



ANEXO 1

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME - 02 - 2008

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACION BOSQUE 220 kV Y LAS LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN ASOCIADAS

Bogotá, D.C., Junio de 2009



1		
2		ÍNDICE
3	1. CONSIDERACIONES GENERALES	4
4	1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES	4
5	1.2 DEFINICIONES	5
6	2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
7	2.1 ANTECEDENTES.....	5
8	2.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN.....	6
9	2.3 DESCRIPCIÓN DE LA CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN AL STN.....	6
10	2.4 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO.....	6
11	3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	7
12	3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA	7
13	3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO	8
14	3.3 MATERIALES	8
15	3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA.....	8
16	3.5 INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES	9
17	3.6 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN	9
18	3.7 INFRAESTRUCTURA Y MODULO COMUNES	9
19	3.8 PRUEBAS EN FÁBRICA	10
20	3.9 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN A 220 KV BOSQUE.....	10
21	4. ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN RECONFIGURADA A 220 KV	10
22	4.1 GENERAL.....	10
23	4.2 LONGITUD DE LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS	11
24	Tramo de Líneas a 220 kV Tramo Longitud Aproximada de la Línea	12
25	4.3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE 220 KV	12
26	4.3.1 Aislamiento	12
27	4.3.2 Conductores de fase	13
28	4.3.3 Cable de guarda.....	13
29	4.3.4 Puesta a tierra de la línea aérea.....	14
30	4.3.5 Transposiciones de línea	14
31	4.3.6 Estructuras.....	14
32	4.3.7 Localización de estructuras	14
33	4.3.8 Sistema Antivibratorio	15
34	4.3.9 Cimentaciones	15
35	4.3.10 Obras complementarias	15
36	4.4 INFORMES TÉCNICOS	15
37	5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN.....	16



1	5.1 GENERAL.....	16
2	5.1.1 Normas para fabricación de los equipos.....	17
3	5.1.2 Condiciones Sísmicas.....	17
4	5.1.3 Procedimiento General del diseño.....	17
5	5.1.4 Estudios del Sistema.....	19
6	5.1.5 Distancias de seguridad.....	21
7	5.2 EQUIPOS DE POTENCIA.....	21
8	5.2.1 Interruptores.....	21
9	5.2.2 Pararrayos – Descargadores.....	21
10	5.2.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra.....	22
11	5.2.4 Transformadores de tensión.....	22
12	5.2.5 Transformadores de Corriente.....	23
13	5.3 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.....	23
14	5.3.1 Sistemas de Protección.....	23
15	5.3.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación.....	24
16	5.3.3 Medidores multifuncionales.....	27
17	5.3.4 Controladores de Bahía.....	27
18	5.3.5 Controlador de los servicios auxiliares.....	28
19	5.3.6 Switches.....	28
20	5.3.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1.....	29
21	5.3.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2.....	29
22	5.3.9 Requisitos de Telecomunicaciones.....	31
23	5.4 OBRAS CIVILES.....	31
24	5.5 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO.....	32
25	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO.....	32
26	6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO.....	32
27	6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	33
28	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	34
29	8. FIGURAS.....	34
30	Figura 1 – Planimetría Subestación Bosque existente	
31	Figura 2 – Esquema Unifilar Subestación Bosque 220 kV	
32		



1 ANEXO 1
2 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO
3 CONVOCATORIA PUBLICA
4 UPME - 02 - 2008

5
6 SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
7 ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
8 MANTENIMIENTO DE LAS OBRAS ASOCIADAS CON EL PLAN DE EXPANSIÓN DEL
9 SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CARTAGENA
10
11
12
13
14
15

16 1. CONSIDERACIONES GENERALES

17
18 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas
19 en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los **Documentos de**
20 **Selección del Inversionista** de la **Convocatoria Pública** UPME-02- 2008.

21
22 Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo", "Formulario",
23 "Formato", "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender efectuada a anexos,
24 apéndices, capítulos, formularios, literales, numerales, subnumerales y puntos del presente
25 documento, salvo indicación expresa en sentido contrario.

26
27 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente definidas en el
28 presente documento o en los **Documentos de Selección del Inversionista**, corresponden a normas
29 legales u otras disposiciones jurídicas colombianas.

30
31 Las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos
32 establecidos en Anexo No. 1 de los **Documentos de Selección del Inversionista**, en el **Código de**
33 **Redes** de la **CREG**, en el **RETIE** y sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los
34 diseños y la construcción de las obras. La adopción de normas específicas para cada equipo o
35 instalación deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso el **Código de Redes**,
36 ni los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, **MME**.
37

38 1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES

39 De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de
40 esta Convocatoria, Resolución MME 18 1294 de agosto de 2008, Capítulo II, Requisitos Técnicos
41 Esenciales, para el **Proyecto** será obligatorio que se deba contar con un diseño, efectuado por el



1 profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se
2 establece en el Artículo 8 del **RETIE** de la fecha anotada, en general y el numeral 8.4 en particular.

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

12 1.2 DEFINICIONES

13 Para los efectos del Anexo No. 1, se mantienen las definiciones establecidas en el Volumen I
14 **Documentos de Selección del Inversionista**, DSI, Numeral 1.

16 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

17 2.1 ANTECEDENTES

18 La Unidad de Planeación Minero Energética - **UPME**, entidad adscrita al Ministerio de Minas y
19 Energía, en desarrollo de sus funciones, realizó los estudios tendientes a revisar el Plan de
20 Expansión de Generación y Transmisión de energía eléctrica en Colombia para el período 2008 –
21 2022. Los resultados de este estudio se consignaron en el documento “Plan de Expansión de
22 Referencia – Generación – Transmisión 2008 – 2022, diciembre de 2007”.

23
24 El **Proyecto** comprende la construcción de:

- 26 - Una subestación encapsulada a 220 kV.
- 27
- 28 - Reconfiguración de la línea Bolívar – Ternera a 220 kV para formar los circuitos Bolívar –
29 Bosque y Bosque – Ternera a 220 kV. Las líneas reconfiguradas podrán ser aéreas en su
30 totalidad o podrán tener una parte aérea y otra subterránea. Por razones técnicas, relacionadas
31 con la capacidad de transporte de las nuevas líneas y, específicamente de la línea Bolívar – El
32 Bosque, esta reconfiguración deberá hacerse a partir de un punto localizado en el tramo
33 comprendido por las primeras cinco (5) estructuras de la línea que desde la subestación Bolívar
34 conduce a la subestación Ternera. Teniendo en cuenta este requisito de inicio de la
35 reconfiguración, la capacidad de transporte de la línea Bolívar – El Bosque deberá ser igual o
36 mayor de 800A en condiciones normales de operación y de 960A en condiciones de
37 emergencia. El diseño y construcción de las nuevas líneas deberán cumplir con todas las normas
38 técnicas aplicables, con el **Código de Redes** y con el **RETIE**.
- 39
- 40



1 2.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

2 Consiste en la construcción de una nueva Subestación encapsulada a 220 kV, utilizando equipo
3 GIS, para instalación interior, localizada en el predio de la Subestación Existente (ver Figs, 1 y 2 de
4 este Anexo). La topología de la Subestación consistirá en dos bahías de línea de 220 kV necesarias
5 para la llegada de las líneas provenientes de las subestaciones existentes Bolívar y Ternera, y una
6 bahía para conexión de un transformador 220/110 -66 kV.

7
8 El transformador 220/110-66 kV de 150 MVA, estará a cargo del Operador de Red, (OR).

9
10 La subestación Bosque tendrá una combinación del esquema Interruptor y Medio con el esquema
11 Doble Barraje – Doble Interruptor.

12
13 Los dos circuitos de línea con destino a las subestaciones Ternera y Bolívar se conectarán bajo el
14 esquema de Interruptor y Medio en un mismo diámetro (tres interruptores para dos bahías),
15 mientras que la bahía para conectar el transformador 220/110-66 kV estará bajo el esquema de
16 Doble Barraje – Doble Interruptor.

17
18 2.3 DESCRIPCIÓN DE LA CONEXIÓN DE LA SUBESTACIÓN AL STN

19 También hacen parte del Proyecto los Tramos a 220 kV necesarios para la conexión de la
20 Subestación a STN mediante la re-configuración del circuito 220 kV. Ternera - Bolívar.

21
22 Como se anotó, la conexión de la subestación al STN se hace mediante los nuevos circuitos que se
23 generan de la re-configuración de la actual línea de transmisión Bolívar – Ternera a 220 kV, así: un
24 (1) circuito El Bosque – Bolívar y un (1) circuito El Bosque – Ternera a 220 kV. Como también ya
25 se anotó, por razones técnicas, relacionadas con la capacidad de transporte de las nuevas líneas, esta
26 reconfiguración deberá hacerse a partir de un punto localizado en el tramo comprendido por las
27 primeras cinco (5) estructuras de la línea que desde la subestación Bolívar conduce a la subestación
28 Ternera.

29
30 2.4 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO

31 El Proyecto tiene Puntos de Conexión así:

32 Con **Transelca** a 220 kV, dos (2) Puntos de Conexión, derivados de la reconfiguración de la Línea
33 Bolívar - Ternera 220 kV. No obstante lo anterior, el **Transmisor** deberá proveer los equipos
34 necesarios para hacer completamente compatibles en equipamiento y en funcionalidad todos los
35 aspectos de comunicaciones, control y protección de las bahías de las líneas existentes en Bolívar y
36 en Ternera con los correspondientes en Bosque, para lo cual deberá desarrollar las acciones de
37 coordinación pertinentes con **ISA** (Subestación Bolívar) y **Transelca** (subestación Ternera). El
38 **Transmisor** deberá firmar un Contrato de Conexión con **Transelca** propietario de la línea Ternera -
39 Bolívar.



- 1 Los Puntos de Conexión originan costos de conexión, el propietario de los Puntos de Conexión
2 indicará el monto de dichos costos para que sean incluidos en las ofertas.
- 3 El **Proyecto** ofrecerá el Punto de Conexión para la Subestación Existente. El **Transmisor** entregará
4 el punto de conexión al Operador de Red, (OR), en bornes que estarán fuera del edificio de la nueva
5 Subestación encapsulada de 220 kV.
- 6 La ampliación de las barras, fuera del edificio, que sea necesaria para hacer la conexión al
7 transformador 220 /110-66 kV, estará cargo del Operador de Red, (OR).
- 8 El propietario de la Subestación existente deberá firmar un Contrato de Conexión con el
9 **Transmisor**.
- 10 El **Transmisor** debe seleccionar y suministrar los equipos en 220 kV, considerando las necesidades
11 de núcleos de transformadores de medida para las protecciones principales y de respaldo del
12 transformador 220/110-66 kV. Estas protecciones estarán a cargo del Operador de Red, (OR). Lo
13 anterior no implica que el **Transmisor** no pueda suministrar e instalar protecciones redundantes del
14 transformador 220/110-66 kV.

15

16 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

17

- 18 El **Interventor** conceptuará de manera independiente para la **UPME** sobre el cumplimiento de las
19 especificaciones técnicas descritas en este Anexo.
- 20 El uso de normas y procedimientos aquí descritos podrá ser modificado previa comunicación al
21 **Interventor**, quien certificará para la **UPME** que los requisitos y calidades técnicas se mantienen.
22 Las especificaciones técnicas contenidas en este anexo, se complementan con la información
23 técnica de las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

24

25 3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA

- 26 Todos los equipos a ser suministrados por el **Transmisor** deberán ser nuevos y cumplir con las
27 siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la **Interventoría** para la
28 **UPME**.

29

30	Tensión nominal	220 kV
31	Frecuencia asignada	60 Hz
32	Puesta a tierra	Sólida
33	Numero de fases	3
34	Tensión asignada al equipo	242 kV
35	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
36	Servicios Auxiliares DC	125V
37	Diseño de la Subestación	Subestación encapsulada en SF6, tipo interior.



1	Diseño de la línea	Dos (2) circuitos aéreos soportados en estructuras para
2		doble circuito, con uno o dos cables de guarda según el
3		diseño del Transmisor , ó dos circuitos aéreos y dos
4		circuitos subterráneos en el trayecto final de llegada a la
5		subestación Bosque. La longitud de los trayectos aéreo y
6		subterráneo (si así fuese la selección final del Transmisor),
7		estará determinada por las barreras físicas y ambientales
8		que impidan el paso de la línea aérea por determinados
9		tramos.
10	Zona de Servidumbre	Para el circuito aéreo, mínimo 30 m (1 circuito) y 32 m (2
11		circuitos) y, en cualquier caso, según lo establezca el
12		RETIE en su última revisión previa al inicio de las obras.
13		Específicamente, el RETIE establece, de manera especial,
14		las condiciones y el valor del ancho mínimo de servidumbre
15		en áreas urbanas o en áreas industriales donde las
16		limitaciones de espacio no permiten cumplir con los valores
17		de ancho de servidumbre aquí mencionados.
18		

19 3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO

20 El poder de corto circuito asignando (ik) a los equipos que se instalarán del objeto de la
21 presente Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA. La duración asignada al corto
22 circuito (tk) no deberá ser inferior a un segundo.
23

24 3.3 MATERIALES

25 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, libres de
26 defectos e imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten
27 empozamientos de agua. Todos los materiales de uso en el Proyecto, listados en la tabla No. 1 del
28 **RETIE** deberán contar con certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del **RETIE**.
29 El **Transmisor** deberá presentar al **Interventor** los documentos que le permitan verificar las
30 anteriores consideraciones.
31

32 3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA

33 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo relacionado
34 con el efecto corona y radio-interferencia, deben cumplir con lo establecido en el **RETIE**, el
35 **Código de Redes** y la normatividad vigentes en su última revisión o actualización en la fecha de
36 ejecución de los diseños y construcción de las obras. El **Transmisor** deberá presentar para los fines
37 pertinentes de la **Interventoría**, las memorias de cálculo y/o los informes de pruebas en donde se
38 avalen las anteriores consideraciones.
39



1 3.5 INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES

2 El **Transmisor** será responsable en forma integral por las actividades de interfaz con sistemas
3 existentes, previa aprobación del propietario y sin limitarse a:

- 4
- 5 - Recopilación y análisis de todos los planos y documentos técnicos que requieran ser
6 modificados en las bahías de las subestaciones de Bolívar y Ternera. Un informe escrito
7 detallando estas actividades deberá ser presentado para los fines pertinentes a la
8 **Interventoría**.
- 9
- 10 - Mantener la filosofía existente.
- 11
- 12 - Elaboración de documentos de ingeniería de detalle para la ejecución de las modificaciones,
13 tales como: tablas de cableado; plan de libranzas; listas de materiales; ajustes de
14 protecciones. Un informe detallado escrito de estas actividades debe ser presentado para los
15 fines pertinentes a la **Interventoría**.
- 16
- 17 - Implementar y probar las modificaciones.
- 18
- 19 - Elaborar planos “de acuerdo con lo construido”.
- 20

21 3.6 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN

22 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del **Transmisor**. La
23 celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos técnicos de tal
24 forma que no existan imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y
25 materiales del Proyecto. La fecha para haber llegado a este acuerdo técnico se deberá reflejar como
26 Hito en el cronograma del Proyecto. Los acuerdos administrativos del Contrato de Conexión se
27 podrán manejar independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos
28 y administrativos constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente
29 deberá ser verificado por el **Interventor**.

31 3.7 INFRAESTRUCTURA Y MODULO COMUNES

32 El **Transmisor** deberá suministrar todos los elementos necesarios para contar con una
33 infraestructura y módulo comunes en la Subestación, es decir las obras civiles y los equipos que
34 sirven a la Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación. La
35 infraestructura y módulo comunes de la Subestación consistirán como mínimo de los siguientes
36 componentes:

37 Obras civiles: compuestas por la adecuación del terreno; la construcción del edificio que albergará
38 todos los equipos encapsulados a 220 kV y el espacio destinado a futuras ampliaciones; las vías de
39 acceso al edificio de la Subestación Bosque 220 kV y la malla de puesta a tierra; incluyendo,
40 drenajes, alcantarillado, barreras de protección, y de acceso al predio; todas las mallas de



1 cerramiento para seguridad del predio, filtros y drenajes, pozo séptico y de agua, alumbrado interior
2 y exterior y cárcamos comunes.

3 Equipos: el sistema de automatización; sistema de gestión de medición, protecciones y sistema de
4 comunicaciones propios de la Subestación Bosque 220 kV; materiales de malla de tierra y los
5 equipos para los servicios auxiliares y equipos de conexión a 220 kV.

6 3.8 PRUEBAS EN FÁBRICA

7 Una vez el **Transmisor** haya seleccionado el equipo a utilizar, deberá entregar al **Interventor**,
8 copia de los reportes de las **pruebas tipo**, que satisfagan las normas aceptadas en el **Código de**
9 **Conexión**, para interruptores, seccionadores, transformadores de medida, pararrayos y aisladores
10 En caso de que los reportes de las pruebas tipo no satisfagan las normas aceptadas, el **Interventor**
11 podrá solicitar la repetición de las pruebas a costo del **Transmisor**.

12
13 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, éstos deberán ser sometidos a
14 todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo
15 en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por personal idóneo en el
16 laboratorio de la fábrica.

17

18 3.9 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN A 220 KV BOSQUE

19 El **Transmisor** deberá urbanizar el predio, y construir el edificio, dotando la Subestación de los
20 espacios físicos necesarios para facilitar el punto de conexión de la Subestación existente. La
21 construcción del edificio deberá prever el espacio suficiente para la construcción e instalación de
22 futuras bahías de línea o de transformación, indicadas en la Figura 2 de este Anexo. No obstante lo
23 anterior, los equipos para las bahías no son parte del **Proyecto**.

24

25 4. ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN RECONFIGURADA A 220 26 KV

27 4.1 GENERAL

28 El **Transmisor** deberá construir la Línea de Transmisión en doble circuito aéreo ó en doble circuito
29 parcialmente aéreo y parcialmente subterráneo, que llevará en uno de sus circuitos la línea
30 reconfigurada Bolívar - Bosque y en el otro la línea reconfigurada Ternera - Bosque con una
31 longitud aproximada que dependerá del sitio desde donde se inicie la reconfiguración y de la ruta de
32 la línea seleccionada tal que cumpla con todos los requisitos de seguridad, atendiendo la presencia
33 de obstáculos o barreras como se indica más adelante. La línea reconfigurada se iniciará desde un
34 punto localizado en el tramo comprendido por las primeras cinco (5) estructuras de la línea que
35 desde la Subestación Bolívar conduce a la Subestación Ternera.

36



1 Por la localización geográfica de la Subestación Bosque, por una parte, y las Subestaciones de
2 Bolívar y Ternera, por la otra, la zona que habrá de atravesar el futuro doble circuito se caracteriza
3 por la existencia de diversas barreras, algunas de carácter técnico, otras que tienen que ver con la
4 presencia de reservas naturales con protección ambiental y otras restrictivas del uso del suelo.

5
6 Entre dichas barreras, se pueden destacar las siguientes:

7
8 a) Aeropuerto Internacional Rafael Núñez de la ciudad de Cartagena. Tanto el aeropuerto como su
9 zona de influencia desde el punto de vista de las restricciones que genera, está ubicado a corta
10 distancia de la Subestación Bosque y, por consiguiente, es de preverse que existan restricciones para
11 la ubicación de estructuras metálicas de soporte para el doble circuito a 220 kV. Estas restricciones
12 deberán ser consultadas por el **Transmisor** con la Aeronáutica Civil. Esta Unidad Administrativa
13 Especial requiere, en principio, que el **Transmisor** le presente una solicitud para su estudio, en la
14 que se adjunte un plano con una línea de nivelación llevada desde la cabecera de la pista hasta un
15 sitio del eje de la línea; otro plano que muestre en planta el trazado de la línea y otro plano que
16 muestre el plantillado de la línea aérea, (referenciado a la línea de nivelación ya mencionada), en el
17 cual se muestre la posición de cada una de las estructuras, la altura máxima de cada una de ellas al
18 cable de guarda, el plantillado de los conductores de fase y del cable de guarda. La Aeronáutica
19 Civil indicará, con base en el estudio que haga de los documentos que le presente el **Transmisor**,
20 las restricciones que existen para la localización de la línea por el trazado indicado por el
21 **Transmisor**.

22
23 b) Presencia de núcleos residenciales y asentamientos urbanos. La ciudad de Cartagena está
24 totalmente urbanizada en el área comprendida entre la Subestación El Bosque y el sitio o estructura
25 de la línea Ternera - Bolívar existente desde donde se iniciará la reconfiguración de esta línea para
26 llevarla hasta la Subestación El Bosque. El **Transmisor** debe analizar cuidadosamente todas las
27 posibilidades que existen para la localización de la línea, en su totalidad o parcialmente, en el área
28 urbanizada de este sector de la ciudad de Cartagena. Para ello, deberá enterarse a cabalidad, y elevar
29 las consultas que considere necesarias, del Plan de Ordenamiento Territorial y de todos los planes
30 tanto de vivienda como de infraestructura física en la zona del proyecto.

31
32 c) Áreas con restricciones ambientales. Otra de las posibilidades que existen para la localización de
33 un tramo importante de la línea aérea es la zona circundante de la Ciénaga de la Virgen, paralela a
34 la carretera que bordea dicha ciénaga. Con anticipación a dar por definida la ruta de la línea aérea el
35 **Transmisor** deberá consultar con la Autoridad Ambiental y las autoridades de Planeación Distrital
36 las restricciones que puedan existir para la localización de un sector de la línea aérea en un corredor
37 próximo a esta ciénaga.

39 4.2 LONGITUD DE LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS

40 Las longitudes anunciadas en este documento son de referencia y basadas en estimativos
41 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el **Transmisor** para efectos de su
42 propuesta económica deberán estar basados en sus propias consideraciones.



	Tramo de Líneas a 220 kV	Tramo	Longitud Aproximada de la Línea
1			
2			
3	Bosque – Ternera	Aéreo	Depende de los sitios de inicio y fin del trayecto
4			aéreo y de la ruta seleccionada.
5	Bosque – Bolívar	Aéreo	Depende de los sitios de inicio y fin del trayecto
6			aéreo y de la ruta seleccionada.
7	Bosque – Ternera	Subterráneo	Depende de los sitios de inicio y fin del trayecto
8			subterráneo y de la ruta seleccionada.
9	Bosque – Bolívar	Subterráneo	Depende de los sitios de inicio y fin del trayecto
10			subterráneo y de la ruta seleccionada.
11			

12 4.3 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE 220 kV

13 Además de las anotaciones que se hicieron en el numeral 4.1 anterior, relacionadas con las barreras
14 físicas que el **Transmisor** encontrará en proceso de selección de la ruta de la línea reconfigurada, se
15 presentan en este numeral las especificaciones a las que deberán ajustarse los diseños de las líneas
16 de 220 kV.

17
18 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del **Proyecto**
19 son las establecidas en este Anexo No. 1 a los **DSI**; en el **Código de Redes** (resolución **CREG 025**
20 de 1995 y sus actualizaciones, en especial **CREG 098** de 2000) y en la última actualización del
21 **RETIE** vigente en la fecha de inicio de los diseños y la ejecución de las obras. En los aspectos a los
22 que no hacen referencia los documentos citados, tales como lo relacionado con el tramo de línea
23 subterráneo a 220 kV, el **Transmisor** deberá ceñirse a lo indicado en normas internacionales de
24 reconocido prestigio, las cuales deberán ser relacionadas, informadas y documentadas al
25 **Interventor** para su aprobación.

26 27 4.3.1 Aislamiento

28
29 El **Transmisor** deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y subestaciones,
30 teniendo en cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse en las líneas o extremos
31 desconectados del sistema, bajo la hipótesis de que el voltaje máximo continuo de operación de los
32 equipos no excederá el 10% del voltaje nominal.

33
34 De acuerdo con **CREG 098** de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite máximo de
35 tres (3) salidas por cada 100 km de línea año ante descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla
36 por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante sobre-
37 tensiones de frecuencia industrial. Por su cercanía al mar, el aislamiento de los equipos y su
38 mantenimiento periódico adquieren especial importancia por la contaminación salina. Este será un
39 factor primordial a tener en cuenta por el **Transmisor** tanto para el diseño de las partes a la
40 intemperie asociadas con la subestación encapsulada como para el diseño de las líneas.

41
42



1 4.3.2 Conductores de fase

2
3 La verificación de las siguientes condiciones y/o límites será responsabilidad del **Transmisor**. El **Interventor** informará a la **UPME** acerca del cumplimiento de las normas técnicas aplicables y con
4 las condiciones y/o valores limitantes establecidos.
5

6
7 El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de cada una de las líneas reconfiguradas no podrá
8 ser superior al valor de resistencia DC a 20°C del conductor que actualmente tiene la línea Bolívar –
9 Ternera que se reconfigura.

10
11 Especial importancia deberá darse en la selección del conductor aéreo a las condiciones ambientales
12 salinas y corrosivas que, por su cercanía al mar, tiene la zona donde serán instalados.

13
14 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50%
15 de su correspondiente tensión de rotura.

16
17 Los conductores seleccionados para el tramo aéreo de cada una de las líneas reconfiguradas de 220
18 kV respectivamente, deberán cumplir con los criterios de radio interferencia en buen tiempo
19 establecidos en el anexo CC1 del Código de Redes, resolución **CREG** 098 de 2000, numeral 2.2, y,
20 en cualquier caso, en la última revisión o actualización vigente al inicio de los diseños y la
21 ejecución de las obras.

22
23 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 14 del **RETIE**, los valores máximos
24 permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético en la línea aérea son
25 los indicados en la Tabla 21 del **RETIE**, donde el público o una persona en particular pueden estar
26 expuestos durante varias horas. En cualquier caso, los valores máximos permitidos son los que
27 establezca el **RETIE** en la última revisión o actualización vigente al inicio de los diseños y la
28 ejecución de las obras.

29 4.3.3 Cable de guarda

30
31 La verificación de las siguientes condiciones será responsabilidad del **Transmisor**. El **Interventor**
32 mantendrá informada a la **UPME** si el diseño realizado por el **Transmisor** cumple con las normas
33 técnicas aplicables y con los siguientes valores limitantes.
34

35
36 Se requiere que todos los tramos aéreos de línea tengan cable de guarda. El cable de guarda a
37 instalar deberá soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan
38 incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del
39 aislamiento. El incremento de temperatura del cable de guarda a ser instalado deberá soportar las
40 corrientes de corto circuito monofásico de la línea.

41
42 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda, no
43 deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.
44



1
2 4.3.4 Puesta a tierra de la línea aérea
3

4 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de la
5 estructura, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad
6 del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de la
7 estructura, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso
8 de acuerdo con IEEE 80 y el Artículo 15 del **RETIE**. En cualquier caso, como se estableció en el
9 numeral 1.1 de este Anexo 1, los diseños deberán ceñirse a las normas, criterios y parámetros que
10 establezcan el **RETIE**, el **Código de Redes** o cualquier otra norma nacional o internacional en la
11 última revisión o actualización que esté vigente al inicio de los diseños y la ejecución de las obras.
12

13 4.3.5 Transposiciones de línea
14

15 Ninguna de las líneas reconfiguradas tendrá transposición de fases.
16

17 4.3.6 Estructuras
18

19 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras para el tramo aéreo se debe definir mediante
20 combinación de las distancias mínimas correspondientes a las sobre-tensiones debidas a descargas
21 atmosféricas; a las sobre-tensiones de maniobra y a las sobre-tensiones de frecuencia industrial.
22 Nuevamente se resalta que las condiciones ambientales de alta salinidad por la cercanía del mar
23 hacen necesario que los estudios de aislamiento de la línea aérea consideren el grado de salinidad en
24 función del depósito de sal equivalente sobre la superficie de los aisladores.
25

26 Las estructuras de apoyo para la línea aérea deberán ser autosoportadas y no deberán requerir para
27 su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El **Transmisor** podrá hacer uso de
28 estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el
29 concurso de este tipo de recursos.
30

31 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los árboles de
32 cargas definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el diseño estructural deberá
33 adelantarse según lo establecido en **CREG** 098 de 2000, numeral 2.6 y en el Artículo 25 del
34 **RETIE** en su actualización vigente en la fecha de apertura de la Convocatoria. En cualquier caso,
35 todos los diseños deberán ceñirse a las normas, criterios y parámetros que establezcan el **RETIE** o
36 la **CREG** en sus últimas revisiones o actualizaciones que estén vigentes al inicio de los diseños y la
37 ejecución de las obras.
38

39 4.3.7 Localización de estructuras
40

41 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad sobre el
42 terreno y obstáculos, medidas en metros para las condiciones de máxima temperatura del conductor
43 exigidas durante toda la vida útil del **Proyecto** según lo establezca el **RETIE** en su última revisión
44 o actualización que esté vigente al inicio de los diseños y la ejecución de las obras.
45
46
47



1 4.3.8 Sistema Antivibratorio

2
3 El **Interventor** informará a la **UPME** los resultados del estudio del sistema de protección
4 antivibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser adecuados
5 para atenuar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, de tal
6 manera que los esfuerzos de flexión calculados a una distancia de 89 mm desde el último punto de
7 contacto de la grapa de suspensión con el conductor o cable, no excedan de 150 micro mm/mm,
8 pico a pico, medidos de acuerdo al método establecido en el documento “*Standardization of*
9 *Conductor Vibration Measurements. Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966*”.

10
11 4.3.9 Cimentaciones

12
13 Para los fines pertinentes el **Interventor** revisará los resultados de las memorias de cálculo de las
14 cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución **CREG** 098 de 2000,
15 numeral 2.7.

16
17 4.3.10 Obras complementarias

18
19 El **Interventor** informará a la **UPME** el cumplimiento de requisitos técnicos del diseño y
20 construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios de torre,
21 protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención, tablestacados o
22 trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos ambientales y demás obras que se
23 requieran.
24

25 4.4 INFORMES TÉCNICOS

26 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución **CREG** 098 de 2000, el **Interventor**
27 verificará que el **Transmisor** suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas
28 etapas de construcción de las líneas de transmisión del **Proyecto**:

29
30 ·Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución **CREG** 098 de 2000.

31
32 ·Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución **CREG** 098 de 2000.

33
34 ·Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3
35 de la Resolución **CREG** 098 de 2000.

36
37 ·Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución **CREG** 098 de 2000.

38
39 ·Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución **CREG** 098
40 de 2000.

41
42 ·Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución **CREG** 098 de 2000.
43



1 Vale la pena anotar que si la CREG expide una Resolución posterior a la Resolución **CREG** 098 de
2 2000 y/o el Anexo CC1 correspondiente, que modifique procedimientos, normas, parámetros, etc.
3 sobre los cuales tratan la actual Resolución **CREG** 098 de 2000 y el Anexo CC1, y que se
4 encuentre o entre en vigencia al inicio de los diseños y la construcción de las obras, esta última
5 actualización deberá ser considerada por el **Transmisor**.
6

7 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

8 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

9 5.1 GENERAL

10 La siguiente tabla presenta las bahías de 220 kV a ser intervenidas como parte del Proyecto:
11

Subestaciones	Subestación Existente	Bahías	Propietario	Configuración
Bolívar	Si	1	ISA	Doble Barra principal, más Seccionador de Transferencia con Interruptor de acople entre las barras
El Bosque	No	3	Transmisor	Interruptor y Medio (2 Bahías). Doble Barraje - Doble Interruptor (1 Bahía). Toda la subestación tipo GIS.
Tenera	Si	1	Transelca	Anillo

12

13

14 La topología de la Subestación consistirá en dos bahías de línea de 220 kV, necesarias para la
15 llegada de los nuevos tramos de líneas a 220 kV y una bahía de transformación 220/110-66 kV,
16 utilizando equipo GIS para instalación interior.

17 Para las conexiones con las bahías de los circuitos correspondientes en las Subestaciones Bolívar y
18 Tenera, el **Transmisor** deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
19 compatibles la funcionalidad en aspectos de comunicaciones, control y protección de las bahías de
20 línea en Tenera y en Bolívar con las correspondientes en Bosque.



1 Servicios Auxiliares: El **Transmisor** deberá proveer los servicios auxiliares en AC suficientes para
2 la topología de la Subestación, la cual se puede tomar, previo Contrato de Conexión con el
3 propietario de una alimentación que esté disponible en el sitio, cercano a las obras, mas suplencia de
4 respaldo mediante planta de emergencia.
5 El dimensionamiento de la planta de emergencia deberá ser informado para los fines pertinentes a la
6 **Interventoría.**

7
8 Infraestructura y Módulo Comunes: Como parte del Proyecto, el **Transmisor** deberá implantar
9 todas las obras y equipos constitutivos de la infraestructura y modulo comunes como se describe en
10 el numeral 3.7 de este Anexo.

11
12 Previsiones para ampliaciones futuras y conexiones con los Operadores de Red: El **Transmisor**
13 deberá proveer todos los espacios necesarios para las ampliaciones de la Subestación Bosque, como
14 se indica en la Figura 2.

15
16 Particularmente, el **Transmisor** deberá proveer todas las facilidades en los equipos para que la
17 subestación evolucione en la operación así:

18
19 Inicialmente, los circuitos de línea a las Subestaciones Ternera y Bolívar operarán con Interruptor y
20 Medio, (bajo un diámetro completo); y el circuito de transformación 220/110-66 kV operará con
21 Doble Interruptor - Doble Barraje.

22
23 En un futuro toda la Subestación, operará bajo el esquema de Interruptor y Medio, o sea que el
24 circuito de transformación 220/110-66 kV y un futuro circuito a 220 kV se conectarán bajo un
25 diámetro, (tres interruptores, dos circuitos).

26 27 5.1.1 Normas para fabricación de los equipos

28
29 El **Transmisor** deberá suministrar equipos en conformidad con la ultima edición de las normas:
30 Internacional Electrotechnical Comisión – IEC, Internacional Organization for Standardization –
31 ISO, Internacional Telecommunications Union- ITU-T, Comité Internacional Special des
32 Perturbations Radioelectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
33 consideración del **Interventor** quien decidirá sobre aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

34 35 5.1.2 Condiciones Sísmicas

36
37 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
38 publicación IEC 60068-3-3 “Guidance Seismic Test Methods for Equipments”. El **Transmisor**
39 deberá someter a consideración del **Interventor** las memorias de cálculo en donde se demuestre que
40 los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

41 42 5.1.3 Procedimiento General del diseño

43
44 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia de ítems principales:
45



- 1 a. Inicialmente, el **Transmisor** preparará las especificaciones técnicas del proyecto, que
2 gobernarán el desarrollo total del proyecto.

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

21 Las especificaciones técnicas del proyecto podrán desarrollarse, en forma parcial y
22 continuada, de tal forma que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del
23 **Proyecto**, para lograr en forma acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el
24 **Proyecto**.

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

- 31
32
33 b. Por solicitud de la **UPME**, las especificaciones técnicas del **Proyecto** serán revisadas por el
34 **Interventor**, quien hará los comentarios necesarios, recomendando a la **UPME** solicitar
35 todas las aclaraciones y justificaciones al **Transmisor**. Para lo anterior se efectuarán
36 reuniones conjuntas entre ambas partes para lograr los acuerdos modificatorios que deberán
37 plasmarse en documentos escritos.
38
39 c. Con base en los comentarios hechos por el **Interventor** y acordados con el **Transmisor**,
40 éste emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del **Proyecto**.
41
42 d. Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el
43 documento de cumplimiento obligatorio.



- 1 En las Especificaciones Técnicas se consignará la lista de documentos previstos para el proyecto
2 representados en especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.
- 3 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos de
4 Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; documentos
5 de seguimiento de los suministros; y documentos que especifiquen las pruebas en fábrica y en
6 campo y los procedimientos de montaje y puesta en servicio.
- 7 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el **Transmisor** y entregada a la
8 **Interventoría** para revisión.
- 9 Los documentos de Ingeniería Básica, son aquellos que definen los parámetros básicos del
10 **Proyecto**; dan a conocer el dimensionamiento del **Proyecto**; determinan las características para
11 adquisición de equipos; especifican la filosofía de control, medición, protección y comunicaciones;
12 establecen la implantación física de las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro
13 del proyecto; establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de
14 cálculos que soportan las decisiones de la Ingeniería Básica.
- 15 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la **Interventoría**.
16 Sobre cada uno de estos documentos, la **Interventoría** podrá solicitar las aclaraciones o
17 justificaciones que estime conveniente, haciendo los comentarios respectivos a la **UPME**.
- 18 Los documentos de Ingeniería de Detalle son los necesarios para efectuar la construcción y el
19 montaje, permiten definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio
20 e incluye todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Esta
21 ingeniería se fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase
22 de Ingeniería Básica.
- 23 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
24 **Interventoría** la que formulará los comentarios respectivos a la **UPME**.
- 25 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
26 preparen y entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos documentos
27 serán objeto de revisión por la **Interventoría**, quien formulará los comentarios respectivos a la
28 **UPME**.
- 29 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo,
30 las especificaciones del montaje, la puesta en servicio, operación y mantenimiento del **Proyecto**,
31 serán objeto de revisión por parte de la **Interventoría**, quien hará los comentarios pertinentes a la
32 **UPME**.
- 33 Todos los comentarios y conceptos que reciba la **UPME** de la **Interventoría**, serán trasladados al
34 **Transmisor** para las aclaraciones correspondientes.
- 35
- 36 5.1.4 Estudios del Sistema
- 37
- 38 Bajo esta actividad, el **Transmisor** deberá presentar para los fines pertinentes a la **Interventoría** los
39 estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles y necesarios para el diseño básico y
40 detallado de la Subestación y de los tramos de línea; entre todos los posibles, se destaca como
41 mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:
42



-
- 1 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos, y
2 contaminación ambiental.
3
4 - Estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
5
6 - Calculo de flechas y tensiones.
7
8 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para determinar tiempos
9 máximos de despeje de fallas; y cálculos de sobretensiones.
10
11 - Estudios de coordinación de protecciones.
12
13 - Selección de aislamiento de acuerdo con metodología IEC, incluye selección de pararrayos y
14 distancias eléctricas.
15
16 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto
17 circuito.
18
19 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
20
21 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
22
23 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas.
24
25 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC & DC.
26
27 - Informe de interfases con equipos existentes.
28
29 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental (PMA) de acuerdo con el
30 Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
31
32 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.
33
34 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo antes referidos deberán destacar como mínimo
35 los siguientes aspectos:
36
37 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
38
39 - Origen de los datos de entrada.
40
41 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por
42 ejemplo en Publicaciones IEC o IEEE.
43
44 - Lista de resultados.
45
46 - Bibliografía.
47



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

5.1.5 Distancias de seguridad

Las distancias de seguridad aplicadas en la Subestación deben cumplir los lineamientos que resulten aplicables y expresados en los Artículos 13 y 29 del **RETIE** vigente a la fecha de apertura de esta Convocatoria o de la última revisión de éste que se encuentre vigente a la fecha de iniciación de los diseños y la iniciación de construcción de las obras.

5.2 EQUIPOS DE POTENCIA

Todos los equipos de la subestación GIS (Gas Insulated Substation) deben cumplir con la última versión de IEC (International Electrotechnical Commission).

5.2.1 Interruptores

El **Interventor** informará a la **UPME** acerca del cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC 62271-100, “High voltaje alternating current circuit breakers”.

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

Mecanismos de operación: Los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1. No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite para varios o todos 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 establecidos en la publicación IEC 62271-100. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines pertinentes a la **Interventoría**.

Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de acuerdo con la publicación IEC 62271-100, si el **Transmisor** no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

5.2.2 Pararrayos – Descargadores

Los pararrayos deben cumplir con IEC 60099-4, “surge arresters”. Los pararrayos deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los pararrayos se conectarán fase a tierra.

Pruebas de rutina: Los pararrayos deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la publicación IEC 60099-4. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines pertinentes a la **Interventoría**.



1
2 Por solicitud de la **UPME**, los respectivos protocolos de prueba deberán ser avalados por el
3 **Interventor**.

4
5 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
6 los reportes de pruebas tipo hechas sobre pararrayos similares, en todo de acuerdo con la
7 publicación IEC 60099-4, si el **Transmisor** no dispone de estos documentos deberá hacer las
8 respectivas pruebas a su costa.

9
10 5.2.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

11
12 El **Transmisor** deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC 62271-102,
13 “*Alternating current disconnectors and earthing switches*”. Los seccionadores deben ser de
14 accionamiento manual y motorizado, tripolar o monopolar según la disposición física de los
15 equipos. Los seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes
16 inducidas por los otros circuitos.

17
18 Pruebas de rutina: Los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
19 publicación IEC 62271-102. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
20 para los fines pertinentes a la **Interventoría**.

21
22 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
23 los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores similares en todo de acuerdo con la
24 publicación IEC 62271-102, si el **Transmisor** no dispone de estos documentos deberá hacer las
25 respectivas pruebas a su costa.

26
27 5.2.4 Transformadores de tensión

28
29 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*Voltaje transformers*”, IEC 60358,
30 “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument transformers, measurement*
31 *of partial discharges*”.

32
33 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y
34 tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas
35 adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC, y específicamente, cumplir todos los requisitos
36 técnicos exigidos por la Resolución **CREG** 025 de 1995, o la actualización de ésta vigente al inicio
37 de los diseños y la construcción de las obras, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

38
39 Pruebas de rutina: Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina
40 establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. Copia de los
41 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para los fines pertinentes a la
42 **Interventoría**.

43
44 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
45 los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión similares en todo de acuerdo
46 con la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2., si el **Transmisor** no
47 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.



1
2 5.2.5 Transformadores de Corriente
3

4 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “Instrument transformers”, Parte 1,
5 “Current transformers”, Parte 4, “Measurement of partial discharges”, Parte 6, “Requirements for
6 protective current transformers for transient performance”.

7
8 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el
9 secundario y equipados con dispositivos de protección contra sobretensiones. Deben tener precisión
10 0.2s, según IEC, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
11 **CREG 025** de 1995, o la actualización de ésta vigente al inicio de los diseños y la construcción de
12 las obras, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

13
14 Pruebas de rutina: Los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina
15 establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. Copia de los respectivos protocolos de
16 prueba deberán ser presentados para los fines pertinentes a la **Interventoría**.

17
18 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
19 los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente similares en todo de acuerdo
20 con la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6, si el **Transmisor** no dispone de estos documentos
21 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
22

23 5.3 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

24 5.3.1 Sistemas de Protección
25

26 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la publicación
27 IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and systems*” y en el caso
28 de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el formato COMTRADE
29 (*Common Format for Transient Data Exchange*), recomendación IEEE C37.111 o en su defecto, el
30 **Transmisor** deberá proveer el software que haga la transcripción del formato del registrador de
31 fallas al formato COMTRADE.
32

33 El esquema de protección de los nuevos tramos de línea deben mantener el esquema existente en la
34 actual línea de 220 kV entre las Subestaciones Bolívar y Ternera.
35

36 La nueva Subestación tendrá protección diferencial de barras.
37

38 El **Transmisor** deberá tener en cuenta que la Subestación intercepta líneas de transmisión
39 existentes. El **Transmisor** deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible
40 en la **UPME**. El **Interventor** conceptuará para la **UPME** el cumplimiento de requisitos de las
41 protecciones según la Resolución **CREG 025** de 1995, el Anexo CC4, numeral 3.1, o, si existiere,
42 la actualización de éstos vigente al inicio de los diseños y la construcción de las obras.
43



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

5.3.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación

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

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la habilidad que debe tener el sistema para ser telecomandado y supervisado desde el centro de control remoto de acuerdo con las normas del CND .
	Comunicaciones e interfases entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La adquisición de datos y transmisión de información hacia y desde el sistema remoto debe ser independiente de la IHM de la Subestación. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfases 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 Interfases 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.	



Nivel	Descripción	Modos de Operación
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 campo asociados al controlador respectivo.	Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.
	Comunicaciones e interfases 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 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 la Subestación 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, o la actualización de ésta vigente al inicio de los diseños y la construcción de las obras, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

1
2
3
4
5
6
7
8
9

Características Generales

Todo el equipo del sistema de automatización deberá cumplir con las normas IEC.

El **Interventor** verificará que la arquitectura del Sistema de Automatización podrá ser ampliada a medida que se expanda la Subestación, sin cambios fundamentales en su arquitectura permitirá cambios en la funcionalidad, hardware y software, deberá interoperar, (pueden intercambiar y compartir recursos de información), con IEDs de diversos suministradores, razón por la cual



1 deberán utilizarse protocolos abiertos. El Sistema de Control debe ofrecer una respuesta abierta y
2 modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la Subestación.

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

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

11
12 - Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo, que
13 resulte compatible con las comunicaciones existentes.

14 - La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:

15
16 o Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía
17 la red.

18 o Integrar los equipos de otros proveedores con el Sistema de control y Automatización de la
19 Subestación.

20
21 - La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:

22
23 o Gestión de las bases de datos del sistema.

24 o Permitir la integración de elementos futuros.

25 o Implementación de herramientas de seguridad y administración.

26 o Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el
27 mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.

28 o Mantenimiento de cada equipo.

29 o Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones del
30 sistema.

31 o El **Operador de Red, (OR)** es responsable del envío de la información, (medida,
32 protección, supervisión y registro de fallas), del transformador 220/110-66 kV hacia los
33 equipos del **Transmisor**, y por lo tanto, el **Transmisor** debe proveer toda la infraestructura
34 necesaria para recibir y procesar esa información.

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



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

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

12 13 5.3.3 Medidores multifuncionales

14
15 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para
16 determinación de parámetros eléctricos como por ejemplo: tensión, corriente, potencia activa,
17 potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, contador de energía activa y reactiva. Deben contar
18 con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles superiores. Deben cumplir
19 con todos los requisitos técnicos exigidos por la resolución **CREG 025** de 1995, especialmente lo
20 referente al Código de Medida y sus anexos.

21 22 5.3.4 Controladores de Bahía

23
24 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con
25 otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía
26 deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas
27 de alta tensión; el **Transmisor** deberá presentar al **Interventor** los certificados de pruebas que lo
28 avalen.

29
30 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y automatismos de
31 la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de ampliación de las cantidades de
32 entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los requerimientos de la bahía que controlan.
33 Los controladores de bahía deben contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
34 funcionalidades como mínimo:

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



-
- 1 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 2
- 3 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
- 4 comunicación.
- 5
- 6 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el
- 7 estampado de tiempo al momento de recibir un evento.
- 8
- 9 5.3.5 Controlador de los servicios auxiliares
- 10
- 11 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir
- 12 la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del **Proyecto** y contar con los mismos
- 13 protocolos del controlador de bahía.
- 14
- 15 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los
- 16 niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar sincronizados con
- 17 todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios auxiliares debe contar con un
- 18 mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:
- 19
- 20 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
- 21 - Despliegue de alarmas.
- 22 - Despliegue de eventos.
- 23 - Despliegue de medidas de tensión y corriente
- 24 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
- 25 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
- 26
- 27 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
- 28 comunicación.
- 29
- 30 5.3.6 Switches
- 31
- 32 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para operar en
- 33 ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:
- 34
- 35 - Deberán cumplir con la recomendación IEEE 1613 standard - "Error free" networking device.
- 36 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 standard for networks in substations.
- 37 - Deberán incluir las siguientes características de red:
- 38
- 39 ➤ IEEE 802.1d, message prioritizacion y rapid spanning tree en MAC Bridges
- 40 ➤ IEEE 802.1q VLAN
- 41
- 42 - Deberán tener funciones de administración
- 43



1 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las
2 normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

3
4 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

5
6 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos
7 los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.

8
9
10 5.3.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

12
13 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para
14 que sea, inmune electro-magnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en
15 la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la llama, con
16 conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado
17 a cargo del **Transmisor**.

18
19
20 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás accesorios
21 requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos distribuidos en la
22 Subestación.

23
24 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos
25 con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de
26 interrupción de una cualquiera de las vías.

27
28 5.3.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

29
30 Controlador de la Subestación

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

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



1
2 Registradores de fallas
3

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

10
11 Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación
12

13 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de una
14 IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA. Las pantallas
15 de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la información del proceso, ejemplo: tipo
16 LCD de 21 pulgadas.

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

- 21
22 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
23 - Autoverificación y autodiagnóstico.
24 - Comunicación con el **CND**.
25 - Comunicación con la red de área local.
26 - Facilidades de mantenimiento.
27 - Facilidades para entrenamiento.
28 - Función de bloqueo.
29 - Función de supervisión.
30 - Funciones del Controlador de Subestación a través del IHM.
31 - Guía de operación.
32 - Manejo de alarmas.
33 - Manejo de curvas de tendencias.
34 - Manejo de mensajes y consignas de operación.
35 - Marcación de eventos y alarmas.
36 - Operación de los equipos.
37 - Programación, parametrización y actualización.
38 - Reportes de operación.



- 1 - Representación visual del proceso mediante despliegues de los equipos de la Subestación, incluidos los servicios auxiliares y las redes de comunicaciones.
- 3 - Secuencia de eventos.
- 4 - Secuencias automáticas.
- 5 - Selección de los modos de operación, local, remoto y enclavamientos de operación.
- 6 - Supervisión de la red de área local.

5.3.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

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

5.4 OBRAS CIVILES

Tanto el diseño como la construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el edificio que conforman la Subestación son responsabilidad del **Transmisor**. Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo Ambiental del Proyecto, el cual también debe ser elaborado por el **Transmisor**.

Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-98.

El **Interventor** hará seguimiento y conceptuará a la **UPME** sobre el cumplimiento de los aspectos regulatorios, RETIE y normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados por el **Transmisor**. El **Interventor** informará y conceptuará sobre el cumplimiento de normas técnicas.

El **Transmisor** deberá presentar a la **Interventoría** para los fines consecuentes:

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



1

2 5.5 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO.

3 En el edificio de la nueva Subestación, el **Transmisor** deberá diseñar, suministrar e instalar todos
4 los elementos necesarios para la instalación de puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los
5 elementos necesarios para la construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento
6 electromagnético tales como bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra, las redes de
7 tierra dentro y alrededor del edificio.

8

9 Los diseños son responsabilidad del **Transmisor**. La malla de puesta a tierra de la Subestación en
10 cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas
11 deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que
12 garanticen la seguridad del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables. El
13 sistema de puesta a tierra de la Subestación Existente será conectado sólidamente a la malla de
14 tierra de la Subestación.

15

16

17 **6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO**

18 6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

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

23

24 Los registros de todas las pruebas, (aceptación para recepción, individuales, funcionales, de puesta
25 en servicio y de energización), se consignarán en “Protocolos de Pruebas” diseñados por el
26 **Transmisor** de tal forma que el **Interventor** pueda verificar para los fines pertinentes el
27 cumplimiento de los requisitos de la regulación vigente y de las normas técnicas; por ejemplo: que
28 se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta tensión como de servicios
29 auxiliares; que los sistemas de protección y control cumplen con la filosofía de operación en cuanto
30 a polaridades, acciones de protecciones y demás.

31

32 En las subestaciones existentes, el **Transmisor** deberá suministrar al **Interventor** la información
33 requerida para verificar la correcta integración de los sistemas instalados con los sistemas
34 existentes, operación de los enclavamientos y la acción del sistema de protecciones entre los
35 sistemas existentes y los nuevos.

36

37 Pruebas de puesta en servicio: el **Transmisor** debe efectuar las siguientes pruebas como mínimo:

38

39 - Direccionalidad de las protecciones de línea.



-
- 1 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas
2 a la Subestación.
- 3 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
4 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
5 protecciones.
- 6 - Pruebas de conexión punto a punto con el **CND**.

7

8 Pruebas de energización: el **Transmisor** será responsable por la ejecución de las pruebas de
9 energización. Los Protocolos de las pruebas de energización serán verificados, para los fines
10 pertinentes por la **Interventoría**.

11

12 6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR **CND** PARA LA PUESTA EN SERVICIO

13 La información requerida por **CND** para la puesta en servicio del **Proyecto** es la siguiente:

14

- 15 - Presentación del **Proyecto** al Centro Nacional de Despacho **CND**.
- 16 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
- 17 - Diagrama Unifilar.
- 18 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del **Proyecto**.
- 19 - Lista disponible de señales de **SCADA** y requerimiento de comunicaciones.
- 20 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 21 - Cronograma de pruebas.
- 22 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
23 información definitiva.
- 24 - Protocolo de energización.
- 25 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el **ASIC**.
- 26 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de
27 conexión.
- 28 - Carta de declaración en operación comercial.
- 29 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados
30 por el **CND**.
- 31



1 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

2 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución **CREG** 025 de
3 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la **CREG** que sea aplicable.

4

5 **8. FIGURAS**

6

7 Fig. 1 Planimetría de la Subestación Bosque existente

8 Fig. 2 Esquema Unifilar Subestación Bosque 220 kV.

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

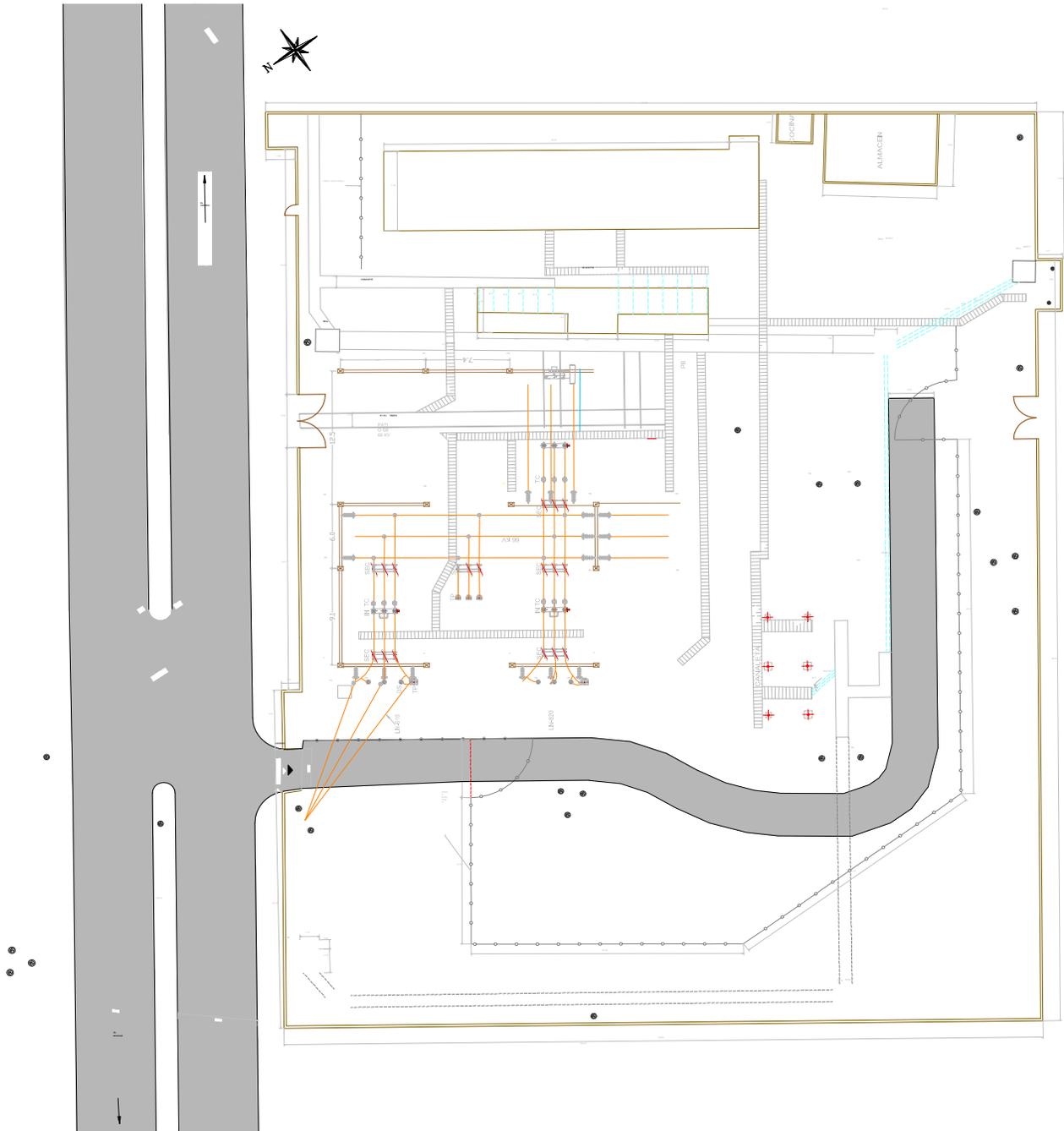
23

24

25

1
2
3

FIGURA 1 – PLANIMETRIA DE LA SUBESTACION BOSQUE EXISTENTE



1

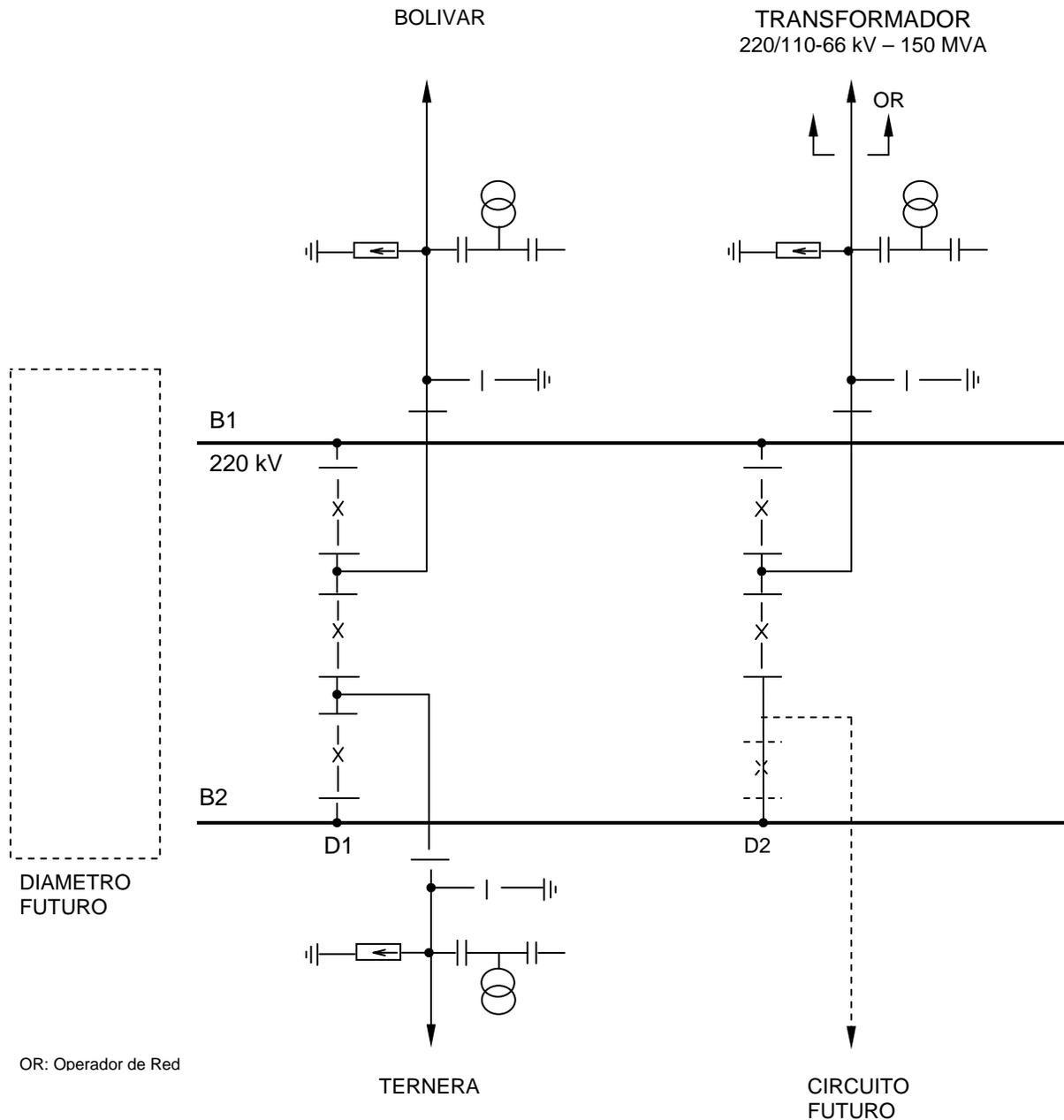


Figura 2
ESQUEMA UNIFILAR
SUBSTACION BOSQUE 220 kV – AISLADA EN SF6
UPME-02-2008