotor de la máquina.
- 19 ● El sistema deberá ser auto supervisado y dar una alarma al sistema de control
20 del sistema SC para condiciones críticas, indicando las que pueden causar un
21 mal funcionamiento.
- 22 ● La redundancia será proporcionada por N-1 puentes de tiristores capaces de
23 mantener la clasificación de corriente de excitación completa incluso con un
24 puente fuera de servicio.

Sección de potencia del excitador

- 28 ● El excitador comprenderá un transformador de excitación y un conjunto de
29 tiristores en una conexión de puente trifásica totalmente controlada.
- 30 ● El transformador de excitación se conectará al conducto de barra colectora de
31 fase aislada entre el interruptor de la máquina y el transformador elevador.
- 32 ● Para un apagado seguro, se debe incluir un supresor de campo que reduce la
33 corriente en el circuito del puente después de operar en modo inversor.
- 34 ● Si la retroalimentación de energía no es posible debido a una falla en la red, la
35 corriente de campo debe reducirse a través de una resistencia de desexcitación
36 diseñada para eso.
- 37 ● Los tiristores en las ramas del puente estarán protegidos por fusibles
38 semiconductores.
- 39 ● La sección de potencia se enfriará con aire forzado mediante ventiladores
40 redundantes.

Lazo cerrado de Control del excitador

- 44 ● El lazo cerrado de control para la tensión en terminales de la máquina
45 comprenderá dos reguladores de voltaje automáticos (AVR) digitales
46 redundantes. Un cambio de canal AVR se llevará a cabo sin saltos y no tendrá



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 ningún efecto visible en la corriente de excitación proporcionada. El canal
2 inactivo estará siempre en espera activa.
- 3 ● Los puntos de ajuste se obtendrán a través de una función de seguimiento
4 automático.
 - 5 ● Cada canal automático deberá tener su propio controlador manual para el
6 control de la corriente de campo y su propio transformador de tensión y corriente
7 para el procesamiento de la tensión y la corriente en los terminales de la
8 máquina.
 - 9 ● El sistema de excitación deberá proporcionar tres modos de operación:
 - 10 ○ Modo manual: la corriente de excitación se modifica localmente a través de
11 la interfaz hombre máquina (HMI) instalada en el panel de excitación, las
12 funciones de control automático de voltaje y los limitadores están
13 desactivados (modo de prueba o modo de puesta en marcha)
 - 14 ○ Modo Automático local: El control automático de tensión está activo, el
15 punto de ajuste de control para el control de tensión en terminales se puede
16 modificar a través de la pantalla HMI instalada en el panel de excitación.
 - 17 ○ Modo automático remoto: El control automático de tensión está activo, el
18 punto de ajuste de control para el control de tensión en terminales se puede
19 modificar a través de la operación del sistema SC y la interfaz de control del
20 equipo compensador síncrono.
 - 21 ● El sistema de excitación deberá ser eléctrica y térmicamente capaz de entregar
22 continuamente al menos la corriente nominal de campo requerida a la
23 temperatura ambiente nominal.
 - 24 ● El punto de ajuste de la tensión del SC debe mantenerse dentro del rango de
25 regulación de 95% a 105%, donde el 100% representa la tensión nominal.
 - 26 ● El lazo de control de tensión automático se implementará utilizando el estándar
27 IEEE 421-5.
 - 28 ● La máxima corriente de excitación (techo de excitación) del campo será definida
29 por el Inversionista, en concordancia a los servicios que deberá prestar el
30 Compensador Síncrono.
 - 31 ● Las funciones de limitación del canal automático aseguran que el SC funcione
32 dentro de sus límites de capacidad durante el funcionamiento de la red. Se
33 incluirán las siguientes funciones de limitación y control:
 - 34 ○ Limitación de corriente del estator
 - 35 ○ Limitación de sobreexcitación (corriente de campo)
 - 36 ○ Límite para la subexcitación
 - 37 ○ Limitación V/f

Aspectos de operación del excitador

- 40 ● La interfaz de comunicación entre el excitador estático y el sistema de control
41 operativo del sistema SC será mediante una conexión de Red de Campo
42 redundante.
- 43 ● Se instalará un panel de control para el operador del gabinete de control. Se
44 puede seleccionar la operación local o remota usando un switch-selector.
- 45 ● Se deberán proporcionar todas las herramientas de software necesarias para
46 configurar, mantener y solucionar problemas de los sistemas de excitación.



Unidad de Planeación Minero Energética

4.4.3 Estabilizador de sistemas de potencia (PSS)

En lazo de control de voltaje deberá disponer de un sistema PSS (Power System Stabilizer por sus siglas en inglés), módulo destinado a amortiguar oscilaciones. La función deberá cumplir con los requisitos establecidos en la norma IEEE 421.5 (IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies), con las siguientes características principales:

- Desempeño óptimo en el rango de 0,01 a 3,0 Hz;
- Filtro rastreador de rampa para evitar variaciones de la tensión, de potencia reactiva debidas a variaciones de potencia mecánica y oscilaciones de frecuencia del sistema (modo lento de regulación de velocidad);
- Reset no lineal para garantizar la contribución a la amortiguación en grandes perturbaciones, evitando paradas del equipo por la acción de la protección (Pérdida de Campo en Generadores Síncronos).
- Los ajustes iniciales, parametrización y puesta en operación de esta función serán responsabilidad del Inversionista, y se realizarán siguiendo los lineamientos definidos en los acuerdos del CNO (Acuerdo CNO 1457 o aquel que lo modifique o sustituya)

4.4.4 Excitador Brushless (Rotating Excitation System)

El sistema de excitación *brushless*, este deberá cumplir lo siguiente:

- Incluirá todos los componentes necesarios para aplicar la tensión de excitación apropiada al campo de la máquina síncrona para todas las condiciones de operación. Se incluirá todo el equipo necesario para cumplir con este requisito.
- La máquina excitadora será de conexión directa, de tipo rotativo y estará coordinada eléctrica y mecánicamente con el SC.
- El sistema de excitación deberá ser eléctrica y térmicamente capaz de entregar continuamente a temperatura ambiente nominal y con aumento de temperatura, al menos cualquier valor de corriente de campo de 0 a 100% de la corriente de campo nominal requerida por el compensador síncrono a la máxima capacidad continuamente sobreexcitada y durante todo el rango continuo desde 0.90 p.u. a 1,10 p.u.
- El AVR y el excitador *brushless* deben estar diseñados para mantener la excitación del campo durante las fallas del sistema.
- El sistema debe tener provisiones para operación remota y monitoreo con una tecnología conforme a los requisitos del sistema de control y seguimiento de la planta, y debe estar equipado con un panel o terminal de interfaz hombre-máquina (HMI) permanentemente instalado.
- El sistema deberá ser auto supervisado y dar una alarma al sistema de control de la planta para condiciones críticas, indicando las que pueden causar un mal funcionamiento. El disparo automático (SC) es aceptable si hay riesgo de operación peligrosa, de acuerdo con las buenas prácticas.

Control automático electrónico del excitador



Unidad de Planeación Minero Energética

1
2 El excitador estará equipado con un controlador automático electrónico redundante de 2
3 canales, con las siguientes características mínimas:

- 4 ● La electrónica de potencia de control del excitador debe estar clasificada para
5 proporcionar continuamente la corriente de entrada máxima del excitador
6 giratorio.
- 7 ● El sistema de excitación deberá ser capaz de proporcionar un 200% de la
8 corriente de campo máxima normal durante 10 segundos en condiciones de
9 cortocircuito.
- 10 ● El control de la excitatriz deberá contar con los siguientes reguladores.
 - 11 o Regulador de corriente de campo (modo manual)
 - 12 o Regulador de tensión automático (AVR)
- 13 - El control del excitador deberá tener límites de excitación superior/inferior.
 - 14 ● El excitador deberá comunicarse con el sistema de control del SC para
15 proporcionar datos operativos, eventos y fallas.
 - 16 ● El sistema de excitación se montará en un cubículo independiente.
 - 17 ● Habrá un sistema de excitación por máquina.
 - 18 ● El sistema de excitación deberá incluir los siguientes limitadores y sistemas
19 para detectar operaciones anormales.
 - 20 o Detección de fallas de convertidor y alarmas.
 - 21 o Límite de subexcitación.
 - 22 o Limitador de sobreexcitación.
 - 23 o Transferencia automática a manual.
 - 24 o V/f control/protección.
 - 25 ● Se deberán entregar todas las herramientas de software necesarias para
26 configurar, mantener y solucionar problemas de los sistemas de excitación.
 - 27 ● El sistema de control de excitación debe contar con piezas de reparación
28 críticas.

30 4.5. Sistema de Arranque

31
32 En general existen dos sistemas y se puede usar cualquiera de ellos para acelerar el
33 compensador síncrono.

- 34 a. Generador utilizado como motor de arranque: Dispositivo de arranque estático o
35 Convertidor de frecuencia de arranque.
- 36 b. Motor de arranque separado: Con Pony motor y variador de frecuencia (VSD)

37
38
39 El inversionista deberá cumplir con cada uno de los requisitos exigidos en el sistema que
40 escoja para acelerar el compensador síncrono.

41 4.5.1 Convertidor de frecuencia de arranque estático (SFC)

42
43 El SFC se utilizará para accionar el SC en el modo de operación de motor síncrono para
44 acelerar la máquina hasta la velocidad de sincronización.
45
46



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Sección de potencia

2
3 La sección de potencia del convertidor de frecuencia de arranque constará de los siguientes
4 componentes:

- 5 - Dos puentes de tiristores trifásicos totalmente controlados: un convertidor del lado
6 de la línea y un convertidor del lado del SC.
- 7 - Un reactor de enlace DC que desacopla los convertidores del lado de la línea y del
8 lado del SC.
- 9 - Pararrayos en convertidores del lado línea y lado SC.
- 10 - Ventiladores radiales para disipación de calor.
- 11 - El puente de tiristores se sincronizará a través de un transformador de tensión Yy
12 instalado en el equipo de media tensión. (nivel de tensión a definir durante la etapa
13 de diseño de detalle).

14
15 El SFC se alimenta a través de un transformador SFC específico desde el suministro de
16 media tensión del sistema de suministro de energía auxiliar del sistema SC o conectado
17 directamente al transformador HV.

18
19 El transformador SFC debe ser adecuado para el funcionamiento del convertidor.

20 Aspectos operacionales

- 21 - El SFC deberá impulsar el SC hasta la velocidad de sincronización en un tiempo
22 acotado al orden de minutos.
- 23 - SFC y sistema de excitación estático se operarán localmente usando el mismo
24 panel local.
- 25 - SFC y sistema de excitación estático se comunicarán con el sistema de control de
26 la planta usando la misma interfaz (Red de Campo).
- 27 - El SFC debe estar diseñado para admitir varios arranques de compensadores
28 síncronos consecutivos con pausas limitadas entre arranques.
- 29 - Se deberá indicar cuántos arranques consecutivos puede realizar el SFC con
30 tiempo de enfriamiento reducido.
- 31 - En caso de que se alcance el número permitido de arranques consecutivos, se
32 deberá indicar un tiempo de enfriamiento necesario antes de que se pueda activar
33 el siguiente arranque.
- 34 - Durante el arranque, el SFC acelerará el compensador hasta alcanzar una
35 velocidad cercana a la nominal y luego se sincronizará con la red.
- 36 - Se deberán proporcionar todas las herramientas de software necesarias para
37 configurar, mantener y solucionar problemas del SFC.
- 38 - Se sugiere que el SFC pueda contar con piezas de reparación críticas y los
39 repuestos necesarios para 10 años de operación.

40 41 42 4.5.2 Pony motor (VSD - Variable Speed Drive)

43
44 El motor utilizado para arrancar el compensador síncrono debe tener el tamaño adecuado
45 en función del torque de arranque necesario para impulsar la masa pesada del
46 compensador síncrono y aumentar su velocidad más allá de la velocidad síncrona. El patio



Unidad de Planeación Minero Energética

o sala del compensador síncrono deberá mantener el VSD en un área junto con los paneles de control y relé del compensador, y los paneles AVR del sistema de excitación.

En general esta solución deberá cumplir:

- El hardware y el software del sistema de control del convertidor completo sean de tipo industrial estándar.
- Para los SC equipados con un sistema de excitación *brushless*, se usa un motor asíncrono para acelerar el eje del compensador hasta la velocidad nominal durante el arranque.
- La aceleración del motor será controlada por un convertidor de frecuencia. Todos los intercambios de señales desde/hacia el convertidor de frecuencia se establecen mediante comunicación de bus industrial (Red de Campo).
- El compensador, el sistema de excitación, el sistema de arranque, el transformador de suministro de arranque, etc. no deben sobrecargarse en ningún aspecto: térmico, sobreflujo, altas corrientes/tensiones o torque, etc.
- El sistema de arranque se suministrará como un sistema completo que incluye todo el equipo, parte de control y potencia, hardware y software, para realizar, controlar y supervisar el proceso real.

Control del convertidor

- El sistema de control del convertidor deberá estar basado en un microprocesador con un alto grado de autosupervisión.
- Deberá realizar procesamiento de alta capacidad y velocidad realizando todas las funciones de control, regulación, monitoreo y protección; necesarias para la operación segura y estable del sistema en todas las condiciones de operación (normal y anormal dentro del rango de frecuencia completo).
- La corriente en el inversor debe ser monitoreada.
- En caso de fallas importantes del sistema inversor, la corriente se reducirá a cero lo más rápido posible.
- Si se detecta una falla interna durante la operación, el proceso se interrumpirá inmediatamente.
- Si se produce un fallo interno en el sistema de arranque durante la parada del compensador síncrono, se bloqueará el arranque del compensador.
- Si ocurre una falla interna en el sistema de arranque durante la operación normal del compensador síncrono en la red, la operación continuará.

Sección de potencia

- La parte de potencia del sistema debe estar dimensionada para manejar todas las condiciones de operación normales y anormales del equipo con márgenes aceptables.
- Las tensiones térmicas y de cortocircuito se manejarán sin dañar el sistema.
- Los tiristores del inversor se dimensionarán para soportar la mayor corriente de cortocircuito posible que se produzca en el sistema.
- Se tomarán medidas en el equipo primario para proteger los tiristores contra sobre corriente y sobretensión.
- El equipo será enfriado por aire o equivalente. La capacidad del sistema de



Unidad de Planeación Minero Energética

refrigeración se dimensionará para todas las condiciones de funcionamiento.

4.6. Sistema de Refrigeración

El SC debe contar con un sistema de enfriamiento para eliminar el calor causado por pérdidas eléctricas y mecánicas (p. ej., viento, fricción e I^2R).

Los métodos de enfriamiento se seleccionan según el MVA_r nominal de la máquina y el sitio donde se instalarán los equipos y/o condiciones de operación de los mismos.

Refrigeración por Aire: Estas máquinas se pueden operar sin tripulación en áreas remotas. En general deberán cumplir con los siguientes requisitos normativos, en caso de que el inversionista escoja la refrigeración por aire:

- El sistema utilizado de ventilación podrá ser un circuito de aire cerrado o aire libre. Si se especifica un sistema al aire libre, se deberá evitar la contaminación de los conductos de ventilación con suciedad para evitar que la máquina se sobrecaliente y para minimizar la contaminación de las superficies aisladas.
- Si la excitación se proporciona mediante escobillas de carbón que conectan con anillos colectores, se ventilarán por separado para evitar contaminar el SC y el excitador con polvo de carbón.

Refrigeración por Gas Hidrógeno: Estas máquinas deberán cumplir lo siguiente, en caso de que el inversionista elija esta opción:

- Las máquinas enfriadas por hidrógeno utilizarán aceite de sello para mantener la presión del gas hidrógeno dentro de la máquina.
- Se deberá controlar la pureza del hidrógeno, así como los niveles de presión del aceite del sello y del hidrógeno para garantizar un funcionamiento seguro de la máquina. Se recomienda monitorear dichos parámetros críticos de la máquina continuamente.
- No se permitirá que las máquinas con refrigeración directa por hidrógeno funcionen en condiciones de refrigeración por aire para evitar aumentos excesivos de temperatura dentro de estos devanados.

Refrigeración por Agua junto con Gas Hidrógeno: Estas máquinas deberán cumplir lo siguiente, en caso de que el inversionista opte por esta opción:

- La bobina del rotor y el núcleo del estator se enfriarán con gas hidrógeno a presión, mientras que la bobina del estator se enfriará con agua.
- Si el SC se opera a una presión de hidrógeno reducida, la presión máxima del agua dentro del devanado puede ser mayor que la presión de hidrógeno. En caso de un circuito de agua dañado, el agua puede filtrarse en el interior lleno de hidrógeno de la máquina causando fallas según lo indicado en la sección 6.2 de la norma IEC60034-3.

4.7. Volante de Inercia (Flywheel)



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El volante de inercia deberá estar conectado al eje del rotor, el cual requiere de un
2 rodamiento adicional para su funcionamiento. En general el diseño contemplará lo
3 siguiente:

- 4 - Se deberá comprobar que el diámetro del volante diseñado no supera el valor límite
5 donde se superen las tensiones mecánicas admisibles por la máquina. Para esto,
6 en etapa de diseño, será necesario evaluar al detalle la integridad de la máquina
7 en operación normal y falla.
- 8 - Se deberá tener en cuenta el comportamiento térmico del volante, principalmente
9 se verificarán las pérdidas por fricción de aire directamente relacionadas a la
10 velocidad tangencial del volante y, por ende, a su diámetro. Deberá verificarse con
11 precisión el aumento de temperatura, para predecir un sobrecalentamiento
12 excesivo.
- 13 - Deberá considerar la utilización de una cámara de vacío para reducir las pérdidas
14 por fricción del aire. Esta cámara no puede contener los rodamientos, para evitar
15 que las bombas de vacío absorban el vapor de aceite, para esto debe tener un
16 correcto sello.
- 17 - Se deberá contemplar en la solución un sistema de refrigeración forzado para la
18 cámara de vacío que solucione los problemas de convección debido al vacío.
- 19 - Se deberá calcular en etapa de diseño el comportamiento torsional mediante
20 simulaciones de la combinación rotor – flywheel, con esto se deberán verificar los
21 límites de tensión mecánica que garantizan la integridad de toda la línea del eje
22 para las peores contingencias del sistema.
- 23 - Se deberá realizar en etapa de diseño una verificación de esfuerzos laterales
24 basado principalmente en el análisis modal y la respuesta dinámica, para evitar
25 frecuencias naturales en el rango de los valores nominales y simular las amplitudes
26 de vibración considerando un desequilibrio residual admisible.
- 27 - Los resultados deben estar dentro del rango admisible, como los establecidos en
28 la norma ISO 20816.

29 Las principales características por definir para la implementación del volante de inercia son
30 los materiales constructivos, geometría, cantidad de discos y los sistemas de enfriamiento
31 – vacío. La solución deberá ser diseñada para operar en las condiciones ambientales
32 definidas según el punto de conexión de los compensadores.

33 El diseño del Proyecto del SC debe considerar un mínimo de inercia de $H=5 \text{ MW}\cdot\text{s/MVAR}$
34 e incluir la instalación de por lo menos un volante de inercia.

35 **4.8. Ducto Barra Aislado (IPB)**

36 Los conductores como las envolventes del IPB deberán ser fabricados con láminas de
37 aluminio prefabricadas y tubos de aluminio.

38 El diseño del IPB deberá cumplir al menos lo siguiente:

- 39 - La cobertura de las tres fases estará eléctricamente cortocircuitada en todos los
40 extremos cerca de los equipos.
- 41 - Todo el equipo operativo instalado dentro de la IPB estará encapsulado para cada
42 fase individual.
- 43 - El diseño de IPB cumplirá requisitos estrictos con respecto a la seguridad operativa



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 y la disponibilidad.
- 2 - Con el fin de compensar la dilatación térmica longitudinal, así como para evitar la
- 3 transmisión de vibraciones, se deberán proporcionar enlaces de conexión flexibles
- 4 en el recorrido del conductor y la envolvente.
- 5 - Para lograr el acceso al conductor en el área de conexión de los componentes en
- 6 el compensador y los transformadores, así como en el área donde los segmentos
- 7 del conductor están interconectados, se deberán proporcionar aberturas de
- 8 montaje removibles en el gabinete.
- 9 - Para todas las conexiones atornilladas de conductor y envolvente, se deberá utilizar
- 10 material no magnético.
- 11 - Los soportes IPB están eléctricamente aislados de la estructura civil.
- 12 - Las penetraciones de IPB a través de paredes o techos se deberán sellar con un
- 13 revestimiento estandarizado.
- 14 - El control de la temperatura del conductor en la zona de las conexiones roscadas
- 15 se realizará mediante adhesivos sensibles al calor.
- 16 - Clase de protección al menos IP65.

4.9. Interruptor GCB

18 Para el dimensionamiento del GCB (*Generator Circuit Breaker*) se deberán evaluar las

19 siguientes tres condiciones previas a la falla:

- 20 - En el punto de corriente campo crítica ($Q = 0$).
- 21 - En servicio en el punto de funcionamiento sobrecargado nominal (Inyección de Q).
- 22 - En servicio en el punto de funcionamiento subcargado nominal (Absorción de Q).

23 Los requisitos específicos están cubiertos en la IEC/IEEE 62271-37-013:2021, Cláusula

24 9.103.6.7.7.5. Además, para la correcta evaluación de un GCB se deberá considerar al

25 menos lo siguiente:

- 26 - La capacidad de un GCB para interrumpir corrientes de falla debe verificarse
- 27 mediante cálculos que consideren el efecto del voltaje de arco del interruptor del
- 28 generador en la corriente de cortocircuito prevista.
- 29 - Se considera que un GCB es capaz de interrumpir una corriente de cortocircuito
- 30 que presente retraso en el cruce por cero, cuando los cálculos muestran que el
- 31 GCB es capaz de forzar la corriente a cero dentro de su tiempo de arco máximo
- 32 probado.
- 33 - El GCB deberá ser capaz de interrumpir las corrientes de falla resultantes de
- 34 ángulos desfasados de hasta 180° . Esto puede ocurrir debido a la sincronización
- 35 fuera de fase por errores de cableado, tiempos de cierre mal coordinados o errores
- 36 en el circuito de control.

4.10. Transformador Elevador

37 Un generador síncrono generalmente funciona por debajo de 24 kV y está conectado a

38 través de un transformador elevador de generador (*GSUT generator step-up transformer*)

39 a la red de alta tensión. El transformador tiene un impacto en la salida de potencia reactiva

40 y la contribución de potencia de cortocircuito del compensador síncrono en las terminales



Unidad de Planeación Minero Energética

1 de la red. La impedancia del transformador elevador se deberá elegir para cumplir con los
2 requisitos de contribución mínima de falla y el rango de potencia reactiva.

3
4 El transformador deberá ser diseñado para que influya lo menos posible en el aporte de
5 cortocircuito en falla y en los reactivos entregados para el control de tensión. Además,
6 deberá cumplir con los estándares IEEE e IEC aplicables para transformadores de
7 potencia indicados en la sección 2.1 del presente documento y sus anexos. También se
8 deberán considerar para el diseño las Especificaciones Técnicas de Transformadores y
9 Autotransformadores de potencia parte de las normas descritas en este documento.

10 1.

11 4.11. Pérdidas (Consumo del Proyecto)

12
13 Las pérdidas eléctricas son la potencia activa que consumirá el compensador síncrono en
14 diferentes puntos/condiciones de operación. Para el cálculo y la evaluación de pérdidas
15 del SC se utilizará la evaluación de pérdidas, que se describe en IEEE 1031.

16
17 Se deberá realizar una evaluación de las pérdidas resumidas del SC, que incluyan las
18 pérdidas a frecuencia fundamental en todos los componentes hasta el punto de conexión
19 principal, en particular, incluir:

- 20 - Transformador elevador principal.
- 21 - SC incluido el sistema de excitación y sistema de aceite lubricante
- 22 - IPB
- 23 - Equipos de control y protección.
- 24 - Refrigeración del generador síncrono y equipos auxiliares.

25
26 Se deberá definir las pérdidas totales del SC a temperatura ambiente del punto de conexión
27 y frecuencia de 60Hz. Las pérdidas deberán ser evaluadas para tres escenarios de
28 operación:

- 29 - En el punto de corriente campo crítica ($Q = 0$).
- 30 - En servicio en el punto de funcionamiento sobrecargado nominal (Inyección máxima
31 de Q).
- 32 - En servicio en el punto de funcionamiento subcargado nominal (Absorción máxima
33 de Q).

34 4.12. Sistema Control y Protección

35 2.

36 4.12.1 Estación de control

37 El sistema de control estará compuesto como mínimo por los siguientes equipos:

- 38 ● Un sistema operativo central para la supervisión y el control a través de la
39 interfaz hombre-máquina, que incluye un puesto de trabajo operativo y un
40 puesto de trabajo de ingeniería.
- 41 ● Un panel de control del generador dedicado que envía toda la información
42 necesaria al sistema operativo para su visualización/operación.
- 43 ● Un regulador de tensión redundante automático para la excitación sin escobillas
44 y un variador de frecuencia redundante para la puesta en marcha (variante 2:
45
46



Unidad de Planeación Minero Energética

1 excitación sin escobillas)

- 2 ● Un sistema de protección redundante.
- 3 ● Interfaces dentro de los sistemas mencionados.

4
5 El sistema de control del operador superior se conectará al centro de control del OR y/o
6 XM a través de fibra Ethernet, usando el protocolo de comunicación estándar IEC 61850.

7 8 **Concepto de operación**

9 El sistema de control deberá ofrecer la posibilidad de controlar la solución del SC desde
10 diferentes ubicaciones utilizando varios niveles de autoridad de control, que incluyen al
11 menos:

- 12 ● HMI local en la sala I&C del SC.
- 13 ● HMI remota en la sala de control de la subestación.
- 14 ● Operación SCADA remota usando la IEC 61850.

15
16 Solo un nivel de jerarquía tendrá control sobre el SC a la vez. Se deberá implementar una
17 adecuada jerarquía de enclavamientos y control. Todas las señales, las posiciones de los
18 interruptores y los valores analógicos se envían continuamente a todas las estaciones del
19 operador del sistema (XM), independientemente de la subestación del operador de red que
20 tenga prioridad.

21 22 **Comunicación**

23 Por razones de ciberseguridad, la red de comunicación de la estación se dividirá en dos
24 redes diferentes:

- 25 ● una LAN de proceso
- 26 ● una LAN de servicio

27 1) LAN de proceso, constará de las siguientes partes:

- 28 o Conexiones desde dispositivos de protección y control a Sistema Operativo
29 vía protocolo IEC 61850 o similar.
- 30 o Conexión desde SCADA al centro de control vía IEC 61850.

31
32 Esta conexión estará protegida por un firewall redundante.

33
34 2) LAN de servicio, se desacoplará de la LAN de proceso y ofrecerá la posibilidad de
35 cambiar la parametrización específica del sistema a través de una estación de
36 trabajo de ingeniería.

37 El LAN de servicio permitirá acceder a:

- 38 - Parametrización del panel de control del generador
- 39 - Parametrización de los dispositivos de protección eléctrica
- 40 - Parametrización del AVR

41
42
43 El sistema deberá permitir la gestión de usuarios o la protección con contraseña para
44 restringir el acceso a la estación de trabajo de ingeniería al personal capacitado.

45 46 **Control remoto desde el centro de control de la subestación**



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Cuando el control del SC se establece en operación remota, el operador deberá poder realizar
2 al menos las siguientes tareas:

- 3 - La puesta en marcha y parada del SC.
- 4 - Cambios en las consignas de regulación.
- 5 - El seguimiento de los mensajes de alarma del SC

6 Los mensajes de alarma se agruparán para permitir que el operador reaccione
7 adecuadamente. Los modos de control remoto y local serán excluyentes, en términos de
8 comandos y mandos.

9 **Sincronización y distribución de tiempo**

- 10 - La hora de la subestación se sincronizará mediante el sistema de navegación por
11 satélite GPS.
- 12 - Los registros de tiempo para alarmas, eventos, comandos y mediciones se
13 realizarán en el sistema que emite las señales para facilitar el análisis en el orden
14 de tiempo cronológico correcto. Las excepciones deben ser documentadas.
- 15 - La resolución de los registros de tiempo para las señales de los dispositivos de
16 protección será de 1 ms.

17 **Interfaz hombre-máquina**

- 18 - Para operar el SC, deben estar disponibles diferentes despliegues HMI en la
19 subestación de trabajo del operador o trasmisor.
- 20 - El HMI de la subestación deberá registrar y procesar la información proveniente de
21 los diferentes equipos del sistema de control de forma continua para que el
22 operador esté informado sobre el estado actual de toda la subestación,
- 23 - Las imágenes de HMI serán auto explicativas y no requerirán conocimientos en
24 informática para su manejo.
- 25 - El sistema se instalará en una computadora industrial redundante.
- 26 - La HMI local deberá incluir como mínimo los siguientes diagramas como
27 despliegues diferentes en el sistema de visualización:
 - 28 o Diagrama unifilar completo de la solución del SC incluidos la red de AT y
29 MT
 - 30 o Suministro y distribución auxiliar de AC
 - 31 o Suministro y distribución auxiliar de DC
 - 32 o Sistemas de enfriamiento de mediciones de generador síncrono
 - 33 o Sistemas de aceite lubricante
 - 34 o Medidas de ejes y rodamientos
 - 35 o Descripción general de la comunicación
 - 36 o Tendencias
 - 37 o Lista de alarmas y eventos
- 38 - La estación de trabajo HMI estará equipada como mínimo con dos monitores y se
39 utilizará hardware con mantenimiento a condición, donde las condiciones serán
40 definidas por el fabricante.

41 **Función de discrepancia**

- 42 - La HMI deberá proporcionar la funcionalidad de discrepancia para los interruptores



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 y el estado del enlace deberá estar disponible.
- 2 - Si un dispositivo conmutable, un acoplador de barra o una sección de barra no está
- 3 bien debido a una discrepancia o falla de comunicación, el dispositivo específico
- 4 deja de estar disponible y se configura una alarma en la HMI local.
- 5 - Si un dispositivo no reacciona a una instrucción de conmutación, el dispositivo debe
- 6 dejar de estar disponible y configurarse en una condición perturbada. Se establece
- 7 una alarma en la HMI local.
- 8 - Cada comando debe ser monitoreado. En caso de un tiempo de transición
- 9 demasiado largo, se emitirá una alarma en la HMI local. El objeto se bloqueará
- 10 hasta que se reconozca la alarma.
- 11 - En caso de que un objeto no esté en su posición final, solo se permitirá dar una
- 12 orden para que se desplace a una posición segura.
- 13 - No se permite la repetición automática de comandos.

4.12.2 Panel de control del SC

16 El SC y sus equipos auxiliares serán monitoreados y controlados por un gabinete

17 específico.

Requerimientos generales

- 19 - El control del SC utilizará un controlador industrial redundante para monitorear y
- 20 evaluar los valores de proceso y sus sistemas auxiliares.
- 21 - Los sensores de campo deben estar cableados al gabinete de control, la
- 22 comunicación con otro sistema de control local (por ejemplo, el sistema de
- 23 excitación) debe realizarse mediante comunicación industrial probada en uso.
- 24 - Las estaciones de Entradas-Salidas (I/Os) centralizadas ubicadas en el panel de
- 25 control del SC deberán recolectar todas las señales de proceso para controlar y
- 26 monitorear los diferentes sistemas. Éstas incluyen:
- 27 o El propio SC,
- 28 o El sistema de aceite,
- 29 o El sistema de refrigeración
- 30 o La energía auxiliar.
- 31 - El gabinete deberá tener al menos un 20% de reserva de espacio para futuras
- 32 extensiones de hardware y un 25% de reserva de I/Os.

Concepto de redundancia

- 35 - Ambos controladores estarán constantemente conectados e intercambiarán
- 36 información continuamente entre sí creando así una redundancia activa o "hot-hot".
- 37 - La falla de un controlador de gabinete, de un alimentador de gabinete o de una
- 38 Tarjeta de I/Os no debe conducir a ninguna restricción en la disponibilidad y
- 39 desempeño del SC.
- 40 - En caso de pérdida de redundancia de uno de los sistemas instalados en el panel
- 41 de control del SC, se generará una alarma.

Funcionalidades

- 43 - El algoritmo de software implementado en el panel de control del SC deberá cumplir
- 44 al menos la siguiente tarea:
- 45 o Monitoreo de todas las señales de proceso analógicas y binarias instaladas
- 46 en el SC y sus equipos auxiliares (sistema de aceite, sistema de



Unidad de Planeación Minero Energética

- 1 enfriamiento).
- 2 o Controlar todas las cargas (bombas, calentadores, válvulas) necesarias
- 3 para sostener el proceso necesario para la operación segura del SC.
- 4 o Ejecutar la secuencia de inicio o apagado automático para iniciar o detener
- 5 de manera segura la SC a petición del operador y/o debido a criterios de
- 6 apagado/Trip.
- 7 o Proteger el SC emitiendo una solicitud de disparo al sistema de protección
- 8 cuando los valores del proceso superan los límites de disparo (algoritmo de
- 9 protección mecánica).
- 10 o Controlar el lado de alta tensión.
- 11 - El panel de control del SC se conectará al sistema de protección a través de una
- 12 conexión cableada redundante.
- 13 - El panel de control del SC deberá integrar un sistema de monitoreo de vibraciones
- 14 para procesar las señales sin procesar provenientes de los captadores de
- 15 vibraciones. El sistema de monitoreo de vibraciones se comunicará con el
- 16 controlador utilizando comunicación de bus industrial redundante.
- 17 - El panel de control del SC también deberá contener el algoritmo necesario para el
- 18 control general de la subestación.
- 19 - Las secuencias automáticas de arranque/parada deberán contener un punto de
- 20 espera relevante, de modo que el operador pueda elegir al menos entre los
- 21 siguientes tres modos:
- 22 o Operación: El SC se pone en marcha automáticamente mediante la
- 23 secuencia de arranque hasta la sincronización con la red. Una vez
- 24 sincronizada, el SC está disponible para la operación de control.
- 25 o Turning: Todos los sistemas auxiliares están listos y funcionando, el SC está
- 26 funcionando a velocidad de giro y listo para acelerar hasta la velocidad
- 27 nominal.
- 28 o Shutdown: El SC está en Standstill y los sistemas auxiliares están
- 29 apagados.

Comunicación

- 31 - El panel de control del SC se conectará al sistema de control de la estación
- 32 utilizando el protocolo IEC 60870-5-104 o IEC61850 redundante al SCADA.
- 33 - El panel de control del SC deberá enviar todos los valores procesados (analógicos
- 34 y binarios), todas las advertencias, alarmas y estados generados al sistema de
- 35 control de la estación para su visualización en la HMI y en la lista de alarmas a
- 36 través de este protocolo de comunicación.
- 37 - El IEC 60870-5-104 o IEC61850 también permitirá que el panel de control del
- 38 compensador reciba comandos del operador a través de la interfaz de control del
- 39 operador local/remoto.
- 40 - El algoritmo implementado en el panel de control del compensador deberá incluir
- 41 los enclavamientos necesarios para evitar cambios o manipulaciones no deseadas
- 42 o peligrosas por parte del operador.

4.12.3 Concepto de control general



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El sistema de control deberá coordinar la operación del SC para regular el voltaje en la
2 barra AT. El algoritmo de control se implementará en el panel de control del SC. El operador
3 podrá establecer el valor de referencia para el control desde todos los niveles de operación
4 (local o remoto).

5
6 El algoritmo de control deberá funcionar de tal manera que, en condiciones normales de
7 funcionamiento, la salida del SC no debe presentar transitorios en el punto de conexión de
8 alta tensión. Debe haber dos modos de funcionamiento principales para el control de salida
9 del SC. Debería ser posible cambiar entre las dos estrategias a continuación, con solo
10 transitorios insignificantes vistos en la salida reactiva del SC.

11 12 **Modo de control de voltaje de red**

- 13 - En este modo de control, el sistema de control realizará una regulación basada en
14 un error de tensión.
- 15 - El error se determinará por la diferencia entre la tensión de referencia requerida en
16 el punto de conexión y la tensión medida en la línea de alta tensión cercana al punto
17 de conexión.
- 18 - El algoritmo de control adaptará automáticamente el voltaje del terminal de
19 referencia del controlador de voltaje del SC para adaptar la salida de potencia
20 reactiva dependiendo del error de voltaje medido.
- 21 - En cualquier momento, los límites implementados en el regulador automático de
22 tensión deberán anular la salida del regulador de tensión de red.

23 24 **Modo de potencia reactiva constante**

- 25 - En este modo de control, el sistema de control debe realizar una regulación basada
26 en una diferencia de potencia reactiva.
- 27 - El error se determinará por la diferencia entre el punto de ajuste de la potencia
28 reactiva de referencia y la potencia reactiva medida en el lado primario del
29 transformador elevador.
- 30 - El algoritmo de control adaptará automáticamente el voltaje del terminal de
31 referencia del controlador de voltaje para adaptar la salida de potencia reactiva
32 dependiendo del error de control de potencia reactiva calculado.
- 33 - En cualquier momento, los límites implementados en el regulador automático de
34 voltaje (AVR), deberán anular la salida del regulador de potencia reactiva.

35 36 **4.12.4 Protecciones**

37
38 Se debe aplicar un concepto de redundancia en el diseño del sistema de protección para
39 el SC y el transformador de la máquina de manera uniforme mediante la duplicación de
40 todos los componentes esenciales. Todas las funciones de protección implementadas se
41 duplicarán en los relés de protección sistema 1 y sistema 2. La redundancia comienza con
42 núcleos de transformadores de instrumentos separados y continúa a través de los relés de
43 protección y la señal de disparo (Trip), que tiene que pasar a través de rutas de voltaje DC
44 separadas con 2 bobinas de interruptor automático.



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Los transformadores auxiliares estarán protegidos con relés de protección contra
2 sobrecorriente. Todas las zonas de protección deben superponerse mediante el uso de
3 diferentes TC. Los relés de protección deben montarse en paneles separados para la
4 protección sistema 1 y sistema 2.

6 Zonas de protección

7 El sistema de protección del SC debe dividirse en varias zonas de protección:

- 8 - Protección para el lado de alta tensión del transformador elevador.
- 9 - Protección para el transformador de la máquina incluida la IPB.
- 10 - Protección para el SC.
- 11 - Protección para el sistema auxiliar (MT y/o BT).

12 Para las protecciones principales, se deben utilizar relés de disparo comunes para las
13 protecciones sistema 1 y sistema 2.

15 Funciones de protección

16 Las diferentes zonas deben contar las siguientes funciones mínimas de protección:

- 17 - Protección de transformador elevador
 - 18 o Protección diferencial (87T)
 - 19 o Protección de falla a tierra restringida (HV) (87N)
 - 20 o Protección de sobrecorriente en las fases (HV) (50/51)
 - 21 o Protección de sobrecorriente a tierra (HV) (50N/51N)
 - 22 o Protección para sobretensión en el lado del generador (59)
 - 23 o Protección de sobretensión por desplazamiento (59N)
- 24 - Protección para SC
 - 25 o Protección de impedancia (21)
 - 26 o Protección de sobreexcitación (24)
 - 27 o Protección de subtensión (27)
 - 28 o Protección de subexcitación (40)
 - 29 o Protección de desbalance de carga (46)
 - 30 o Protección de sobrecorriente de fase (50/51)
 - 31 o Protección de falla del interruptor (50BF)
 - 32 o Protección de sobretensión (59)
 - 33 o Protección contra falla a tierra del estator (59N)
 - 34 o Protección de falla a tierra en DC (59N DC)
 - 35 o Protección de falla a tierra en rotor (1 – 3Hz) (64R)
 - 36 o Protección de subfrecuencia (81U)
 - 37 o Protección de sobrefrecuencia (81O)
 - 38 o Protección diferencial del SC (87G)
- 39 - Protección para falla de interruptor (50BF)
 - 40 o Lado de alta tensión del transformador - Sistema
 - 41 o Lado de baja tensión para el interruptor SC-Transformador

43 Medición para el monitoreo y protecciones



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El alcance del suministro incluirá todos los elementos necesarios, incluido todo el cableado
2 y las tuberías del SC, y todas las cajas de conexión e interfaces para la conexión al sistema
3 de control.

4
5 Se dispondrán al menos los siguientes detectores de control y protección:

- 6 - Devanado del estator
 - 7 o RTD (resistance temperature detector), al menos 2 activos y 1 de repuesto
8 por fase y por circuito distribuidos entre fases y circuitos alrededor del
9 diámetro del estator, ubicado entre la barra superior e inferior en la misma10 ranura.
- 11 - Aire frío y caliente
 - 12 o RTD de aire frío, se instalarán dos elementos dobles a cada lado del
13 compensador síncrono para aire frío para monitoreo y protección mecánica.
- 14 o RTD de aire caliente, se debe instalar al menos un elemento doble para15 monitoreo.
- 16 - Detección de fugas
 - 17 o Se instalarán detectores de fugas en la carcasa del compensador síncrono
18 para monitorear las fugas y la condensación del enfriador.
- 19 - Termocupla o RTD, al menos un elemento triple por rodamiento o descanso, para
- 20 monitorear la temperatura del metal.
- 21 - Sistema de aceite
 - 22 o Se instalarán transmisores de presión redundantes para monitorear la
23 presión del aceite lubricante.
- 24 o Se instalarán transmisores de presión redundantes para monitorear la25 presión del aceite de elevación.26 o Se instalará RTD para monitorear la temperatura del aceite detrás de los27 enfriadores.28 o Se instalará un transmisor RTD para monitorear la temperatura del aceite29 en el tanque de aceite.30 o Se instalará un transmisor de nivel redundante para monitorear el nivel de31 aceite en el tanque de aceite.
- 32 - Sensores de velocidad y protección contra sobre velocidad
 - 33 o Control de velocidad a través de tres codificadores rotatorios incrementales
- 34 - Sistema de medición/protección de vibraciones de rodamientos y ejes.
 - 35 o Se instalarán dos sensores de proximidad (a 90° de distancia) y las
36 provisiones necesarias para el monitoreo de las amplitudes de vibración del
- 37 eje (S-max).38 o Se instalarán al menos dos acelerómetros por cojinete para monitorear la39 vibración de la carcasa del cojinete.40 o La vibración de la carcasa del cojinete se utilizará como protección primaria41 contra vibraciones.

42 **Control**

43
44



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El control del interruptor automático del SC y los seccionadores/interruptores de puesta a
2 tierra relacionados se implementará en un dispositivo de control del paño. Estará ubicado
3 en un panel de control separado para el interruptor automático del SC.

4
5 El control del alimentador de media tensión y/o baja tensión para la alimentación auxiliar
6 se puede implementar en relés multifuncionales de control y protección.

7 - Enclavamiento

8 o El enclavamiento eléctrico se implementará en la lógica del software de la
9 unidad de control del paño. El enclavamiento se realizará con señales de
10 liberación cableadas.

11 o La señal de liberación del seccionador y seccionador de puesta a tierra
12 hacia y desde los equipos de maniobras de alta tensión se enviará como
13 señal eléctrica. El seccionador de puesta a tierra del lado del SC debe
14 enclavarse con una señal de liberación del sistema de control del generador
15 (solo es posible cerrar el seccionador de puesta a tierra si el generador está
16 parado).

17 - Sincronización del SC

18 o Para la sincronización del SC se utilizará un relé de sincronización. Este
19 relé de sincronización tiene que funcionar como un sincronizador de 2
20 canales. La sincronización del SC con la red será parte de la secuencia de
21 inicio del control del SC. En el paso de sincronización, el control del SC pasa
22 un comando sobre la unidad del paño a los dispositivos de sincronización.
23 Supervisará el voltaje, la frecuencia y el ángulo de fase en ambos lados del
24 interruptor automático del SC. El dispositivo de sincronización enviará
25 comandos de aumento o disminución al sistema de excitación hasta que el
26 voltaje del SC coincida con el voltaje de la red. Si la tensión, la frecuencia y
27 el ángulo de fase están dentro de los límites establecidos, el dispositivo de
28 sincronización emitirá la orden de cierre del interruptor automático del SC.
29

30 **Comunicación y sincronización horaria**

31 - Comunicación al sistema de control

32 o Los dispositivos de protección y control se conectarán mediante un anillo
33 Ethernet óptico (o similar) al sistema de control de la estación. Se debe
34 utilizar el protocolo de comunicación IEC61850. Todas las señales y
35 disparos se transmitirán, procesarán en el sistema de control de la estación
36 y luego se visualizarán en el sistema HMI.

37 o La sincronización horaria debe realizarse a través de la misma interfaz. Será
38 aceptable la utilización de sincronismo de tiempo por medio del protocolo
39 IRIG-B y/o NTP
40

41 **Software de la estación de ingeniería**

42 - Software de operación

43 o El software de operación de los relés de protección debe instalarse en la
44 PC de servicio.

45 - Comunicación PC de ingeniería a los relés de protección

46 o Todos los relés de protección y las unidades de los paños deben conectarse



Unidad de Planeación Minero Energética

1 a través de Ethernet (o similar) a la red de diagnóstico. Esta conexión
2 permite el acceso a los dispositivos para la parametrización y descarga de
3 registros de faltas.
4

5 **Panel de interfaz**

6 Todas las señales a la subestación AT deben conectarse a través de un panel de interfaz.

- 7 - Disparos del interruptor de alta tensión
 - 8 o En caso de fallas en el transformador elevador, en el ducto de barras aislado
 - 9 (IPB), en los transformadores auxiliares o mal funcionamiento del interruptor
 - 10 GCB, se debe enviar una señal de disparo al interruptor automático de alta
 - 11 tensión aguas arriba.
 - 12 o En la dirección opuesta, cada disparo al interruptor de alta tensión (por
 - 13 ejemplo, desde la protección de barras) debe iniciar una señal de
 - 14 desenganche directo al interruptor automático del generador aguas abajo.
 - 15 Estas señales de disparo deben estar cableadas.

16 **Registro de fallas**

- 17 - Dispositivos
 - 18 o La función de registro de fallas internas del relé de protección se utilizará
 - 19 para registrar la corriente, el voltaje y las señales de disparo durante una
 - 20 falla en el sistema eléctrico.
 - 21 o Si ocurre un disparo en cualquier lugar dentro del sistema, todos los
 - 22 registradores de fallas de todos los relés de protección deben activarse
 - 23 mediante una señal binaria cableada. Esto asegura que todas las señales
 - 24 binarias y analógicas relevantes de todo el sistema se registrarán en caso
 - 25 de falla.
 - 26 o Para propósitos de prueba y monitoreo, se debe prever un disparo manual
 - 27 de los registradores de fallas.
- 28 - Almacenamiento de datos
 - 29 o La lectura de los registros de fallas debe realizarse automáticamente a
 - 30 través de la interfaz de comunicación y el protocolo IEC61850. El software
 - 31 del analizador debe recopilar todos los datos de registro de fallas y
 - 32 almacenarlos en las estaciones de trabajo de ingeniería.
- 33 - Análisis de fallas
 - 34 o La evaluación y el análisis de los registros de fallas se llevan a cabo en la
 - 35 estación de trabajo de ingeniería.

36 **4.13. Equipos Auxiliares**

37 A continuación, se describen los requisitos específicos para los diferentes componentes
38 de la fuente de alimentación auxiliar. Además, la propuesta puede considerar el suministro
39 auxiliar desde un transformador de potencia auxiliar conectado al IPB o a través de un
40 tercer devanado en el transformador elevador principal.
41
42
43
44

45 **4.13.1 Transformadores Auxiliares**



Unidad de Planeación Minero Energética

1 La oferta debe incluir un transformador auxiliar que transforme la tensión IPB (medida en
2 bornes de la máquina) al nivel de tensión especificada para alimentación auxiliar. En el
3 lado primario, este transformador se conectará al IPB. En el lado secundario este
4 transformador alimentará por cables los equipos de media tensión.

5 Estos transformadores se utilizarán para alimentar:

- 6 - el convertidor de frecuencia del pony motor/convertidor de frecuencia de arranque
7 (SFC).
- 8 - el sistema de excitación del SC.
- 9 - los suministros de baja tensión.

10
11 Se instalará un conmutador automático en los equipos de media tensión para garantizar
12 que esté alimentada en caso de pérdida de una de las líneas de media tensión. Además,
13 se instala un conmutador automático para garantizar que los consumos conectados
14 reciban alimentación sin interrupciones prolongadas.

15 16 **4.13.2 Otros equipos auxiliares**

17
18 Dentro de los otros equipos auxiliares se encuentran *switchgear* de media tensión,
19 transformadores para alimentar sistema de arranque y excitación, tableros de fuerza para
20 alimentar baterías y sistemas DC para equipos de control. Para todos los equipos se
21 deberán informar las características técnicas asociadas como niveles de tensión, corriente,
22 rangos de operación, normativa aplicada, etc.

23 24 **4.14. Sincronización**

25
26 Antes de conectar un SC a la red por medio de un interruptor, las tensiones deben coincidir
27 muy estrechamente con las tensiones de la red para evitar sobrecorrientes y torques no
28 permitidos.

29
30 El fabricante del SC facilitará información sobre las desviaciones máximas admisibles de
31 las amplitudes, frecuencia y fase de las tensiones del SC con respecto a las tensiones de
32 red. También se tendrá en cuenta el instante de cierre del interruptor.

33
34 Una sincronización defectuosa puede dañar gravemente un SC. Las más críticas son las
35 sincronizaciones defectuosas que ocurren con un error de fase entre 120° y 180°, lo que
36 provoca torques y corrientes extremadamente altos. Es necesario inspeccionar el
37 devanado del estator y el tren de ejes después de una sincronización defectuosa. Solo si
38 se realizan todas las reparaciones, el SC estarán en condiciones de servicio.

39 40 **4.15. Short Circuit Ratio (SCR)**

41
42 Para las máquinas de todos los tamaños y tipos de enfriamiento, la relación del circuito
43 SCR no deberá ser mayor a 0,35 en las condiciones nominales de funcionamiento, según
44 lo indica la norma IEC 60034-3 en su numeral 4.18.

45



Unidad de Planeación Minero Energética

4.16. Reactancias de Eje Directo

Se deberán definir las reactancias de eje directo para estado estacionario (X_d : reactancia sincrónica), transitorio (X_d' : reactancia transitoria) y subtransitorio (X_d'' : reactancia subtransitoria). En específico, para la reactancia subtransitoria de eje directo (saturada y no saturada), esta deberá ser informada por el Inversionista.

4.17. Ruido Audible

Se deberá limitar el ruido audible para en las diversas áreas de los edificios del compensador síncrono a los valores indicados en la norma IEC 60034-9 y la Resolución Número 1792⁴ de 1990 y la resolución 0627⁵ de 2006, para todas las condiciones de operación, y se deberá demostrar mediante cálculos y mediciones en terreno que no se excederán los niveles especificados cuando corresponda según los hitos del proyecto. Sin perjuicio de lo anterior, el diseño deberá cumplir al menos lo siguiente:

- El nivel máximo permisible debe establecerse en un lugar determinado crítico para la perturbación del ruido, es decir, casas residenciales o en un contorno definido como la línea de propiedad.
- El nivel de ruido audible dentro de la sala de control no debe exceder los 70 dB (A).
- El ruido constante de un CS, cuando está instalado y funcionando en cualquier modo, no debe exceder los 65 dB(A) cuando se mide a una distancia de aproximadamente 100 m de la unidad.

Se deberá elaborar un informe de diseño de ruido audible para demostrar cómo cada elemento de la planta acústicamente significativo contribuiría al nivel de sonido general y qué medidas se requieren para garantizar que se cumpla el límite de presión de sonido. También se deberán establecer los niveles de ruido audible existentes antes de la construcción de las instalaciones. El informe final deberá registrar los niveles de ruido audible antes y después de la puesta en servicio y serán revisados por el interventor.

5. ESPECIFICACIONES PARA SUBESTACIONES

Las siguientes son las especificaciones técnicas para las subestaciones, donde serán instalados los sistemas de compensadores síncronos (SC).

5.1. General

⁴ Ministerio del Trabajo: Por la cual se adoptan valores límites permisibles para la exposición ocupacional al ruido o la resolución que la modifique o sustituya.

⁵ Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible: Adopta y unifica valores límites permisibles para la exposición ocupacional al ruido, para su correcta aplicación en todo el territorio nacional o la resolución que la modifique o sustituya.



Unidad de Planeación Minero Energética

La información específica referente a subestaciones, remitida por los propietarios de la infraestructura existente, como costos de conexión, datos técnicos y planos, serán suministrados por la UPME como información anexa a esta convocatoria.

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

ítem	Descripción	Subestación Santa Marta	Subestación Maicao
1	Configuración	Anillo con 7 salidas	Barra Sencilla
2	Tipo de subestación	Convencional	Convencional
3	Subestación nueva	No	No
4	Nivel de tensión	110 kV	110 kV
5	Propietario de la Subestación	TRANSELCA S.A. E.S.P	AIR-E S.A. E.S.P

5.2. Conexión entre el SC y la infraestructura de la subestación

Entre el SC y las bahías de AT se deberá instalar un transformador elevador (step-up) MT/AT que será suministrado con sus aditamentos y foso de aceite por parte del Inversionista, para permitir la conexión entre el SC y la red convencional de 110 kV. El Inversionista elegido suministrará y realizará la conexión apropiada entre el SC y el transformador elevador MT/AT y la alimentación en MT o BT (según sea el caso) del SC. La potencia nominal del transformador elevador MT/AT será la que defina el Inversionista seleccionado (se recomienda ser un 20% mayor a la potencia del SC instalado) sin que cada módulo o transformador sea inferior a la potencia del SC a instalar. El grupo vectorial del transformador será definido por el Inversionista.

5.3. Predio de las Subestaciones

5.3.1. Subestación Santa Marta 110 kV

La subestación existente Santa Marta 110 kV, propiedad de TRANSELCA S.A. E.S.P. está ubicada en jurisdicción del municipio de Santa Marta en el departamento del Magdalena.

Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación Santa Marta 110 kV (información que deberá verificar el Interesado):

Latitud: 11° 13' 0.86" N
Longitud: 74° 11' 21.98" O,

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



Unidad de Planeación Minero Energética



1
2 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con
3 TRANSELCA S.A. E.S.P y en terreno.
4

5 El Inversionista es el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las
6 Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de
7 Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la
8 aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
9 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir
10 exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán
11 tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar. Se deberán considerar las facilidades para
12 los accesos, equipos y obras.
13

14 En el predio para el desarrollo de la Convocatoria, el Inversionista seleccionado deberá analizar
15 todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. Se debe elaborar un documento soporte,
16 el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las
17 memorias de la Convocatoria.
18

19 Los agentes involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de
20 los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
21 nivel de confiabilidad.
22

23 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos "**COMPENSADORES**
24 **SÍNCRONOS PARA EL SIN**", los cuales suministran información de referencia. El objeto de
25 estos documentos es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
26 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin
27 pretender determinar o definir espacios para la construcción del proyecto. Es responsabilidad
28 del Inversionista asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello deberá
29 validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades
30 competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios
31 estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.
32

33 **5.3.2. Subestación Maicao 110 kV**

34

35 La subestación existente Maicao 110 kV, propiedad de AIR-E S.A. E.S.P., ubicada en
36 jurisdicción del municipio de Maicao en el departamento de La Guajira.
37

38 Las siguientes son las coordenadas aproximadas de la existente subestación Maicao 110 kV
39 (información que deberá verificar el Interesado):
40

41 Latitud: 11° 22' 36.52" N
42 Longitud: 72° 15' 12.83" O,
43

44 El Inversionista deberá proveer el espacio físico necesario para la construcción de la extensión
45 del barraje.
46



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Será responsabilidad de los diferentes Interesados verificar la anterior información con AIR-E
2 S.A. E.S.P y en terreno.

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

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

17
18 Los agentes involucrados deberán llegar a acuerdos para la ubicación y/o disposición física de
19 los equipos en la subestación. En cualquier caso, se deberá garantizar una disposición de alto
20 nivel de confiabilidad.

21
22 A modo informativo, el Inversionista podrá consultar los Documentos "**COMPENSADORES**
23 **SÍNCRONOS PARA EL SIN**", los cuales suministran información de referencia. El objeto de
24 estos documentos es identificar de manera preliminar las posibilidades y restricciones
25 ambientales, constituyéndose en un documento ilustrativo para los diferentes Interesados, sin
26 pretender determinar o definir espacios para la construcción del proyecto. Es responsabilidad
27 del Inversionista asumir en su integridad los riesgos inherentes del Proyecto, para ello deberá
28 validar la información, realizar sus propios estudios y consultas ante las Autoridades
29 competentes, entre otras. En general, los Proponentes basarán sus Propuestas en sus propios
30 estudios, investigaciones, exámenes, inspecciones, visitas, entrevistas y otros.

31 32 **5.3.3. Espacios de Reserva**

33
34 La presente convocatoria no tiene previsto dejar espacios de reserva adicionales a los ya
35 existentes en las subestaciones para futuras ampliaciones y no contempla adecuaciones sobre
36 terrenos adicionales a los necesarios para llevar a cabo las obras contempladas en esta
37 Convocatoria. No obstante, se debe garantizar que los espacios de reserva en las
38 subestaciones existentes no se verán afectados o limitados para su utilización, por
39 infraestructura (equipos, línea, edificaciones, etc.) objeto de la presente Convocatoria Pública.
40 Esto no implica que los espacios ocupados por las obras a construir en la presente convocatoria
41 se deban reponer en otro lugar, con excepción de aquellos casos en que el propietario de la
42 subestación lo hubiese declarado antes del inicio de la convocatoria.

43 44 **5.3.4. Conexiones con equipos existentes**



Unidad de Planeación Minero Energética

1 El Inversionista deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles
2 los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y protección de los
3 nuevos equipos, con la infraestructura existente que pueda verse afectada por el desarrollo del
4 Proyecto.

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

10 11 **5.3.5. Servicios Auxiliares**

12
13 El Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la topología
14 del SC, cumpliendo con lo señalado en el numeral 3.1 del presente Anexo. Para las obras de
15 la presente convocatoria, los servicios auxiliares deberán contar con alimentación
16 independiente a los actualmente instalados, por tanto, si se requieren dos fuentes
17 independientes de AC (Circuito independiente de distribución más grupo electrógeno).

18 19 **5.3.6. Infraestructura y Módulo Común**

20
21 El Inversionista deberá implementar todas las obras y equipos constitutivos del módulo común
22 como se describe a continuación:

23
24 El Inversionista debe prever el espacio necesario para edificios, equipos y obras del desarrollo
25 de las conexiones a 110 kV en las subestaciones Santa Marta y Maicao, objeto de la presente
26 Convocatoria Pública, junto con los espacios de acceso, vías internas, etc., según se requiera,
27 considerando la disponibilidad de espacio en los predios y las eventuales restricciones o
28 condicionantes que establezca el ordenamiento territorial en el área, igualmente estarán a cargo
29 del Inversionista las vías de acceso a predios de las Subestaciones y/o adecuaciones que sean
30 necesarias.

31
32 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y
33 módulo común en la subestación y/o adecuaciones que sean necesarias, es decir las obras
34 civiles y los equipos que sirven a las obras descritas en el Numeral 2 del Anexo 1. La
35 infraestructura y módulo común, estarán conformados como mínimo por los siguientes
36 componentes:

- 37
38 ● **Infraestructura civil:** En el caso de las obras a cargo del Inversionista, está compuesta
39 por, las vías de acceso a la subestación, las vías internas de acceso a los patios de
40 conexiones y la adecuación del terreno, alcantarillado, barreras de protección y de
41 acceso al predio, todos los cerramientos para seguridad del predio, filtros y drenajes,
42 pozo séptico y de agua y/o conexión a acueductos/alcantarillados vecinos si existen,
43 alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes, y en general, todas aquellas obras
44 civiles utilizadas de manera común en la subestación. En el caso particular de las obras
45 a cargo del Inversionista, es su responsabilidad el proveer todo lo necesario para su
46 construcción, protección física, malla de puesta a tierra, etc., y deberá considerar



Unidad de Planeación Minero Energética

1 espacio suficiente en los cárcamos y demás elementos construidos en la presente
2 Convocatoria y que servirán de manera común a los espacios de reserva, según la
3 propuesta que realice el Inversionista de conformidad con el numeral 5.1.2.
4

- 5 ● **Equipos:** Todos los equipos necesarios para las obras descritas en el Numeral 2 del
6 presente Anexo 1. Se incluyen, entre otros, los sistemas de automatización, de gestión
7 de medición, de protecciones, control y el sistema de comunicaciones propio de cada
8 subestación, los materiales de la malla de puesta a tierra, apantallamiento y los equipos
9 para los servicios auxiliares AC y DC, los equipos de conexión, todo el cableado
10 necesario y las obras civiles asociadas. Se incluyen todos los equipos necesarios para
11 integrar las nuevas bahías con las subestaciones existentes, en conexiones de potencia,
12 control, medida, protecciones y servicios auxiliares.
13

14 En caso de no ser posible la instalación de la bahía de conexión (bahía de línea y de
15 transformador) del Sistema de Compensadores Síncronos y/o demás equipos relacionados
16 (control, protección, servicios auxiliares) en las subestaciones requeridas en la presente
17 convocatoria, deberá considerarse la adquisición de los terrenos necesarios para realizar la
18 ampliación. Será responsabilidad del Inversionista investigar las facilidades y las obligaciones
19 que se requieren para los servicios auxiliares, obras civiles y ampliación de la malla de puesta
20 a tierra. Igualmente deberá respetar las disposiciones actuales de equipos y mantener los
21 arreglos y configuraciones existentes, en principio deberá suministrar todos los equipos y
22 elementos requeridos para la operación óptima y segura de la ampliación a realizar.
23

24 La Interventoría analizará todas las previsiones que faciliten la evolución de las obras descritas
25 en el Numeral 2 del presente Anexo 1, e informará a la UPME el resultado de su análisis.
26

27 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en la regulación pertinente,
28 en particular el Código de Medida (Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique
29 o sustituya) y en la Resolución CREG 098 de 2019.
30

31 El Inversionista deberá prever y dejar disponible al Operador de Red todas las facilidades
32 (incluye espacios en tableros, celdas o gabinetes y rutas de conexionado) para que pueda dar
33 cumplimiento a sus responsabilidades, en lo referente a conexiones de potencia, protecciones,
34 comunicaciones y medidas, entre otras posibles.
35

36 **5.4. Equipos de Potencia**

37 **5.4.1. Interruptores**

38 Los interruptores de potencia a 110 kV deben cumplir las prescripciones de la última edición de
39 los siguientes normas, o su equivalente ANSI, según aplique al tipo de equipo a suministrar:

- 40 ● IEC 62271-100: "High-Voltage Switchgear And Controlgear"
- 41 ● IEC 60694: "Common specifications for high-voltage switchgear and controlgear
42 standards".
- 43 ● IEC 60376: "Specification and acceptance of new sulfur hexafluoride"
- 44 ● IEC 60427: "Synthetic testing on high-voltage alternating current circuit breakers".
45
46



Unidad de Planeación Minero Energética

- IEC 62155: "Hollow pressurized and unpressurized ceramic and glass insulators for use in electrical equipment with rated voltages greater than 1 000 V".
- IEEE Std 693-2018 "Recommended Practice for Seismic Design of Substations"

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

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

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

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

5.4.2. Descargadores de Sobretensión

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

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

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

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

5.4.3. Seccionadores y Seccionadores de Puesta a Tierra

Los seccionadores y seccionadores de Puesta a Tierra a 110 kV, deben cumplir las prescripciones de la última edición de las siguientes normas o su equivalente ANSI, según se aplique al tipo de equipo a suministrar:

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

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

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

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

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

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

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

5.4.4. Transformadores de Tensión

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



Unidad de Planeación Minero Energética

- IEC 60044-4: "Instrument Transformers. Measurement of partial discharges", o su equivalente en ANSI.
- IEC 60044-2: "Instrument transformers – Part 2: Inductive voltage transformers" o su equivalente ANSI.
- IEC 60186: "Voltage Transformers", IEC 60358, "Coupling capacitor an capacitor dividers".
- IEC 61869 – 1/3/5: "Inductive / capacitive Voltage Transformers".
- IEC 60296 IEC: Specification for unused mineral insulating oils for Transformers and switchgear".

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

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

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

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

5.4.5. Transformadores de Corriente

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

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

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

6 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una
7 copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente iguales o
8 similares a los incluidos en el suministro de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC
9 60044-6, o su equivalente en ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá
10 hacer las respectivas pruebas a su costa.
11

12 **Pruebas en Sitio:** Se deben efectuar las pruebas necesarias en sitio para verificar las
13 condiciones de estado y funcionamiento de los transformadores de corriente.
14

15 5.4.6. Equipo GIS o Híbrido

16
17 En caso de que el equipo propuesto por el Inversionista seleccionado sea GIS (Gas Insulated
18 Substations) o Híbrido, además de cumplir con las normas antes mencionadas, debe cumplirse
19 la siguiente normatividad:
20

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

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

38 El equipo GIS será sometido a pruebas de rutina que consisten en pruebas de alta tensión,
39 pruebas mecánicas y pruebas de gas.
40

41 Se deben suministrar certificados de pruebas tipo de pruebas de alta tensión, prueba de
42 temperatura, prueba de gas y prueba sísmica.
43

44 5.4.7. Sistema de puesta a tierra

45



Unidad de Planeación Minero Energética

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

3
4 Todos los requerimientos para la malla de tierra de la Subestación, estarán de acuerdo a la
5 última revisión de la publicación IEEE No.80-2000 "Guide for Safety and Alternating Current
6 Substation Grounding" e IEEE Std. 81-2012 "Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground
7 Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System" y deberán cumplir con los
8 correspondiente al RETIE en su última versión.

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

14
15 La malla de tierra se diseñará para cubrir efectivamente la subestación completa y al menos 2
16 m más allá de la cerca o malla de cerramiento.

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

23
24 En todo caso, el inversionista se deberá acoplar a la subestación existente de acuerdo con sus
25 requerimientos y necesidades.

26 27 **5.4.8. Apantallamiento de la Subestación y del sistema SC**

28
29 El diseño del sistema de apantallamiento de la nueva subestación y del sistema de
30 compensador síncrono, deberá realizar una evaluación del nivel de riesgo de las instalaciones
31 ante descargas atmosféricas directas de acuerdo con los procedimientos de la norma IEC
32 62305-2 "Protection against lightning – Part 2: Risk management".

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

42
43 Las estructuras no conductoras y edificios requerirán un sistema completo de protección contra
44 descargas atmosféricas, incluyendo puntas captadoras, conductores bajantes y varillas de
45 puesta a tierra. En general, los materiales e instalación del sistema de apantallamiento deberán



Unidad de Planeación Minero Energética

1 cumplir con los requerimientos del RETIE, la Norma IEEE Std. 998, la Norma NTC-4552-1-2-3
2 y la Norma IEC-62305-2, en su última versión.

3 4 **5.5. Equipos de Control y Protección**

5
6 Las siguientes son las características principales que deberán cumplir los equipos de control y
7 protección:

8 9 **5.5.1. Sistemas de Protección**

10
11 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la
12 publicación IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 61850 “*Telecontrol equipments and*
13 *systems*” y en el caso de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el
14 formato COMTRADE (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE
15 C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el software que haga la transcripción
16 del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con las respectivas
17 normas equivalentes ANSI.

18
19 Los relés de protección deberán contar con curvas estandarizadas acordes con las normas IEC
20 y/o ANSI (sin mezclar dicha normativa), así como curvas programables por el usuario.
21 Adicionalmente deberán contar con por lo menos tres unidades de fase y tres unidades de
22 tierra.

23
24 En caso de existir protección diferencial de barras en alguna de las subestaciones existentes,
25 la nueva bahía de conexión de los SC, deberá acoplarse a la misma.

26
27 La función de falla interruptor deberá estar incluida en las protecciones de la bahía de conexión
28 de los compensadores síncronos y podrá habilitarse en un relé independiente o en los relés
29 destinados a las funciones de protección principales. Dicha función deberá tener arranques por
30 disparos externos por fase y arranques de sobrecorriente también por fase.

31
32 La función de sobretensión deberá poseer al menos dos etapas que deberán operar con tiempo
33 definido. Los temporizadores de cada etapa deberán actuar de forma separada. Deben tener
34 elementos de detección fase-tierra y elementos de actuación trifásicos y monofásicos para
35 supervisión de tensiones fase-fase y fase-tierra. Para los ajustes de las funciones de
36 sobretensión, deberá consultarse al Operador de Red sobre los esquemas de protección
37 sistémicos que se encuentren implementados en el área influencia del proyecto y seguir los
38 procedimientos y buenas prácticas establecidos por el CNO.

39
40 La función de verificación de sincronismo puede implementarse en un relé independiente o en
41 aquellos destinados a las funciones principales de protección. Deberá autorizar el cierre manual
42 del interruptor cuando las condiciones seleccionadas para diferencia de tensión, fase y
43 frecuencia obtenidas durante un tiempo ajustable cumplan con las condiciones
44 predeterminadas. La verificación de sincronismo debe realizarse de manera permanente. El
45 relé debe poseer procesamiento independiente para el cálculo de las diferencias de tensión,
46 fase y frecuencia y permitir la selección de los modos de operación Barra viva - línea muerta,



Unidad de Planeación Minero Energética

1 Barra muerta – línea viva y Barra viva – línea viva, con verificación de sincronismo. Las entradas
2 de voltaje deberán permitir la selección de tensiones fase-tierra y/o fase-fase.

3
4 Los relés de protección y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología
5 numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben incorporar
6 dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los transformadores
7 de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la protección por falla en
8 interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de forma automática sin tener
9 que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con todos los módulos, tarjetas y
10 elementos que sean necesarios para las labores de búsqueda de fallas paramétricas de los
11 relés de protección y registradores de fallas.

12
13 Los bloques de prueba para el sistema de protección deberán poseer puntos con contacto
14 auxiliar para señalización, según lo estime la ingeniería secundaria del proyecto y permitir
15 probar las protecciones sin necesidad de intervenir borneras o cables en el interior del gabinete,
16 para lograr facilidad, velocidad, seguridad y la prevención de errores en el mantenimiento.

17
18 El Interventor verificará e informará a la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones
19 según la Resolución CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1 y sus modificaciones.

20
21 El sistema de protecciones deberá contar con un sistema de gestión integrado por las
22 protecciones relacionadas con las nuevas instalaciones, así como los registradores de fallas, el
23 cual deberá incluir el suministro de un computador de gestión de protecciones y registradores
24 de fallas.

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

31
32 Las funciones que se deben poder ejecutar por medio del sistema de gestión son las siguientes:

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

42 43 **5.5.2. Sistema de Automatización y Control de las Subestaciones**

44
45 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos
46 que conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:



Unidad de Planeación Minero Energética

1

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad que debe tener el sistema para ser tele-comandado y supervisado desde el centro de control remoto del Operador del Equipo o desde el CND, esto último, de acuerdo con los lineamientos tecnológicos establecidos por el CND.
	Comunicaciones e interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.	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.
	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. Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de Subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal. Para subestaciones de tipo convencional, se deberá prever la utilización de casetas de patio.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21

El Inversionista deberá demostrar el cumplimiento de las características enumeradas anteriormente, considerando las características del sistema de control que posee cada uno de los módulos que conforman los compensadores síncronos y su integración con los demás IEDs de las instalaciones que comprende el proyecto.

5.5.2.1. Características Generales

Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las normas IEC o equivalente.

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



Unidad de Planeación Minero Energética



1
2 Se entiende que todos los elementos auxiliares, equipos y servicios necesarios para la correcta
3 operación y mantenimiento del sistema de control serán suministrados, sin limitarse al:
4 hardware, software, GPS, programas para el IHM, trabajos de parametrización del sistema, etc.
5

6 La arquitectura del sistema de control deberá estar basada en una red redundante a la cual se
7 conectan los equipos que soportan las funciones de automatismo, monitoreo, protección y
8 control. Se destacan las siguientes funciones:
9

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

28
29 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de Subestación y/o
30 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación y el
31 centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de control, visualización o de
32 mantenimiento).
33

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

- 35 ● Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
36 Subestación.
- 37 ● Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y
38 registro de fallas de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente
39 de un reloj GPS.
- 40 ● Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
41 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.).
42
43

44 Los equipos a instalar deben ser compatibles con los controladores de Subestación para el
45 correcto envío de información hacia centros de control externos, como el del Centro Nacional
46 de Despacho CND y recibir los comandos aplicables enviados desde dichos centros. En este



Unidad de Planeación Minero Energética

1 aspecto, el Inversionista será el único responsable de suministrar y hacer operativos los
2 protocolos de comunicaciones necesarios para integrar la Subestación.

3 4 **5.5.3. Medidores multifuncionales**

5
6 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida,
7 para determinación de parámetros eléctricos tales como: tensión, corriente, potencia activa,
8 potencia reactiva, factor de potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un
9 sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir con todos los requisitos
10 técnicos exigidos por la Resolución CREG 038 de 2014, el cual modificó el Código de Medida
11 contenido en el Anexo general del Código de Redes.

12 13 **5.5.4. Controlador de Bahía**

14
15 El controlador de bahía es el encargado de recibir, procesar e intercambiar información con
16 otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Deben ser compatibles con
17 los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de alta tensión. El
18 Inversionista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

19
20 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
21 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de ampliación
22 de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los requerimientos
23 de la bahía que controlan. El controlador de bahía debe contar con un diagrama mímico amplio
24 en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 25
- 26 ● Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
- 27 ● Despliegue de alarmas.
- 28 ● Despliegue de eventos.
- 29 ● Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
- 30 ● Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
- 31 ● Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
32 función.
- 33 ● Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 34

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

37
38 Este equipo también deberá ser capaz de recibir una señal de sincronización horaria para hacer
39 el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

40 41 **5.5.5. Controlador de los Servicios Auxiliares**

42
43 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe
44 permitir la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los
45 mismos protocolos del controlador de bahía.

46



Unidad de Planeación Minero Energética

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

- 6
- 7 ● Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 8 ● Despliegue de alarmas.
- 9 ● Despliegue de eventos.
- 10 ● Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
- 11 ● Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
12 función.
- 13 ● Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 14

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

17 **5.5.6. Switches**

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

- 20
- 21
- 22
- 23 ● Deberán cumplir con IEEE 1613 standard - "error free" networking device.
- 24 ● Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 25 ● Deberá incluir las siguientes características de red:
 - 26 ○ IEEE 802.1d, message prioritization y rapid spanning tree en MAC Bridges
 - 27 ○ IEEE 802.1q VLAN
- 28 ● Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
- 29 ● Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
30 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
- 31 ● En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más
32 exigente.
- 33

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

36 **5.5.7. Interfaz Nivel 2 - Nivel 1**

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

38 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar
39 para que sea inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser
40 tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante
41 a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión,
42 según diseño detallado a cargo del Inversionista.
43
44
45
46



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

8 9 **5.5.8. Equipos y Sistemas de Nivel 2**

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

12 13 14 **5.5.8.1. Controlador de la Subestación**

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

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

31 32 **5.5.8.2. Registradores de Fallas**

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

40 41 **5.5.8.3. Interfaz Hombre - Máquina IHM de la Subestación**

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

28 29 **5.5.9. Requisitos de Telecomunicaciones**

30
31 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995,
32 en su última revisión.

33 34 **5.6. Obras Civiles**

- 35
- 36 ● Estará a cargo del Inversionista seleccionado la construcción de las obras civiles
- 37 necesarias en la subestación, cumpliendo con el PMA del Proyecto o la Subestación.
- 38 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en
- 39 las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10, CIGRE:
- 40 (CIGRE) – Colombia, Documento técnico, Guía para Desarrollo de Verificación Sísmica
- 41 de Equipos en Colombia, aplicación de la norma IEEE 693-2018 y AIS-180-13
- 42 Recomendaciones para requisitos sísmicos de estructuras diferentes de edificaciones.

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



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

15 **5.7. Malla de Puesta a Tierra y Apantallamiento**

16

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

22

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

30 **5.8. Condiciones Sísmicas de los equipos**

31

32

33 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
34 publicación IEEE-693-2018 Recommended Practice for Seismic Design of Substations. El
35 Inversionista deberá entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo en donde se
36 demuestre que los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de
37 instalación.

38 **3.**

39 **6. PROCEDIMIENTOS GENERALES DEL DISEÑO**

40

41

42 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 43
- 44 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que
45 gobernarán el desarrollo total del Proyecto.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

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

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

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

45



Unidad de Planeación Minero Energética

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

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

9 10 **6.1. Los documentos de Ingeniería Básica**

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

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

24
25 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la ingeniería básica para nivel de
26 tensión de 110 kV así como del SC:

27 28 **6.1.1. Memorias de cálculo electromecánicas**

- 29
- 30 ● Criterios básicos de diseño electromecánico
- 31 ● Memoria de cálculo de resistividad del terreno
- 32 ● Memoria de dimensionamiento de cárcamos, ductos y bandejas porta-cables
- 33 ● Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares AC.
- 34 ● Memoria de dimensionamiento de los servicios auxiliares DC.
- 35 ● Memoria de cálculo de distancias eléctricas
- 36 ● Memoria de dimensionamiento de transformadores de potencia
- 37 ● Memoria de dimensionamiento de transformadores de tensión y corriente
- 38 ● Coordinación de aislamiento y estudio de sobretensiones
- 39 ● Memoria de cálculo del sistema de puesta a tierra
- 40 ● Memoria de cálculo sistema de apantallamiento
- 41 ● Memoria de cálculo de aisladores de alta y media tensión
- 42 ● Memoria selección de conductores aéreos y barrajes.
- 43 ● Memoria de cálculo del sistema de iluminación exterior e interior.
- 44 ● Análisis de identificación de riesgos.
- 45



Unidad de Planeación Minero Energética

1 **6.1.2. Especificaciones equipos**

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

17

18 **6.1.3. Características técnicas de los equipos**

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

36

37 **6.1.4. Planos electromecánicos**

- 38
- 39 ● Diagrama unifilar del sistema de compensador síncrono.
- 40 ● Diagrama unifilar de la subestación.
- 41 ● Diagrama unifilar con características de equipos.
- 42 ● Diagrama unifilar de protecciones.
- 43 ● Diagrama unifilar de medidas.
- 44 ● Diagrama unifilar servicios auxiliares AC
- 45 ● Diagrama unifilar servicios auxiliares DC.
- 46 ● Arquitectura sistema de control de la subestación.



Unidad de Planeación Minero Energética

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

10

11 **6.1.5. Planos de obras civiles**

12

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

26

27 **6.1.6. Estudios y trabajos de campo**

28

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

37

38 **6.2. Los documentos de la Ingeniería de Detalle**

39

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

44

45 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán entregados por el Inversionista al
46 Interventor para su revisión, verificación del cumplimiento de condiciones y para conocimiento



Unidad de Planeación Minero Energética

1 de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la Interventoría podrá solicitar aclaraciones
2 o justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos al Inversionista
3 y a la UPME si es del caso.

4
5 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
6 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos
7 documentos serán objeto de revisión por parte de la Interventoría quien formulará los
8 comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.

9
10 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en
11 campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de
12 revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista y a la UPME
13 si es del caso.

14
15 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la
16 UPME podrá trasladar consultas al Inversionista.

17
18 La siguiente es la lista de documentos y planos mínimos de la Ingeniería de Detalle:

19 20 **6.2.1. Cálculos detallados de obras civiles**

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

37 38 **6.2.2. Planos de obras civiles**

- 39
- 40 ● Planos para construcción de bases para equipos.
- 41 ● Planos estructurales con árboles de carga para construcción de estructuras soporte para
42 equipos y pórticos.
- 43 ● Planos para construcción de cimentaciones para equipos y transformador de potencia.
- 44 ● Planos para construcción de cárcamos de cables, ductos y cajas de tiro.
- 45 ● Planos para construcción de acabados exteriores.
- 46 ● Planos para construcción del sistema de drenajes y aguas residuales.



Unidad de Planeación Minero Energética

- Planos estructurales para construcción de caseta de control, ubicación bases de tableros, equipos y canales interiores.
- Planos arquitectónicos y de acabados para la caseta de control.
- Planos para construcción de vías.

6.2.3. Diseño detallado electromecánico

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

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

a. Sistema de puesta a tierra:

- Planos de malla de puesta a tierra planta y detalles de conexiones a sistemas, equipos y estructuras.
- Lista de materiales referenciados sobre planos.
- Plano de conexión de equipos interior y tableros a la malla de tierra, detalles.
- Memorias de cálculo de diseño de la malla de puesta a tierra.
- Procedimiento para la medida de la resistencia de puesta a tierra, según el RETIE.
- Procedimiento para la medida de las tensiones de paso y contacto, según el RETIE.

b. Equipos principales:

- Sistema de Compensador Síncrono, transformador de potencia y Equipos de Patio: Disposición general de la planta y cortes del patio de conexiones, incluyendo las distancias entre los centros (ejes) de los equipos.
- Peso de cada uno de los equipos y localización del centro de masa con relación al nivel rasante del patio.
- Características geométricas de equipos y peso de los soportes de equipos, sistemas de anclaje.
- Diseño de las cimentaciones de los sistemas de compensadores síncronos y equipos de patio.
- Dimensiones requeridas para canales de cables de potencia y cables de control. Diseño civil de los canales de cables.
- Diseño geométrico y sistemas de fijación de las bandejas portacables y de ductos para cables entre los equipos y las bandejas.
- Localización, geometría y sistemas de anclaje de los gabinetes de conexión.



Unidad de Planeación Minero Energética

1 c. Equipos de patio:

- 2
- 3 ● Para equipos de corte, transformadores de medida, descargadores de sobretensión, etc.
- 4 - Diagramas eléctricos completos para control, señalización, etc, hasta borneras de
- 5 interconexión.
- 6 - Características técnicas definitivas, dimensiones y pesos.
- 7 - Placas de características técnicas de los sistemas de compensadores síncronos y
- 8 demás equipos.
- 9 - Información técnica complementaria y catálogos.
- 10 - Manuales detallados para montaje de los sistemas de compensadores síncronos y
- 11 equipos.
- 12 - Manuales detallados para operación y mantenimiento.
- 13 - Protocolo de pruebas en fábrica (FAT).
- 14 - Procedimiento para pruebas en sitio.
- 15

16 d. Para tableros:

- 17
- 18 ● Diagramas esquemáticos que incluyan todos los circuitos de AC y DC.
- 19 ● Diagramas eléctricos completos hasta borneras de interconexión para circuitos de control,
- 20 señalización y protección.
- 21 ● Lista de instrumentos de control medida, señalización, protecciones, fusibles, etc., que
- 22 serán instalados en los tableros, suministrando información técnica y catálogos respectivos
- 23 con indicación clara del equipo suministrado.
- 24 ● Planos de disposición física de elementos y equipos dentro de los tableros.
- 25 ● Instrucciones detalladas de pruebas y puesta en servicio.
- 26 ● Elaboración de planos desarrollados, esquemáticos de control, protección, medida,
- 27 telecontrol y teleprotección, incluyendo:
 - 28 - Diagramas de principio y unifilares.
 - 29 - Diagramas de circuito.
 - 30 - Diagramas de localización exterior e interior.
 - 31 - Tablas de cableado interno y externo.
 - 32 - Disposición de aparatos y elementos en tableros de control.
 - 33 - Diagramas de principio.
 - 34 - El Inversionista debe entregar al Interventor como mínimo, los siguientes diagramas de
 - 35 principio:
 - 36 ▪ Diagramas de protección y del sistema de gestión de los relés.
 - 37 ▪ Diagramas del sistema de control de la subestación.
 - 38 ▪ Diagramas de medición de energía.
 - 39 ▪ Diagramas lógicos de enclavamientos.
 - 40 ▪ Diagramas de comunicaciones.
 - 41 - Diagramas de bloque para enclavamientos eléctricos de toda la Subestación.
 - 42 - Listado de cables y borneras.
 - 43 - Planos de Interfase con equipos existentes.
 - 44 - Filosofía de operación de los sistemas de protección, control, sincronización,
 - 45 señalización y alarmas.
 - 46



Unidad de Planeación Minero Energética

e. Reportes de Pruebas:

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

6.2.4. Estudios Generales del Sistema SC

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

- Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, contaminación ambiental, estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
- Cálculo de flechas y tensiones.
- Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
- Selección de aislamiento, incluye selección de descargadores de sobretensión y distancias eléctricas.
- Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto circuito.
- Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- Informe de interfaces con equipos existentes.
- Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- Ajustes de relés de protecciones y registradores de fallas.
- Estudios mecánicos y civiles requeridos.
- Estudios de suelos.
- Estudios de medición de ruido

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

- Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- Origen de los datos de entrada.
- Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento; por ejemplo, en Publicaciones IEC, ANSI o IEEE.
- Resultados.
- Bibliografía.



Unidad de Planeación Minero Energética

6.2.5. Estudios eléctricos del Sistema SC

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

- Estudios de estado estable en estado normal y en contingencia, pérdidas debidas a la eficiencia ida y vuelta del sistema, cargabilidad.
- Estudios de flujo de carga armónico y de impedancia armónica para estado normal.
- Estudios de Cortocircuito.
- Estudios de Estabilidad Transitoria.
- Estudios de sobretensiones (atmosféricas, maniobra y temporales).
- Estudios para el dimensionamiento y especificación de los principales componentes del SC.
- Estudios para determinar las principales características de los sistemas de compensadores síncronos y demás equipos y parametrización y ajuste del sistema de control.
- Estudios para la especificación de los interruptores.
- Estudios de coordinación de protecciones.
- Estudios transitorios de entrada/salida, carga/descarga de los SC.
- Preparación de archivos de pruebas para puesta en servicio.
- Los demás estudios para la componente convencional, como transformadores de potencia, celdas MT, bahía 110 kV, entre otros.

6.2.6. Distancias de Seguridad

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

7. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

7.1. Pruebas y Puesta en Servicio

- Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente y los acuerdos del Consejo Nacional de Operación C.N.O. En particular, y para la puesta en servicio de los equipos, se deberán cumplir todos los requisitos exigidos en el acuerdo CNO 1899 del 14 de noviembre de 2024, o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

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



Unidad de Planeación Minero Energética



1
2 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista debe efectuar las pruebas definidas en el
3 código de redes y los acuerdos del CNO. En particular, aplicarán para los equipos las mismas
4 pruebas y requisitos exigidos a las máquinas síncronas, según apliquen para la tecnología de
5 CS.
6

7 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las pruebas
8 de energización de acuerdo con los lineamientos establecidos en el código de redes y los
9 acuerdos del CNO. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para
10 los fines pertinentes por la Interventoría.
11

12 13 **8. INFORMACIÓN DETALLADA PARA EL PLANEAMIENTO**

14
15 Antes de que termine el Contrato de Interventoría, el Transmisor debe entregar al Interventor
16 un documento con la información detallada para el planeamiento, según lo requiere el Código
17 de Planeamiento en sus apéndices, para que éste se la entregue a la UPME.
18

19 20 **9. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

21
22 Información específica referente a la Convocatoria Pública, recopilada por la UPME, como
23 Costos de Conexión, datos técnicos y planos, etc., serán suministrados por la UPME en formato
24 digital en lo posible a través de su Página Electrónica junto con los presentes DSI o a solicitud
25 de los Interesados, mediante carta firmada por el Representante Legal o el Representante
26 Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico. Dicha información deberá ser
27 tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos será su
28 responsabilidad consultarlos e investigarlos.
29

30 31 **10. DIAGRAMAS**

32
33 La siguiente es la lista de diagramas referenciadas en este documento, que se pueden
34 encontrar como información técnica anexa a esta convocatoria.
35

36 Diagrama 1 - Unifilar Subestación Santa Marta 110 kV
37

38 Diagrama 2 - Unifilar Subestación Maicao 110 kV.
39