



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
47

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PUBLICA
UPME - 01- 2008

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA 500/230 kV
(TRANSFORMADOR 450 MVA – 500/230 kV) Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
ASOCIADAS

(EL PROYECTO)

Bogotá, D.C., octubre de 2008



| | | |
|----|-----------|---|
| 1 | | |
| 2 | | ÍNDICE |
| 3 | 1. | CONSIDERACIONES GENERALES.....5 |
| 4 | 1.1 | REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES5 |
| 5 | 1.2 | DEFINICIONES6 |
| 6 | 2. | DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.....6 |
| 7 | 2.1 | DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES6 |
| 8 | 2.2 | DESCRIPCIÓN DE LAS CONEXIONES DE LAS SUBESTACION AL STN7 |
| 9 | 2.3 | SUBESTACIONES EXISTENTES7 |
| 10 | 2.4 | PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO7 |
| 11 | 3. | ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....8 |
| 12 | 3.1 | PARÁMETROS DEL SISTEMA8 |
| 13 | 3.2 | NIVEL DE CORTO CIRCUITO9 |
| 14 | 3.3 | MATERIALES9 |
| 15 | 3.4 | EFFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA.....9 |
| 16 | 3.5 | INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES9 |
| 17 | 3.6 | LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN.....10 |
| 18 | 3.7 | INFRESTRUCTURA Y MODULO COMÚNES10 |
| 19 | 3.8 | PRUEBAS EN FÁBRICA11 |
| 20 | 3.9 | ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA A 500 Y |
| 21 | | 230 KV11 |
| 22 | 4. | ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 500 KV11 |
| 23 | 4.1 | GENERAL.....11 |
| 24 | 5. | ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV GUAVIO |
| 25 | | – NUEVA ESPERANZA Y PARA LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS A 230 |
| 26 | | kV14 |
| 27 | 5.1 | GENERAL.....14 |
| 28 | 5.2 | ANTECEDENTES DE ESTABILIDAD DE LA CORDILLERA ORIENTAL Y DE |
| 29 | | LOS ACTUALES CORREDORES ELECTRICOS GUAVIO - BOGOTA14 |
| 30 | 5.2.1 | Cordillera Oriental14 |
| 31 | 5.2.2 | Actuales corredores eléctricos desde Guavio a Bogotá15 |
| 32 | 5.3 | LONGITUD DE LA LÍNEAS16 |



| | | |
|----|---|-----------|
| 1 | 5.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE | |
| 2 | 500 KV Y DE 230 KV..... | 17 |
| 3 | 5.4.1 Aislamiento..... | 17 |
| 4 | 5.4.2 Conductores de fase..... | 17 |
| 5 | 5.4.3 Cable de guarda..... | 19 |
| 6 | 5.4.4 Puesta a tierra de las líneas..... | 19 |
| 7 | 5.4.5 Transposiciones de línea..... | 19 |
| 8 | 5.4.6 Estructuras..... | 19 |
| 9 | 5.4.7 Localización de estructuras..... | 20 |
| 10 | 5.4.8 Sistema Antivibratorio..... | 20 |
| 11 | 5.4.9 Cimentaciones..... | 20 |
| 12 | 5.4.10 Obras complementarias..... | 20 |
| 13 | 5.5 INFORMES TÉCNICOS..... | 20 |
| 14 | 6. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES..... | 21 |
| 15 | 6.1 GENERAL..... | 21 |
| 16 | 6.1.1 Normas para fabricación de los equipos..... | 23 |
| 17 | 6.1.2 Condiciones Sísmicas..... | 24 |
| 18 | 6.1.3 Procedimiento General del diseño..... | 24 |
| 19 | 6.1.4 Estudios del Sistema..... | 26 |
| 20 | 6.1.5 Distancias de seguridad..... | 26 |
| 21 | 6.2 EQUIPOS DE POTENCIA..... | 27 |
| 22 | 6.2.1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA..... | 27 |
| 23 | 6.2.2 Interruptores..... | 28 |
| 24 | 6.2.3 Pararrayos – Descargadores..... | 28 |
| 25 | 6.2.4 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra..... | 28 |
| 26 | 6.2.5 Transformadores de tensión..... | 29 |
| 27 | 6.2.6 Transformadores de Corriente..... | 29 |
| 28 | 6.3 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN..... | 30 |
| 29 | 6.3.1 Sistemas de Protección..... | 30 |
| 30 | 6.3.2 Sistema de Automatización de la Subestaciones..... | 31 |
| 31 | 6.3.3 Medidores multifuncionales..... | 34 |
| 32 | 6.3.4 Controladores de Bahía..... | 34 |
| 33 | 6.3.5 Controlador de los servicios auxiliares..... | 35 |
| 34 | 6.3.6 Switches..... | 35 |
| 35 | 6.3.7 Interfaz Nivel 2- Nivel 1..... | 35 |
| 36 | 6.3.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2..... | 36 |
| 37 | 6.3.9 Requisitos de Telecomunicaciones..... | 37 |
| 38 | 6.4 OBRAS CIVILES..... | 37 |
| 39 | 6.5 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO..... | 38 |
| 40 | 7. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO | 38 |
| 41 | 7.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO..... | 38 |



| | |
|----|--|
| 1 | 7.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO39 |
| 2 | 8. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....40 |
| 3 | 9. FIGURAS -----38 |
| 4 | |
| 5 | Fig 1 Localización General del Proyecto |
| 6 | Fig 2 Esquema Unifilar Subestación Bacatá 500 kV |
| 7 | Fig 3 Esquema Unifilar Subestación Nueva Esperanza 500 kV |
| 8 | Fig 4 Esquema Unifilar Subestación Nueva Esperanza 230 kV |
| 9 | Fig 5 Esquema Unifilar Subestación Guavio 230 kV |
| 10 | |



ANEXO 1
DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO
CONVOCATORIA PUBLICA
UPME - 01- 2008

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA (TRANSFORMADOR 450
MVA – 500/230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS

(EL PROYECTO)

1. CONSIDERACIONES GENERALES

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los **Documentos de Selección del Inversionista** de la Convocatoria Pública **UPME - 01- 2008**.

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

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

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

1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES

De acuerdo con lo establecido en la Resolución MME 18 1294 de agosto de 2008, **RETIE**, capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para el **Proyecto** será obligatorio que se deba contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar



1 esta actividad como se establece en el Artículo 8 del **RETIE**, en general, y el numeral 8.4 en
2 particular.
3

4 1.2 DEFINICIONES

5 Las expresiones que figuren en mayúscula y negrita tendrán el significado establecido en el
6 Numeral 1.1 del Volumen I (**Documentos de Selección del Inversionista –DSI**).
7

8 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

9
10 El **Proyecto** consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación
11 y mantenimiento de las obras definidas en el “Plan de Expansión de Referencia – Generación –
12 Transmisión 2008 – 2022”, de diciembre de 2007, así:
13

- 14 - Construcción de la ampliación de la Subestación Bacatá a 500 kV
- 15 - Construcción de la subestación Nueva Esperanza 500 / 230 kV., con capacidad de transforma-
16 ción 500 /230 kV de 450 MVA
- 17 - Construcción de una línea de transmisión a 500 kV S/E Bacatá – S/E Nueva Esperanza con
18 longitud aproximada de 40 kilómetros.
- 19 - Construcción de una línea de transmisión a 230 kV Nueva Esperanza –Guavio con longitud
20 aproximada de 140 kilómetros.
- 21 - Reconfiguración de la línea a 230 kV Tunal – Reforma para configurar las líneas Tunal –
22 Nueva Esperanza (15 km aprox.) y Nueva Esperanza – Reforma (60 km aprox.)
- 23 - Reconfiguración de la línea a 230 kV Tunal – Circo para configurar las líneas Tunal – Nueva
24 Esperanza (15 km aprox.) y Nueva Esperanza – Circo (37 km aprox.)
- 25 - Ampliación de la subestación Guavio 230 kV. La subestación existente es la instalada dentro de
26 una edificación en superficie (no en la caverna)
27

28 2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS SUBESTACIONES

29 Las obras en la subestación Bacatá consisten en la construcción de una nueva bahía a 500 kV
30 localizada en un predio de la subestación Bacatá existente, de propiedad de **ISA** La topología de la
31 subestación existente es doble barra principal más seccionador de transferencia con interruptor de
32 acople entre las dos barras, con equipo convencional tipo exterior. La nueva bahía de línea de 500
33 kV se utilizará para la llegada de la línea proveniente de la Subestación Nueva Esperanza. La
34 Nueva Bahía conservará la topología de la subestación existente.
35

36 Las obras en la subestación Nueva Esperanza consisten en la construcción de una nueva subestación
37 500 / 230 kV, localizada en el predio que seleccione el **Transmisor**. La subestación estará
38 conformada por un patio de conexiones de 500 kV, con transformación 500 /230 kV y por un patio
39 de conexiones de 230 kV, todo con equipo convencional tipo exterior.
40



1 El patio de 500 kV en la Subestación Nueva Esperanza , tendrá Esquema de Interruptor y Medio,
2 compuesto por un diámetro completo (tres interruptores para dos circuitos) correspondiente a la
3 línea con destino a la Subestación Bacatá y al circuito de transformación 500 /230 kV , y una bahía
4 de transformación 500 /115 kV- 450 MVA(dos interruptores para un circuito, operando como
5 Doble barra –Doble interruptor). El transformador 500 /115 kV estará a cargo de CODENSA.
6

7 El patio de 230 kV, tendrá Esquema de interrupción en Interruptor y Medio, con seis (6) Bahías,
8 una para recibir la transformación 500/230 kV, tres líneas a 230 kV provenientes de las
9 subestaciones de Guavio, Reforma y Circo, y dos líneas provenientes de la subestación Tunal.
10

11 Las obras en la subestación Guavio comprenden la construcción de una nueva bahía a 230 kV
12 localizada en un Predio de la Subestación Guavio existente, de propiedad de **EEB**. La topología de
13 la Subestación existente es doble barra principal mas seccionador de transferencia con interruptor de
14 acople entre las dos barras, con equipo tipo GIS para instalación interior. La nueva bahía de línea de
15 230 kV se utilizará para la llegada de la línea proveniente de la Subestación Nueva Esperanza.
16

17 La nueva bahía conservará la topología de la subestación existente.
18

19 En las Figuras 2, 3, 4 y 5 se muestran los esquemas de las subestaciones Bacatá 500 kV , Nueva
20 Esperanza 500 kV , Nueva Esperanza 230 kV y Guavio 230 kV

21 2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS CONEXIONES DE LAS SUBESTACION AL STN

22 Hacen parte del **Proyecto** la línea a 500 kV para la conexión de la Subestación Bacatá 500 kV a
23 la Subestación Nueva Esperanza 500 kV; la línea a 230 kV que conectará la Subestación Guavio
24 con la Subestación Nueva Esperanza 230 kV . También hacen parte del **Proyecto** los tramos de
25 líneas a 230 kV que se derivan de la reconfiguración de las líneas a 230 kV entre la Subestación
26 Circo y la Subestación Tunal, y entre las Subestación Tunal y la Subestación Reforma

27 2.3 SUBESTACIONES EXISTENTES

28 Tendrá el significado establecido en el Numeral 1.1. de los **Documentos de Selección del**
29 **Inversionista**.
30

31 2.4 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO

32 El **Proyecto** tiene **Puntos de Conexión** así:

33 Con **ISA** en la subestación Bacatá a 500 kV, con **EEB** a 230 kV en la Subestacion Guavio y en los
34 Puntos de Conexión, originados por la reconfiguración de la Líneas Tunal – Circo y Tunal –
35 Reforma. No obstante lo anterior, el **Transmisor** deberá proveer los equipos necesarios para hacer
36 completamente compatibles en equipamiento y en funcionalidad todos los aspectos de
37 comunicaciones, control y protección de las bahías de líneas existentes en Tunal, Reforma y Circo
38 con los correspondientes en Nueva Esperanza.



-
- 1 El **Transmisor** deberá firmar un **Contrato de Conexión** con **ISA** y **EEB**.
- 2 Los **Puntos de Conexión** originan **Costos de Conexión**. El propietario de los **Puntos de Conexión**
3 indicará el monto de dichos costos para que sean incluidos en las ofertas.
- 4 El **Proyecto** de la Subestación Nueva Esperanza ofrecerá el **Punto de Conexión** para la
5 transformación 500 /115 kV ,a cargo de **Codensa**. El **Punto de Conexión** estará localizado sobre
6 la salida de 500 kV de la bahía de transformación 500/115 kV .
- 7 **Codensa** deberá firmar un **Contrato de Conexión** con el **Transmisor**.

8 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

- 9 El **Interventor** certificará de manera independiente para **UPME**, el cumplimiento de las
10 especificaciones técnicas consignadas en este Anexo.. El uso de normas y procedimientos aquí
11 descritos podrá ser modificado en cualquier momento – hasta la fecha de realización de los diseños
12 o de realización de la obra según el caso - previa comunicación al **Interventor**, quien certificará
13 para la **UPME** que los requisitos y calidades técnicas se mantengan.
- 14 Las Especificaciones contenidas en este Anexo , se complementan con las Informaciones
15 Complementarias de las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta
16 Convocatoria

17 3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA

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

21 Nivel de 500 kV

| | | |
|----|----------------------------|--|
| 24 | Tensión nominal | 500 kV |
| 25 | Frecuencia asignada | 60 Hz |
| 26 | Puesta a tierra | Sólida |
| 27 | Numero de fases | 3 |
| 28 | Tensión asignada al equipo | 550 kV |
| 29 | Servicios auxiliares AC | 120/208V, tres fases, cuatro hilos. |
| 30 | Servicios Auxiliares DC | 125V |
| 31 | Tipo de la Subestación | Convencional, aislamiento en aire. |
| 32 | Diseño de las líneas | Circuito sencillo con dos cables de guarda. |
| 33 | Zona de Servidumbre | Mínimo 60 m, según tabla 42 del RETIE . |

34 Nivel de 230 kV

| | | |
|----|---------------------|--------|
| 37 | Tensión nominal | 230 kV |
| 38 | Frecuencia asignada | 60 Hz |
| 39 | Puesta a tierra | Sólida |



| | | |
|----|----------------------------|---|
| 1 | Numero de fases | 3 |
| 2 | Tensión asignada al equipo | 245 kV |
| 3 | Servicios auxiliares AC | 120/208V, tres fases, cuatro hilos. |
| 4 | Servicios Auxiliares DC | 125V |
| 5 | Tipo de la Subestación | Convencional, aislamiento en aire. Subestación Nueva |
| 6 | | Esperanza´ |
| 7 | | Blindada , aislada en SF6 ,tipo exterior Subestación |
| 8 | | Guavio |
| 9 | Diseño de las líneas | Circuito sencillo con uno o dos cables de guarda según el |
| 10 | | diseño del Transmisor . |
| 11 | Zona de Servidumbre | Mínimo 30 m (1 circuito) y 32 m (2 circuitos) según tabla |
| 12 | | 42 del RETIE . |
| 13 | | |
| 14 | | |

15 3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO

16 El poder de corto circuito asignado (ik) a los equipos que se instalarán del objeto de la presente
17 Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA. Para 230 kV y de 40 kA para 500 kV. La duración
18 asignada al corto circuito (tk) no deberá ser inferior a un segundo.

19 3.3 MATERIALES

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

26 3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA

27 Todos los equipos y los conectores deberán ser de diseño y construcción tales que, en lo relacionado
28 con el efecto corona y radiointerferencia, deben cumplir con lo establecido en el **RETIE, Código**
29 **de Redes** y Normatividad vigente. El **Transmisor** deberá presentar al **Interventor** para los fines
30 pertinentes a la **Interventoría** las Memorias de Cálculo y/o reportes de pruebas en donde se avalen
31 las anteriores consideraciones.
32

33 3.5 INTERFACES CON EQUIPOS EXISTENTES

34 El **Transmisor** será responsable en forma integral por las actividades de interfaz con sistemas
35 existentes (ISA / CODENSA / EEB), previa aprobación del propietario y sin limitarse a:

- 36
- 37 - Recopilación y análisis de todos los planos y documentos técnicos que requieran ser
- 38 modificados en las bahías de las subestaciones a 230 kV de Tunal, Reforma, Circo, Guavio y a



- 1 500 kV en las Subestación Bacatá. Un informe escrito detallando estas actividades deberá ser
2 avalado por el **Interventor** para la UPME.
3
4 - Mantener la filosofía existente.
5
6 - Elaboración de documentos de ingeniería de detalle para la ejecución de las modificaciones,
7 tales como: tablas de cableado, plan de libranzas, listas de materiales, ajustes de protecciones.
8 Un informe detallado escrito de estas actividades debe ser presentado al **Interventor** para los
9 fines pertinentes a la **Interventoría**.
10 -
11 - Implementar y probar las modificaciones.
12
13 - Elaborar planos “de acuerdo con lo construido”.
14

15 3.6 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN

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

27 3.7 INFRAESTRUCTURA Y MODULO COMÚNES

28 El **Transmisor** deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulos
29 comunes de la Subestación Nueva Esperanza a nivel de 500 kV y 230 kV, es decir las obras civiles
30 y los equipos que sirven a la Subestación y que son utilizados por el resto de las bahías de la
31 Subestación. La infraestructura y módulo comunes de la Subestación consistirán como mínimo de
32 los siguientes componentes:

33 Infraestructura civil: compuesta por pozos de agua y /o toma de agua de acueducto vecino si existe;
34 ;la malla de puesta a tierra, las vías de acceso a la Subestación, las vías internas de acceso a los
35 patios de conexiones, la adecuación del terreno y proveer el espacio para las bahías futuras. Para el
36 espacio que ocupará la Subestación, incluye: drenajes, alcantarillado, barreras de protección, y de
37 acceso al predio, todas las mallas de cerramiento para seguridad del predio, filtros y drenajes, pozo
38 séptico y de agua y /o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos , si existen ; alumbrado
39 interior y exterior y cárcamos comunes.



1 Equipos: el sistema de automatización, sistema de gestión de medición, protecciones y sistema de
2 comunicaciones propios de la Subestación Nueva Esperanza, materiales de malla de tierra y los
3 equipos para los servicios auxiliares, equipos de conexión a 500 y 230 kV., todo esto cableado y
4 con las obras civiles asociadas,, equipos de medición, control, protección y de comunicaciones.

5 La **Interventoría** analizará - e informará a la **UPME** el resultado de su análisis - todas las
6 previsiones que faciliten la evolución de la Subestación Nueva Esperanza en 230 kV y en 500 kV.

7

8 3.8 PRUEBAS EN FÁBRICA

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

14

15 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser sometidos a
16 todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la norma para cada equipo
17 en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser avalados por persona idónea en el
18 laboratorio de la fábrica. El **Interventor** podrá pedir las certificaciones de idoneidad que soporten y
19 califiquen la experiencia del Inspector.

20

21 3.9 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN NUEVA ESPERANZA A 500 y 230 kV

22 Adicionalmente, a que el **Transmisor** deberá urbanizar el predio dotando la Subestación Nueva
23 Esperanza de los espacios físicos necesarios para facilitar el punto de conexión de la Subestación
24 del Operador de Red mediante Transformación 500 / 115 kV, la urbanización del predio también
25 deberá facilitar espacio suficiente para la construcción de futuras de bahías, sean de línea o de
26 transformación, como se especifica bajo el numeral 6.1 de este Anexo. No obstante lo anterior, los
27 equipos para las bahías futuras no son parte del **Proyecto**.

28

29

30 4. ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 500 KV

31 4.1 GENERAL

32 El **Transmisor** deberá construir la Línea de Transmisión Bacatá – Nueva Esperanza, circuito
33 sencillo, con una longitud aproximada de 40 kilómetros.

34



1 Por la localización geográfica de la subestación Bacatá y la localización de la subestación Nueva
2 Esperanza (en el sur de Bogotá), la zona comprendida entre los puntos extremos de la nueva línea
3 de transmisión Bacatá – Nueva Esperanza (en cualquier sitio del sur de Bogotá donde técnicamente
4 esta última se pueda ubicar) se caracteriza por la existencia de diversas barreras, algunas de carácter
5 técnico, otras que tienen que ver con la presencia de reservas naturales con protección ambiental y
6 otras restrictivas del uso del suelo.

7
8 Entre dichas barreras, se pueden destacar las siguientes:

9
10 a) Aeropuerto Internacional El Dorado de la ciudad de Bogotá. Tanto el aeropuerto como su zona
11 de influencia desde el punto de vista de las restricciones que genera, está ubicado en la zona
12 comprendida entre la subestación Bacatá y la región sur de la ciudad. Su presencia, hace
13 imperiosa la necesidad de que la ruta de una línea entre Bacatá y el sur de Bogotá tenga
14 necesariamente que localizarse por detrás de las localidades de Funza y Soacha y,
15 probablemente, de la localidad de Madrid. Es de anotar que esta última localidad tiene
16 aeropuerto que no por su más baja categoría deja de generar restricciones. Estas restricciones
17 deberán ser consultadas por el **Transmisor** con el Departamento de Aeronáutica Civil. Este
18 Departamento requiere, en principio, que el **Transmisor** le presente una solicitud para su
19 estudio, en la que se adjunte un plano con una línea de nivelación llevada desde la cabecera de
20 la pista hasta un sitio del eje de la línea; otro plano que muestre en planta el trazado de la línea y
21 otro plano que muestre el plantillado de la línea aérea (referenciado a la línea de nivelación ya
22 mencionada) en el cual se muestre la posición de cada una de las estructuras, la altura máxima
23 de cada una de ellas - al cable de guarda – el plantillado de los conductores de fase y del cable
24 de guarda. El Departamento de Aeronáutica Civil indicará – con base en el estudio que haga de
25 los documentos que le presente el **Transmisor** – las restricciones que existen para la
26 localización de la línea por el trazado indicado por el **Transmisor**.

27
28
29 b) Presencia de núcleos residenciales urbanos y desarrollos industriales en el occidente de la
30 ciudad. Tales son los casos de Ciudad Bolívar y de las ciudadelas industriales establecidas y en
31 desarrollo. Una subestación de 500/230 kV requiere, por una parte, un área extensa (superior
32 quizás a 4 hectáreas si se tienen en cuenta los terrenos que hay que dejar desde ahora
33 disponibles para futuras expansiones de la subestación) y, por otra parte, debe quedar ubicada
34 en sitios en los que deje posibilidades de establecer corredores de ruta para futuras
35 interconexiones mediante líneas – especialmente aquellas de 500 kV. Una subestación EHV no
36 puede quedar ubicada en sectores donde el desarrollo de la ciudad (residencial o industrial) está
37 llegando, imposibilitando que, en un futuro, los corredores de ruta de futuras líneas tengan
38 serias limitaciones de servidumbre. El **Transmisor** debe conocer detalladamente el Plan de
39 Ordenamiento Territorial de la ciudad de Bogotá y de los municipios circunvecinos.

40
41 c) Presencia de reservas naturales con restricción ambiental. Es bien sabido que la ciudad de
42 Bogotá está prácticamente rodeada por ecosistemas sobre los cuales el Gobierno Distrital y las
43 entidades encargadas del manejo ambiental están dedicando especiales esfuerzos para su
44 protección y conservación. Estas reservas, humedales, parques, páramos, etc. deberán ser
45 cuidadosamente analizados por el **Transmisor** para determinar, desde este punto de vista cuáles



1
2
3
4

áreas definitivamente deben ser restringidas y las áreas en las que una intervención pueda ser compensada a juicio de la Autoridad Ambiental.



1 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 230 kV GUAVIO –**
2 **NUEVA ESPERANZA Y PARA LAS LÍNEAS RECONFIGURADAS A 230 kV**

3 5.1 GENERAL

4 Si bien, la selección de la ruta de la futura línea de transmisión entre las subestaciones de Guavio y
5 de Nueva Esperanza es responsabilidad del **Transmisor**, es conveniente hacer algunas anotaciones
6 – a título informativo - sobre las características técnicas, geológicas y geomorfológicas de las zonas
7 por las cuales están operando los circuitos Guavio – Bogotá que han ofrecido problemas de
8 estabilidad geológica.
9
10

11 5.2 ANTECEDENTES DE ESTABILIDAD DE LA CORDILLERA ORIENTAL Y DE LOS
12 ACTUALES CORREDORES ELECTRICOS GUAVIO - BOGOTA

13
14 5.2.1 Cordillera Oriental

15
16 La Cordillera Oriental de Colombia, corresponde a la principal unidad morfoestructural del Oriente
17 Andino, la cual esta formada por una serie de anticlinales que hacen emerger el zócalo bordeado
18 por fallas, entre los pliegues de la cobertura Mesozoica y localmente Paleógena.

19
20 En consecuencia, entre esos macizos, sobre todo en el área Central de la Cordillera Oriental, la
21 cobertura mesozoica y paleogena esta afectada por pliegues regulares de edad oligo- miocena; a
22 gran escala se individualizan altas cuencas continentales en sinclinorios subsidentes (Sabana de
23 Bogotá).

24
25 La evolución estructural de la Cordillera Oriental se supone que en ella se desarrolló durante el
26 cretáceo un inmenso miogeocinclinal, en el cual se depositaron series marinas de espesores
27 variables; al principio del cenozoico esta gran cuenca se volvió un área de sedimentación
28 continental molánica, alimentada por erosión proveniente de la Cordillera Central y del escudo
29 Guayanés, como consecuencia de los primeros movimientos Pre- Andinos.

30
31 La principal etapa tecto-orogénica que contribuyo a la formación de esta cadena montañosa,
32 empezó a principios del mioceno; sin embargo, la Cordillera Oriental alcanzo su volumen actual
33 durante el levantamiento pliopleistocénico.

34
35 En conjunto, el plegamiento de edad miocena de la Cordillera Oriental y sus bordes se formaron de
36 un régimen tectónico de compresión traducido en pliegues con planos axiales inclinados, en
37 abanicos, fallas inversas, fallas de cabalgamientos, activas durante el cuaternario (borde piedemonte
38 llanero).

39
40 De acuerdo a esta evolución morfoestructural de la Cordillera Oriental y al conocimiento físico que
41 se tiene de ella, se ha considerado que este gran macizo se encuentra en evolución y



1 acomodamiento, lo cual la identifica como muy inestable, en razón a la composición misma de sus
2 materiales litológicos de gran heterogeneidad.

3
4 El amplio corredor de características Andinas que se podría considerar para un posible trazado de
5 una línea eléctrica, desde la subestación Guavio hacia la s/e Nueva Esperanza, ubicada al sur de
6 Bogotá, posiblemente en inmediaciones de la franja comprendida entre Pasquilla y Sibaté,
7 representa un reto de amplias proporciones para la ingeniería eléctrica, en razón al alto grado de
8 inestabilidad morfodinámica y geotécnica que lo caracteriza.

9
10 Es por ello, que la escogencia de un posible corredor desde las sub- estaciones antes mencionadas,
11 debe minimizar en un alto porcentaje la inestabilidad que ofrece el amplio bloque morfoestructural
12 encontrado a lo largo y ancho del corredor enmarcado dentro de la Cordillera Oriental.

13
14 Además de lo anterior, existen otras restricciones de carácter ambiental, tales como el parque de
15 Chingaza, los cerros orientales y otras posibles reservas ambientales.

16
17 En consecuencia, un posible corredor que se podría considerarse para el trazado de una línea
18 eléctrica ubicada dentro de este amplio macizo de la Cordillera Oriental, podría estar referido a la
19 siguiente ruta:

20
21- Subestación Guavio (Mámbita), sector de Algodones, Palomas, margen derecha del embalse Guavio
22 a encontrar el municipio de Gachalá, para luego tomar rumbo por el costado izquierdo de Gama y
23 Junín. Posteriormente se cambia el rumbo para seguir el corredor hacia los nacimientos del río
24 Negro en inmediaciones de Mundo Nuevo, proseguir hacia el occidente de Choachí y Ubaque,
25 luego el corredor se debe dirigir hacia el sector ubicado entre Caquezá y Chipaque, de allí seguir
26 hasta encontrar el corredor que ocupa la línea eléctrica Guavio - La Reforma - El Tunal hasta el
27 sector de Doña Juana; luego proseguir por Pasquilla y Quiva para encontrar al sur de Bogotá la
28 franja comprendida entre Pasquilla y Sibaté ya mencionada donde posiblemente se ubicará la
29 subestación Nueva Esperanza.

30
31 5.2.2 Actuales corredores eléctricos desde Guavio a Bogotá

32
33 Corredor Sur: Guavio – La Reforma- El Tunal a 230 kV (EEB)

34
35 Este corredor eléctrico se desarrolla en un 40% de su longitud por el borde del Piedemonte Llanero
36 en el cual se presentan múltiples factores de inestabilidad morfodinámica relacionados con
37 movimientos en masa, cambios de cursos de ríos y avalanchas permanentes de grandes
38 proporciones.

39
40 Estos factores han determinado que el tramo del piedemonte Llanero, sea considerado crítico para la
41 operabilidad de esta línea eléctrica y las consecuencias catastróficas que se presentan continuamente
42 y que es necesario corregir en forma apresurada, con altos costos económicos.

43
44 El restante 60% del corredor comprendido dentro desde La Reforma hasta la S/E El Tunal, se ha
45 considerado en proporciones de menor grado de criticidad; sin embargo en este tramo del corredor
46 existen sectores con importantes grados de inestabilidad litológica y geotécnica, tal como sucedió
47 con la activación detonante que produjo el ultimo sismo con epicentro cercano a dicho corredor.



1
2
3 Corredor Central: Guavio – Guasca – Circo a 230 kV (EEB)
4

5 Este corredor de la línea eléctrica, se desarrolla por la zona central del amplio macizo
6 morfoestructural de la Cordillera Oriental, ubicado por el flanco Este de la cordillera, partiendo
7 desde la subestación Guavio en cercanías de Mámbita para luego proseguir al norte de Ubalá, en
8 este trayecto pasando por la escarpadas laderas que conforman la cuenca del río Guavio aguas abajo
9 del actual embalse. Del sector de Ubalá se sigue en dirección a Gachetá, pasando la cuenca del río
10 Muchindote.

11
12 Desde el sector del municipio de Gachetá se prosigue en dirección Noroccidente por la cuenca de
13 los ríos Salinero y Monquevita, para llegar luego a inmediaciones de Guasca y continuar al
14 Occidente de la Calera, bordeando el flanco Este de los cerros Orientales por detrás de Monserrate,
15 hasta llegar a la subestación Circo.

16
17 De acuerdo con la ubicación de descripción del corredor eléctrico, éste se considera como crítico,
18 debido a la inestabilidad generada por la presencia de procesos morfodinámicos y geotécnicos desde
19 la subestación Guavio hasta las cuencas de los ríos Salinero y Monquevita, ubicadas al norte del
20 municipio de Gachetá. Este sector del corredor eléctrico, abarca un 70% de la longitud total de la
21 línea.

22
23 El restante 30% de la longitud del corredor eléctrico comprendida desde inmediaciones del
24 municipio de Gachetá, pasando por Guasca, La Calera, los cerros Orientales hasta llegar a la
25 subestación Circo, se considera como estable, en el cual los factores relacionados con inestabilidad
26 litológica y morfodinámica, son muy localizados.

27
28 Corredor eléctrico Guavio – Torca a 230 kV (ISA)
29

30 El corredor eléctrico Guavio – Torca, sigue aproximadamente la ruta propuesta para desarrollar la
31 posible línea eléctrica de la **UPME** hasta el sector de Ubalá embalsa Guavio. Posteriormente sigue
32 la carretera Gachetá – Guasca hasta llegar a Torca.

33
34 Este corredor al igual que los anteriores presenta, inestabilidades morfodinámicas y geotécnicas
35 pero en menores proporciones, lo cual determinó que durante la escogencia de su corredor, se
36 minimizaran los riesgos por inestabilidades permanentes, especialmente el tramo comprendido
37 desde la subestación Guavio y el municipio de Gachetá.

38
39 **5.3 LONGITUD DE LA LÍNEAS**

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.

43
44

| Líneas | Voltaje | Longitud Aproximada (km) |
|--------|---------|--------------------------|
|--------|---------|--------------------------|



| | | | |
|---|---------------------------------------|--------|---------------------------------|
| 1 | Bacatá – Nueva Esperanza | 500 kV | 40 |
| 2 | Guavio – Nueva Esperanza | 230 kV | 140 |
| 3 | Reconfiguración línea Circo – Tunal | 230 kV | Depende del sitio de derivación |
| 4 | Reconfiguración línea Reforma – Tunal | 230 kV | Depende del sitio de derivación |
| 5 | | | |

6 5.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN PARA LAS LÍNEAS DE 500 kV Y
7 DE 230 kV.

8 Además de las anotaciones que se hicieron en el numeral 4.1 relacionadas con las barreras físicas
9 que el **Transmisor** encontrará en proceso de selección de la ruta de la línea de 500 kV, y sobre los
10 aspectos geotécnicos a tener en cuenta para la selección de ruta de la línea de 230 kV Guavio –
11 Nueva Esperanza, se presentan en este numeral las especificaciones a las que deberán ajustarse los
12 diseños de las líneas en ambos niveles de tensión, haciendo distinción, cuando sea necesario, entre
13 lo que aplique únicamente al nivel de 500 kV y lo que aplique únicamente al nivel de 230 kV.

14
15 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del **Proyecto**
16 son las establecidas en este Anexo No. 1 a los DSI, en el Código de Redes (Resolución **CREG** 025
17 de 1995 y actualizaciones, en especial **CREG** 098 de 2000) y en el **RETIE** (Resolución MME 18-
18 1294 de agosto de 2008).

19
20 5.4.1 Aislamiento

21 El **Transmisor** deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y subestaciones,
22 teniendo en cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse en las líneas o extremos
23 desconectados del sistema, bajo la hipótesis de que el voltaje máximo continuo de operación de los
24 equipos no excederá el 1.10 p.u. del voltaje nominal.

25
26 De acuerdo con la Resolución **CREG** 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite
27 máximo de tres (3) salidas por cada 100 km de línea año ante descargas eléctricas atmosféricas, una
28 (1) falla por cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante
29 sobre-tensiones de frecuencia industrial.

30
31
32 5.4.2 Conductores de fase

33 La verificación de los siguientes límites será responsabilidad del **Transmisor**. El **Interventor**
34 certificará para la **UPME** que el diseño realizado por el **Transmisor** cumple con las normas
35 técnicas aplicables y con los siguientes valores máximos.

36
37 Línea de 500 kV Bacatá – Nueva Esperanza.

38 La capacidad de transporte para la línea de 500 kV no deberá ser inferior a 1.650 MVA,
39 determinada como el límite térmico de los conductores escogidos por el **Transmisor**, calculado con
40 el conductor a 75 °C, temperatura ambiente de 40°C, viento de 0.61 m/s, radiación solar de 1043
41 w/m², coeficientes de absorción y emisividad de 0,5 y a voltaje nominal.

42
43
44



1 Línea de 230 kV. Guavio – Nueva Esperanza

2
3 La capacidad de transporte para la línea de 230 kV – en MVA – deberá ser por lo menos igual,
4 nunca inferior a la capacidad de transporte de la línea con mayor capacidad de transporte entre las
5 líneas existentes Guavio y Bogotá, determinada como el límite térmico de los conductores
6 escogidos por el **Transmisor**, calculado con el conductor a 75 °C, temperatura ambiente de 40° C,
7 viento de 0.61 m/s, radiación solar de 1043 w/m², coeficientes de absorción y emisividad de 0,5 y a
8 voltaje nominal.

9
10 Líneas de 230 kV. para reconfiguración de las líneas Circo – Tunal y Reforma – Tunal

11
12 Se considera que los conductores que requieran ser instalados para reconfigurar cada una de estas
13 dos líneas deben tener una capacidad de transporte no inferior al conductor que actualmente está
14 instalado en cada una de ellas.

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

18
19 Los conductores seleccionados en cada una de las líneas de 500 y 230 kV respectivamente, deberán
20 cumplir con los criterios de radio interferencia en buen tiempo establecidos en el anexo CC1 del
21 Código de Redes, resolución **CREG** 098 de 2000, numeral 2.2.

22
23 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 15 del **RETIE**, los valores máximos
24 permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en
25 la Tabla 21 del **RETIE**, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos
26 durante varias horas.

27
28 Línea de 500 kV Bacatá – Nueva Esperanza.

29
30 La configuración elegida por el **Transmisor** para los sub-conductores de la línea de 500 kV. podrá
31 ser en haz de 2, 3 o 4 sub-conductores, con separación entre los sub-conductores del haz, de 457
32 mm (18 pulgadas).

33
34 Los valores de resistencia DC por sub-conductor a 20°C no podrán ser superiores a los valores
35 indicados a continuación:

36

| 37 No. de sub-conductores por fase | Máxima resistencia DC a 20 °C [ohm/km] |
|------------------------------------|--|
| 38 | |
| 39 2 | 0.0380 |
| 40 3 | 0.0675 |
| 41 4 | 0.1020 |
| 42 | |

43 Línea de 230 kV. Guavio – Nueva Esperanza

44
45 El valor de resistencia DC a 20°C en ohm/km del conductor de la línea Guavio – Nueva Esperanza
46 no podrá ser superior al menor valor de resistencia de los conductores existentes en las líneas
47 Guavio – Bogotá, 230 kV actualmente en operación.



1
2 Líneas de 230 kV. para re-configuración de las líneas Circo – Tunal y Reforma – Tunal.

3
4 El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de cada una de las líneas reconfiguradas no podrá
5 ser superior al valor de resistencia DC a 20°C del conductor que actualmente tiene cada una de las
6 líneas que se reconfiguran.

7
8 5.4.3 Cable de guarda

9
10 La verificación de los siguientes límites será responsabilidad del **Transmisor**. El **Interventor**
11 certificará para la **UPME** que el diseño realizado por el **Transmisor** cumple con las normas
12 técnicas aplicables y con los siguientes valores máximos.

13
14 Se requiere que todos los tramos de línea tengan cable de guarda. El cable de guarda a instalar
15 deberá soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre
16 la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El
17 incremento de temperatura del cable de guarda a ser instalado deberá soportar las corrientes de corto
18 circuito monofásico de la línea.

19
20 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda, no
21 deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.

22
23 5.4.4 Puesta a tierra de las líneas

24
25 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de la
26 estructura, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad
27 del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de la
28 estructura, se deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso
29 de acuerdo con IEEE 80 y el Artículo 15 del **RETIE**. Se deben medir los voltajes de paso y de
30 contacto en las dos primeras torres a la salida de la Subestación.

31
32 5.4.5 Transposiciones de línea

33
34 La nueva Línea de Transmisión Bacatá – Nueva Esperanza no requiere transposición de fases. La
35 línea a 230 kV Guavio – Nueva Esperanza requiere transposición completa de fases mediante
36 estructuras diseñadas con este fin o mediante juegos con cadenas de aisladores en el vano
37 localizadas así: a 1/6, 1/3, 2/3 y 5/6 de la longitud de la línea, medidos desde cualquiera de los
38 extremos de ésta.

39
40 5.4.6 Estructuras

41
42 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe definir mediante combinación de las
43 distancias mínimas correspondientes a las sobre-tensiones debidas a descargas atmosféricas, a las
44 sobre-tensiones de maniobra y a las sobre-tensiones de frecuencia industrial.

45
46 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto-soportadas y no deberán requerir para su
47 montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El **Transmisor** podrá hacer uso de



1 estos recursos para su montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el
2 concurso de este tipo de recursos.

3
4 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los árboles de
5 cargas definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el diseño estructural deberá
6 adelantarse según lo establecido en la última revisión del **RETIE**, Artículo 25.

7 8 5.4.7 Localización de estructuras

9
10 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de seguridad sobre el
11 terreno y obstáculos, medidas en metros para las condiciones de máxima temperatura del conductor
12 exigidas durante toda la vida útil del **Proyecto** según **RETIE**, Artículo 13.

13 14 5.4.8 Sistema Antivibratorio

15
16 El **Interventor** certificará para la **UPME** los resultados del estudio del sistema de protección
17 antivibratoria del conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser adecuados
18 para amortiguar efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, de
19 tal manera los esfuerzos de flexión calculados a una distancia de 89 mm desde el último punto de
20 contacto de la grapa de suspensión con el conductor o cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico
21 a pico, medidos de acuerdo al método establecido en el documento “*Standardization of Conductor*
22 *Vibration Measurements*”. Paper 31 TP 65-156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

23 24 5.4.9 Cimentaciones

25
26 Para los fines pertinentes el **Interventor** revisará los resultados de las memorias de cálculo de las
27 cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en **CREG** 098 de 2000, numeral 2.7.

28 29 5.4.10 Obras complementarias

30
31 El **Interventor** certificará para la **UPME** el cumplimiento de requisitos técnicos del diseño y
32 construcción de todas las obras civiles que garanticen la estabilidad de los sitios de torre,
33 protegiendo taludes, encauzando aguas, etc., tales como muros de contención, tablestacados o
34 trinchos, cunetas, filtros, obras de mitigación, control de efectos ambientales y demás obras que se
35 requieran.

36 37 5.5 INFORMES TÉCNICOS

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

- 41
42 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución **CREG** 098 de 2000.
43 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución **CREG** 098 de 2000.



- 1 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del **Proyecto** de acuerdo con el
2 numeral 3.3 de la Resolución **CREG** 098 de 2000.
3 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución **CREG** 098 de 2000.
4 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución
5 **CREG** 098 de 2000.
6 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución **CREG** 098 de
7 2000.
8
9

10 6. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

11
12 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.
13

14 6.1 GENERAL

15 La siguiente tabla presenta las bahías a 500 kV a ser intervenidas como parte del **Proyecto**:
16

| Subestaciones | Subestación Existente | Bahías | Propietario | Configuración de la S/E |
|-----------------|-----------------------|--------|-------------------|---|
| Bacatá | Si | 1 | ISA | Doble Barra Principal mas Seccionador de Transferencia con Interruptor de acople entre barras |
| Nueva Esperanza | No | 2 | Transmisor | Interruptor y Medio |
| | | | | |

17
18 La siguiente tabla presenta las bahías de a 230kV a ser intervenidas como parte del **Proyecto**:
19

| Subestaciones | Subestación Existente | Bahías | Propietario | Configuración de la S/E |
|-----------------|-----------------------|--------|-------------------|------------------------------------|
| Tunal | Si | 2 | EEB | Barra Principal y de Transferencia |
| Nueva Esperanza | No | 6 | Transmisor | Interruptor y Medio. |
| Circo | Si | 1 | EEB | Barra Principal y de Transferencia |



| Subestaciones | Subestación Existente | Bahías | Propietario | Configuración de la S/E |
|---------------|-----------------------|--------|-------------|---|
| Guavio | Si | 1 | EEB | Doble Barra Principal mas Seccionador de Transferencia con Interruptor de acople entre barras, aislada en SF6 |
| Reforma | Si | 1 | ISA | Interruptor y Medio |

Predio de la Subestación Bacatá: La nueva Bahía de 500 kV será construida en un lote de propiedad de ISA.

Predio de la Subestación Nueva Esperanza: Será el que seleccione el **Transmisor**. La UPME, con base en las investigaciones preliminares adelantadas sobre áreas restringidas en la zona, ha elaborado un mapa preliminar de áreas restringidas con el fin de proporcionar a los potenciales **Inversionistas** una información preliminar sobre las áreas en las cuales podría ubicarse la subestación Nueva Esperanza (ver Figura 1 disponible en DVD). No obstante, será el **Transmisor** el que, con base en sus investigaciones detalladas y sus consultas a las Entidades relacionadas con las reservas forestales, con el Plan de Ordenamiento Territorial, con las restricciones para la aeronavegación en el área de interés para el Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes, el que defina el sitio de la subestación Nueva Esperanza. El mapa de la Figura 1 incluye también la localización geográfica de las líneas de 230 kV a reconfigurar y la localización geográfica de las líneas de 115 kV del sistema de CODENSA existentes en las áreas de interés de esta Convocatoria.

Predio de la Subestación Guavio: La nueva Bahía de 230 kV será construida en un edificio de propiedad de EEB. El esquema de la nueva Bahía es Barra Principal mas Seccionador de Transferencia, utilizando equipo GIS para instalación interior.

Conexiones con los bahías correspondientes en las Subestaciones existentes de Bacatá, Guavio, Tunal, Circo y Reforma. El **Transmisor** deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente compatibles en equipos y en funcionalidad aspectos de comunicaciones, control y protección de las bahías los correspondientes en La Subestación Nueva Esperanza.

Servicios Auxiliares en la Subestación Bacatá: El **Transmisor** deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la topología de la Subestación, así: alimentaciones principal, auxiliar y de emergencia, previo Contrato de Conexión, que se puede tomar de alguna de las instalaciones existentes propiedad de ISA o de CODENSA que esté disponible en la Subestación existente.

Servicios Auxiliares en la Subestación Nueva Esperanza: El **Transmisor** deberá proveer los servicios auxiliares en AC suficientes para la topología de la Subestación, así: alimentación principal, la cual se puede tomar - previo Contrato de Conexión con el propietario - de una línea de



1 media tensión, que esté disponible en un sitio cercano a las obras, del devanado terciario del
2 transformador 500 /230 kV, complementada con una alimentación de respaldo mediante planta de
3 emergencia. El dimensionamiento de la planta de emergencia deberá ser revisado para los fines
4 pertinentes a la **Interventoría** por el **Interventor** de acuerdo con el inventario de cargas eléctricas a
5 conectar y las de reserva.

6
7 Servicios Auxiliares en la Subestación Guavio. El **Transmisor** deberá proveer los servicios
8 auxiliares en AC y DC suficientes para la topología de la Subestación, así: alimentación principal, y
9 auxiliar la cual se puede tomar, previo Contrato de Conexión, de las instalaciones existentes
10 propiedad de CODENSA / EMGESA disponible en la Subestación existente.

11
12 Infraestructura y Módulo comunes . Como parte del **Proyecto**, el **Transmisor** deberá implementar
13 todas las obras y equipos constitutivos del modulo común como se describe en el numeral 3.7 de
14 este Anexo No. 1.

15
16 Previsiones para ampliaciones futuras y conexiones con los Operadores de Red. El **Transmisor**
17 deberá proveer todos los espacios necesarios para las ampliaciones de las Subestación Nueva
18 Esperanza , como se indica en las Figuras 3 y 4.

19 La subestación 115 kV del Operador de Red tendrá esquema de Doble Barra mas Transferencia , 10
20 bahias de linea, en configuración Doble Barra Seccionada con Transferencia y dos Acopladores de
21 Barras

22
23 Particularmente, en la Subestación Nueva Esperanza , el **Transmisor** deberá proveer todas las
24 facilidades en los equipos para que la subestación evolucione en la operación así :

25
26 Inicialmente , los circuitos a cargo del **Inversionista** o sea el circuito de línea a la Subestación
27 Bacatá y la transformación 500 /230 kV operarán con Interruptor y Medio (bajo un diámetro
28 completo); el circuito de transformación 500/115 kV operará inicialmente con Doble Barra –Doble
29 Interruptor.

30
31 En un futuro posterior toda la subestación a 500 kV , operará bajo el esquema de Interruptor y
32 Medio, o sea que el circuito de transformación 500 /115 kV del Operador de Red y un futuro
33 circuito a 500 kV se conectarán bajo un diámetro (tres interruptores-dos circuitos).

34
35 En la Subestación Nueva Esperanza 500 kV el terreno debe contemplar y satisfacer que en un
36 futuro se tengan dos diámetros adicionales , dentro de lo cuales se tendrán dos transformadores 500
37 /115 kV de 450 MVA cada uno .

38 39 6.1.1 Normas para fabricación de los equipos

40
41 El **Transmisor** deberá suministrar equipos en conformidad con la ultima edición de las Normas
42 *International Electrotechnical Commission – IEC, International Organization for Standardization –*
43 *ISO, International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des*
44 *Perturbations Radioélectriques – CISPR.* El uso de normas diferentes deberá ser sometido a
45 consideración del **Interventor** quien decidirá sobre aspectos eminentemente técnicos y de calidad.



1 6.1.2 Condiciones Sísmicas
2

3 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la
4 publicación IEC 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*”. El **Transmisor**
5 deberá someter a consideración del **Interventor** las memorias de cálculo en donde se demuestre que
6 los suministros son aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.
7

8 6.1.3 Procedimiento General del diseño
9

10 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:
11

- 12 a) Inicialmente, el **Transmisor** preparará las **Especificaciones Técnicas del Proyecto**, que
13 gobernarán el desarrollo total del **Proyecto**.
14

15 En este documento se consignará toda la Normatividad técnica , y las Especificaciones para
16 llevar a cabo la programación y control del desarrollo de los trabajos;Especificaciones y
17 procedimientos para adelantar el Control de Calidad en todas las fases del **Proyecto**; las
18 definiciones a nivel de Ingeniería de Básica. como :Resultados de Estudios del Sistema
19 Eléctrico asociado con el **Proyecto**; Parámetros Básicos de Diseño (corrientes nominales,
20 niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito, tiempos de despeje de falla, entre
21 otros);Hojas de datos de los equipos; Diagramas Unifilares Generales; las Especificaciones
22 técnicas detalladas de los equipos y materiales; Filosofía de Control. Medida y Protección;
23 Previsiones para facilitar la evolución de la Subestación; las Especificaciones de Ingeniería de
24 Detalle; los Procedimientos y Especificaciones de pruebas en fabrica; los Procedimientos de
25 transporte, almacenamiento y manejo de equipos y materiales; los procedimientos de
26 construcción y montaje; los procedimientos y programaciones horarias durante los cortes de
27 servicio de las instalaciones existentes que guardan relación con los trabajos del **Proyecto**; los
28 procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los procedimientos y especificación
29 de pruebas en campo de equipos, los procedimientos para efectuar las pruebas funcionales en
30 conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en servicio, los
31 procedimientos de Puesta en servicio del **Proyecto**. y los Procedimientos de Operación y
32 Mantenimiento.
33

34 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de tal forma
35 que se vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del **Proyecto**, para lograr en forma
36 acumulativa el Código Final que vaya rigiendo el **Proyecto**.
37

38 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar
39 incluidas en las especificaciones técnicas del **Proyecto**. El **Interventor** presentará un informe a
40 la UPME en el que se detalle y se confirme la inclusión de todas y cada una de las actividades
41 mencionadas. No podrá adelantarse ninguna actividad de sin que antes haya sido incluida la
42 correspondiente característica o Especificación en las **Especificaciones Técnicas del Proyecto**.
43

- 44 b) Por solicitud de la UPME, las **Especificaciones Técnicas del Proyecto** serán revisadas por el
45 **Interventor**, quien hará los comentarios necesarios, recomendando a la UPME todas las
46 aclaraciones y justificaciones que se requiera incluir por parte del **Transmisor**. Para lo anterior



1 se efectuarán reuniones conjuntas entre ambas partes para lograr los acuerdos modificatorios
2 que deberán plasmarse en y comunicaciones escritas.

3
4 c) Con base en los comentarios hechos por el **Interventor** y acordados con el **Transmisor**, éste
5 emitirá la nueva versión de las **Especificaciones Técnicas del Proyecto**.

6
7 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el documento
8 de obligatorio cumplimiento.

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

12
13 Los documentos serán clasificados como: Documentos de Ingeniería Básica; Documentos de
14 Ingeniería de Detalle; Memorias de Cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; Documentos
15 de Seguimiento de los Suministros; y Documentos que especifiquen la pruebas en fábrica y en
16 campo, Procedimientos de montaje y Puesta en Servicio y la Operación y Mantenimiento.

17
18 La lista y clasificación de la documentación la debe preparar y entregar el **Transmisor** a la
19 **Interventoría** para revisión.

20
21 Los Documentos de Ingeniería Básica, son aquellos que definen los parámetros básicos de
22 **Proyecto**, dan a conocer el dimensionamiento del **Proyecto**, determinan las características para
23 adquisición de Equipos, especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y
24 protección, establecen la implantación física de las obras, especifican las previsiones para el
25 desarrollo futuro del **Proyecto**, establecen las reglas para efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye
26 las memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería Básica.

27
28 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la **Interventoría**
29 para la UPME.

30
31 Los Documentos de Ingeniería de Detalle son los necesarios para efectuar la construcción y el
32 Montaje del **Proyecto**; permiten definir y especificar cantidades y características de material a
33 granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase
34 de ingeniería. Esta ingeniería se fundamentará en las especificaciones de Ingeniería de Detalle que
35 se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

36
37
38 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
39 **Interventoría**, quien formulará los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al **Transmisor**.

40
41 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que
42 preparen y suministren los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos documentos
43 serán objeto de revisión por la **Interventoría** quien formulará los comentarios y pedirá aclaraciones
44 necesarias al **Transmisor**



1 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo,
2 la Puesta en Servicio, la Operación del **Proyecto** y el Mantenimiento, será objeto de revisión por
3 parte de la **Interventoría**.

4 6.1.4 Estudios del Sistema

5
6
7 Bajo esta actividad, el **Transmisor** deberá presentar al **Interventor** para los fines pertinentes a la
8 **Interventoría** los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño
9 básico y detallado de la Subestación, entre todos los posibles se destacan como mínimo la
10 elaboración de los siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:

- 11
- 12 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y meteorológicos,
13 contaminación ambiental.
- 14 - Estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
- 15 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 16 - Flujos de carga; Estudios de Corto Circuito; Estudio de Estabilidad para determinar tiempos
17 máximos de despeje de fallas; y Cálculos de Sobretensiones;
- 18 - y Estudios de Coordinación de Proyecciones
- 19 - Selección de aislamiento de acuerdo con metodología IEC, incluye selección de pararrayos y
20 distancias eléctricas.
- 21 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida a sismo y a corto
22 circuito.
- 23 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y conductores aislados.
- 24 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 25 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 26 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 27 - Informe de interfases con equipos existentes.
- 28 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, PMA de acuerdo con el
29 Estudio de Impacto Ambiental EIA.
- 30 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado, registradores de fallas.

31
32 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo antes referidos deberá destacar como mínimo
33 los siguientes aspectos:

- 34
- 35 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
- 36 - Origen de los datos de entrada.
- 37 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por
38 ejemplo en Publicaciones IEC o IEEE.
- 39 - Lista de resultados.
- 40 - Bibliografía.

41 6.1.5 Distancias de seguridad

42
43
44 Las distancias de seguridad aplicadas en la Subestación deben cumplir los lineamientos aplicables
45 expresados en los Artículos 13 y 29 del **RETIE**.



1 6.2 EQUIPOS DE POTENCIA

2 6.2.1 Transformadores de Potencia

3
4 Los transformadores o autotransformadores deberán estar compuestos por tres(3) unidades
5 monofásicas de 150 MVA cada una, para un total de capacidad de transformación de 3x150 MVA
6 de servicio continuo . de relación 500 /230 /34.5 kV . La capacidad total de 450 MVA , significa la
7 potencia nominal que puede desarrollar bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones
8 de altura sobre el nivel del mar y temperatura ambiente en donde estará la subestación.

9
10 Se requiere que los transformadores tengan devanado terciario , con una capacidad mínima de un
11 tercio de la capacidad de cada uno de los otros dos devanados . El devanado terciario dará las
12 facilidades necesarias para alimentación de servicios auxiliares de la subestación.

13
14 El suministro debe incluir una unidad monofásica 1x 150 MVA para reposición , y localizada
15 adecuadamente para efectuar en forma rápida la conexión cuando se requiera.

16
17 El grupo de conexión de la transformación será Ynynd

18
19 Los transformadores deberán estar dotados de cambiadores de derivaciones , para operación manual
20 y automática bajo carga , con un total de 21 pasos de 1.25% cada uno , con la posición 1 para la
21 máxima relación , la posición 13 para la relación nominal y la posición 21 para la mínima relación.

22
23 Los transformadores o los autotransformadores deberán tener una impedancia entre los devanados
24 500 y 230 kV, medida con el cambiador en la posición nominal , no inferior a 11% y no superior a
25 12.5% , sobre la base de la potencia nominal máxima y tensiones nominales.

26
27 Cada uno de los los transformadores o autotransformadores monofásicos , considerando los
28 devanados de 500 y 230 kV , de acuerdo a los protocolos de fábrica respectivos , deberán tener
29 pérdidas , en el cobre a corriente nominal , 75 grados centígrados , con relación de transformación
30 y frecuencia nominales e incluyendo la potencia del sistema de refrigeración (prueba de corto
31 circuito) y en el hierro a tensión de 1.1 p.u. en el lado de 500 kV (prueba de circuito abierto o de
32 vacío) iguales a las siguientes:

33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43

| Capacidad(MVA) | Pérdidas(kW) | |
|------------------|----------------------|-------------|
| | Menores o iguales a. | |
| | En el hierro | En el cobre |
| 150 | 90 | 222 |



1 6.2.2 Interruptores

2
3 El **Transmisor** suministrará al **Interventor** copia de toda la documentación que le permita analizar
4 el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC
5 62271-100, “*High voltage alternating current circuit breakers*”.

6
7 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando
8 monopolar, ser aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

9
10 Mecanismos de operación: Los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de
11 protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1. No se permitirán fuentes centralizadas de aire
12 comprimido o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser
13 totalmente independientes

14
15 Pruebas de rutina: Los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
16 publicación IEC 62271-100. Los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados al
17 **Interventor** para los fines pertinentes a la **Interventoría**.

18
19 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
20 los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de acuerdo con la
21 publicación IEC 62271-100. Si el **Transmisor** no dispone de estos documentos deberá hacer las
22 respectivas pruebas a su costa.

23
24 6.2.3 Pararrayos – Descargadores

25
26 Los pararrayos deben cumplir con IEC 60099-4, “*surge arrester*”. Los pararrayos deben ser de
27 óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los pararrayos
28 se conectarán fase a tierra.

29
30 Pruebas de rutina: Los pararrayos deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la
31 publicación IEC 60099-4. Los respectivos protocolos de prueba deberán ser avalados por el
32 **Interventor** para la UPME.

33
34 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
35 los reportes de pruebas tipo hechas sobre pararrayos similares, en todo de acuerdo con la
36 publicación IEC 60099-4. Si el **Transmisor** no dispone de estos documentos deberá hacer las
37 respectivas pruebas a su costa.

38
39 6.2.4 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

40
41 El **Transmisor** deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC 62271-102,
42 “*Alternating current disconnectors and earthing switches*”. Los seccionadores deben ser de
43 accionamiento manual y motorizado, tripolar o monopolar según la urbanización de los equipos en
44 el patio. Los seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes
45 inducidas por los otros circuitos.



1 Pruebas de rutina: Los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
2 publicación IEC 62271-102. Los respectivos protocolos de prueba deberán ser avalados por el
3 **Interventor** para la UPME.

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 seccionadores similares en todo de acuerdo con la
7 publicación IEC 62271-102. Si el **Transmisor** no dispone de estos documentos deberá hacer las
8 respectivas pruebas a su costa.

9 10 6.2.5 Transformadores de tensión

11
12 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC 60358,
13 “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument transformers,*
14 *Measurement of partial discharges*”.

15
16 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y
17 tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas
18 adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC, y específicamente, cumplir todos los requisitos
19 técnicos exigidos por la Resolución **CREG** 025 de 1995, en lo referente al Código de Medida y sus
20 anexos.

21
22 Pruebas de rutina: Los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina
23 establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. Los respectivos
24 protocolos de prueba deberán ser avalados para la UPME por el **Interventor**.

25
26 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
27 los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión similares en todo de acuerdo
28 con la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2. Si el **Transmisor** no
29 dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

30 31 6.2.6 Transformadores de Corriente

32
33 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, “*Instrument transformers*”, Parte
34 1, “*Current transformers*”, Parte 4, “*Measurement of partial discharges*”, Parte 6, “*Requirements*
35 *for protective current transformers for transient performance*”.

36
37 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el
38 secundario y equipados con dispositivos de protección contra sobretensiones. Deben tener precisión
39 0.2s, según IEC, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
40 **CREG** 025 de 1995, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

41
42 Pruebas de rutina: Los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina
43 establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. Los respectivos protocolos de prueba
44 deberán ser avalados por el **Interventor** para la UPME.

45
46 Pruebas tipo: En caso de que el **Interventor** lo requiera, el **Transmisor** debe entregar una copia de
47 los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente similares en todo de acuerdo



1 con la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. Si el **Transmisor** no dispone de estos documentos
2 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa

3 .
4 6.2.7 Equipo de potencia aislado en SF6

5
6 Todos los equipos de la subestación GIS (Gas Insulated Substation) deben cumplir con la última
7 versión de IEC (International Electrotechnical Commission).
8

9 6.3 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

10 6.3.1 Sistemas de Protección

11
12 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la publicación
13 IEC 60255 “*Electrical relays*”, en la IEC 60870 “*Telecontrol equipments and systems*” y en el caso
14 de los registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el formato COMTRADE
15 (*Common Format for Transient Data Exchange*), norma IEEE C37.111 o en su defecto, el
16 **Transmisor** deberá proveer el software que haga la transcripción del formato del registrador de
17 fallas al formato COMTRADE.
18

19 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de
20 línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia,
21 éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés
22 rápidos para emisión y recepción del disparo directo transferido, falla interruptor, funciones de
23 recierre y verificación de sincronismo, protección de sobre-tensión, supervisión del circuito de
24 disparo y registro de fallas. La protección de línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el
25 ciclo de recierre.
26

27 Para los tramos nuevos de líneas , producto de la reconfiguración , se debe conservar el esquema de
28 protecciones existentes, teniendo en cuenta la interceptación de líneas existentes
29

30 El **Transmisor** deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en **UPME**.
31 El **Interventor** verificará el cumplimiento de requisitos de las protecciones según CREG 025 de
32 1995, anexo CC4, numeral 3.1.
33

34 El esquema de protección de barras, en la Subestación Nueva Esperanza deberá consistir de un
35 sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada , y que se admita los circuitos
36 futuros establecidos en este Anexo ..
37

38 Se debe conservar el esquema de protección diferencial de barras en el caso de las subestaciones
39 Bacatá 500 kV y Guavio 230 kV
40

41 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de tecnología
42 numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas debe incorporar dispositivos
43 de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los transformadores de medida de los
44 circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la protección por falla en interruptor, de tal



1 manera que no se afecte ningún otro equipo de forma automática sin tener que hacer puentes
2 externos. Los equipos deberán contar con todos los módulos, tarjetas y elementos que sean
3 necesarios para las labores de búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y
4 registradores de fallas.

5
6 6.3.2 Sistema de Automatización de la Subestaciones

7
8 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos que
9 conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:

10

| 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 las Subestaciones. 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 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, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos. |

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

Características Generales

El Sistema de Automatización permitirá ampliación a medida que se expandan las Subestaciones, sin cambios fundamentales en su arquitectura; (ii) que permita cambios en la funcionalidad, hardware y software; (iii) que permita inter-operar (pueden intercambiar y compartir recursos de información) con IEDs de diversos suministradores, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El Sistema de Control debe ofrecer una respuesta abierta y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de las Subestaciones.



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

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

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

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

12 - Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía la
13 red.

14 - Integrar los equipos de otros proveedores con el Sistema de control y Automatización de las
15 Subestaciones.

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

17 - Gestión de las bases de datos del sistema.

18 - Permitir la integración de elementos futuros.

19 - Implementación de herramientas de seguridad y administración.

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

22 - Mantenimiento de cada equipo.

23 - Gestión de protecciones que permite verificar y parametrizar a las protecciones del sistema.
24

25 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o
26 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la Subestación y el
27 CND o el centro de control remoto del **Transmisor** (sean funciones de control, visualización o de
28 mantenimiento). El **Transmisor** es responsable por utilizar los protocolos de comunicación que el
29 **CND** le exija y en general, todos los costos de implementación, coordinación de información a
30 intercambiar con el **CND** son responsabilidad del **Transmisor**.
31

32 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de subestación:
33



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

7

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

13

14 6.3.3 Medidores multifuncionales

15

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

22

23 6.3.4 Controladores de Bahía

24

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

30

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

36

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

44



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

3
4 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el
5 estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

6 6.3.5 Controlador de los servicios auxiliares

7
8
9 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir
10 la medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del **Proyecto** y contar con los mismos
11 protocolos del controlador de bahía.

12
13 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los
14 niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de las Subestaciones y estar sincronizados
15 con todos los dispositivos de las Subestaciones. El controlador de servicios auxiliares deben contar
16 con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

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

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

27 6.3.6 Switches

28
29
30 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para operar en
31 ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 32
- 33 - Deberán cumplir con la norma IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.
- 34 - Deberán cumplir con la norma IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
- 35 - Deberá incluir las siguientes características de red:
- 36 - IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en *MAC Bridges*
- 37 - IEEE 802.1q VLAN
- 38 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON
- 39 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las
40 normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.

41
42 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos
43 los equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.

44 6.3.7 Interfaz Nivel 2- Nivel 1

45
46
47 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:



1
2 La red local de comunicaciones para control y supervisión de las Subestaciones se debe conformar
3 para que sea, inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser
4 tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la
5 llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según
6 diseño detallado a cargo del **Transmisor**.

7
8 La red debe incluir todos los transductores, convertidores, amplificadores y demás accesorios
9 requeridos para la adecuada conexión y comunicación de todos los equipos distribuidos en la
10 Subestación.

11
12 La comunicación de todos los equipos como controladores de bahía, IEDs, registradores de eventos
13 con el controlador de la Subestación debe ser redundante y con autodiagnóstico en caso de
14 interrupción de una cualquiera de las vías.

15 16 6.3.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

17 18 Controlador de la Subestación

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

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

35 36 Registradores de fallas

37
38 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del
39 archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición,
40 procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de
41 equipos instalados en las bahías del **Proyecto**, incluyendo almacenamiento, despliegue,
42 programación e interrogación remota, cumpliendo con lo establecido en el Código de Redes
43 **CREG025** de 1995.

44 45 Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación

46



1 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de una
2 IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA. Las pantallas
3 de IHM deben ser suficiente mente amplias para mostrar la información del proceso, ejemplo: tipo
4 LSD de 21 pulgadas..

5
6 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos dispositivos
7 suministrados con el sistema de medida, control y supervisión de las Subestaciones, la cual debe
8 tener como mínimo las siguientes funciones:

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

33 34 6.3.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

35
36 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución **CREG** 025 de 1995.

37 6.4 OBRAS CIVILES

38 Tanto el diseño como la construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el
39 edificio que conforman las Subestaciones son responsabilidad del **Transmisor**. Todas las
40 actividades relacionadas con la gestión ambiental deben cumplir con los requerimientos
41 establecidos en el plan de manejo ambiental del **Proyecto**, el cual también debe ser elaborado por el
42 **Transmisor**.



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

3
4 El **Interventor** certificará para la **UPME** y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos
5 regulatorios, **RETIE** y normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras
6 civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente
7 aprobados por el **Transmisor**. El **Interventor** certificará para la **UPME** y hará seguimiento al
8 cumplimiento de normas técnicas. El **Transmisor** deberá presentarle al **Interventor**: (i) memorias
9 de calculo que soporten los diseños, (ii) planos de construcción completamente claros, con
10 secciones, detalles completos, listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las
11 obras, (iii) 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 campo
13 verificadas por el **Interventor**.

14
15 En los patios de conexión, el **Transmisor** deberá diseñar, suministrar e instalar todos los elementos
16 necesarios para la instalación de puntas tipo Franklin, suministrar e instalar todos los elementos
17 necesarios para la construcción de la red de puesta a tierra de apantallamiento electromagnético y
18 las bajantes, platinas de cobre, varillas de puesta a tierra y las redes de tierra alrededor de los patios
19 de conexión y edificios.

20 6.5 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

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

28 7. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

29 7.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

30 Todos los equipos suministrados y montados deben ser sometidos a pruebas de campo tanto de
31 aceptación para recepción, como individuales, funcionales, de puesta en servicio y de energización,
32 de acuerdo con lo especificado por los fabricantes, la normatividad CREG vigente y los requisitos
33 del **CND**.

34
35 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales, de puesta
36 en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas” diseñados por el
37 **Transmisor** ,de tal forma que el **Interventor** pueda verificar para los fines pertinentes a la
38 **Interventoría** el cumplimiento de los requisitos de la regulación vigente y de las normas técnicas;
39 por ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta tensión
40 como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con la filosofía de
41 operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.



1
2 En las subestaciones existentes, el **Transmisor** deberá suministrar al **Interventor** la información
3 requerida para verificar la correcta integración de los sistemas instalados con los sistemas
4 existentes, operación de los enclavamientos y la acción del sistema de protecciones entre los
5 sistemas existentes y los nuevos.

6
7 los sistemas existentes, operación de los enclavamientos y la acción del sistema de protecciones
8 entre los sistemas existentes y los nuevos.

9
10 Pruebas de puesta en servicio. El **Transmisor** debe efectuar las siguientes pruebas como mínimo:

- 11
12 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
13 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas
14 a la Subestación.
15 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto
16 funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de
17 protecciones.
18 - Pruebas de conexión punto a punto con el **CND**.

19
20 Pruebas de energización. El **Transmisor** será responsable por la ejecución de las pruebas de
21 energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines
22 pertinentes a la **Interventoría** por el **Interventor**.

23 7.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO

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

- 25
26 - Presentación del **Proyecto** al **CND**.
27 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
28 - Diagramas Unifilares.
29 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del **Proyecto**.
30 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
31 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
32 - Cronograma de pruebas.
33 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías con
34 información definitiva.
35 - Protocolo de energización.
36 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el **ASIC**.
37 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del punto de
38 conexión.

39
40 Carta de declaración en operación comercial

41
42 Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por
43 **CND**.



1 **8. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

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

4

5 **9. FIGURAS**

6

7 Fig 1 Mapa de localización del proyecto (disponible en DVD)

8

9 Fig . 2 Esquema Unifilar Subestación Bacatá 500 kV

10

11 Fig . 3 Esquema Unifilar Subestación Nueva Esperanza 500 kV

12

13 Fig. 4 Esquema Unifilar Subestación Nueva Esperanza 230 kV

14

15 Fig, 5 Esquema Unifilar Subestación Guavio 230 kV

16

1

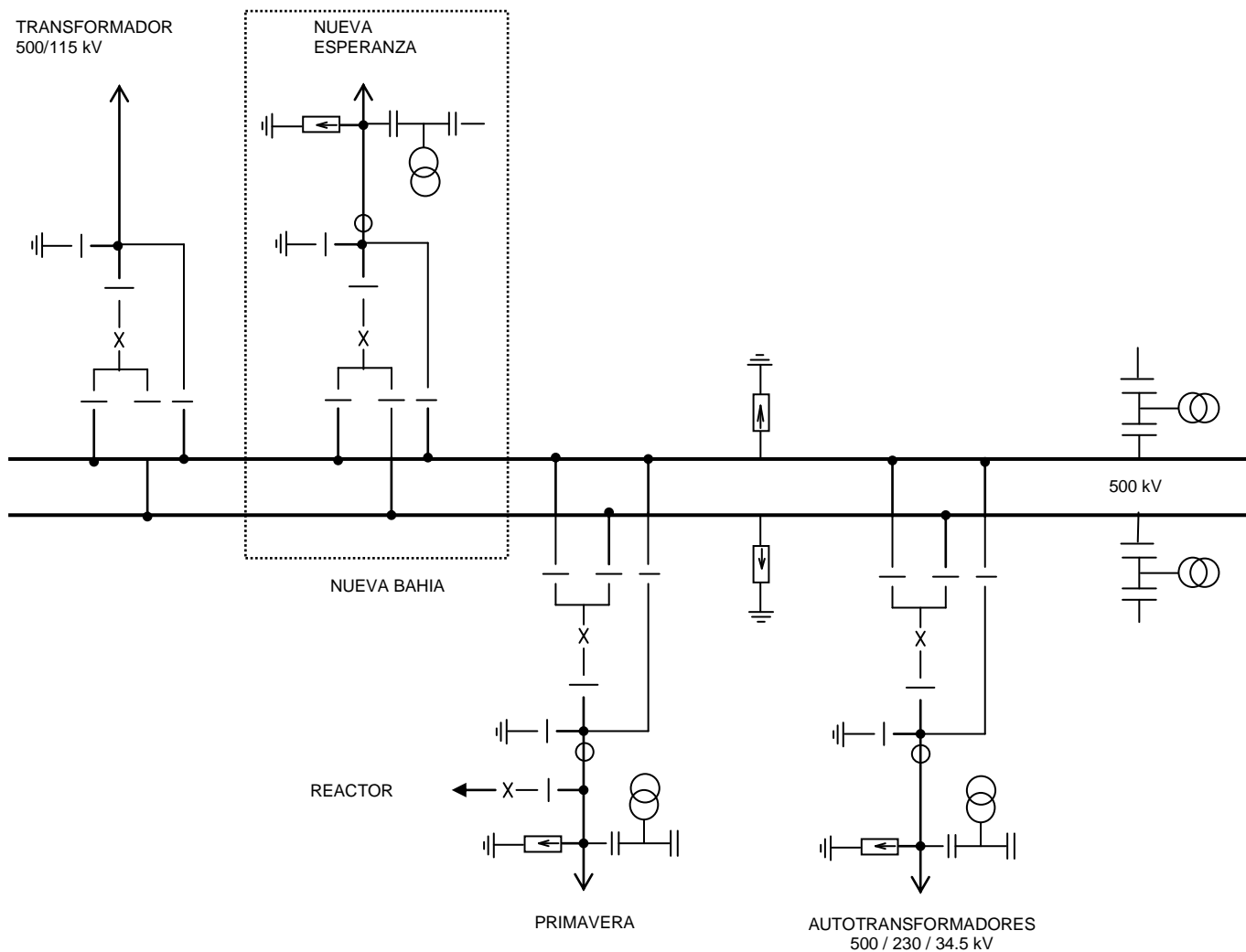


Figura 2
ESQUEMA UNIFILAR
AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN BACATÁ 500 kV
UPME-01-2008

1

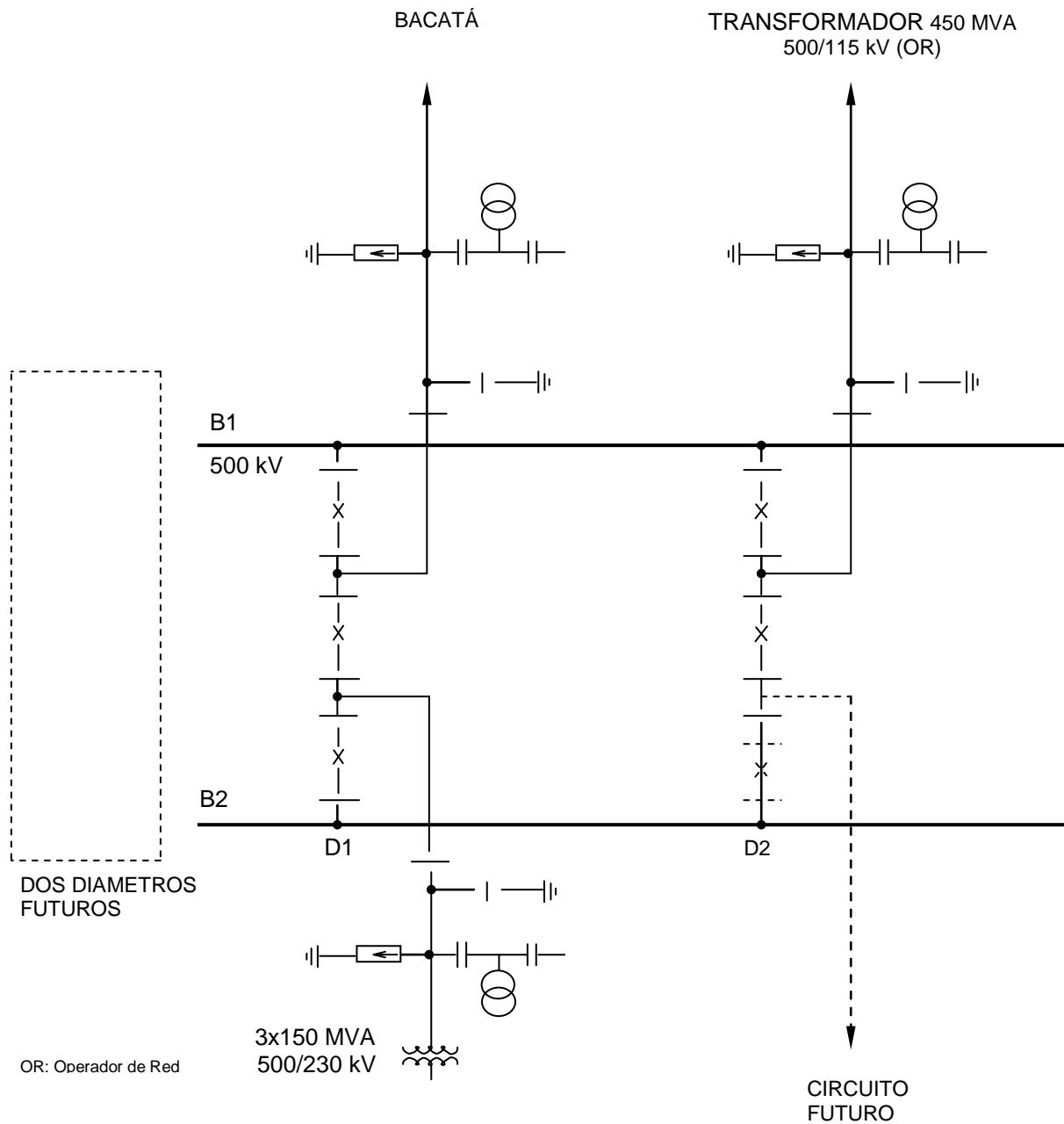


Figura 3
ESQUEMA UNIFILAR
SUBESTACION NUEVA ESPERANZA 500 kV
UPME-01-2008

1

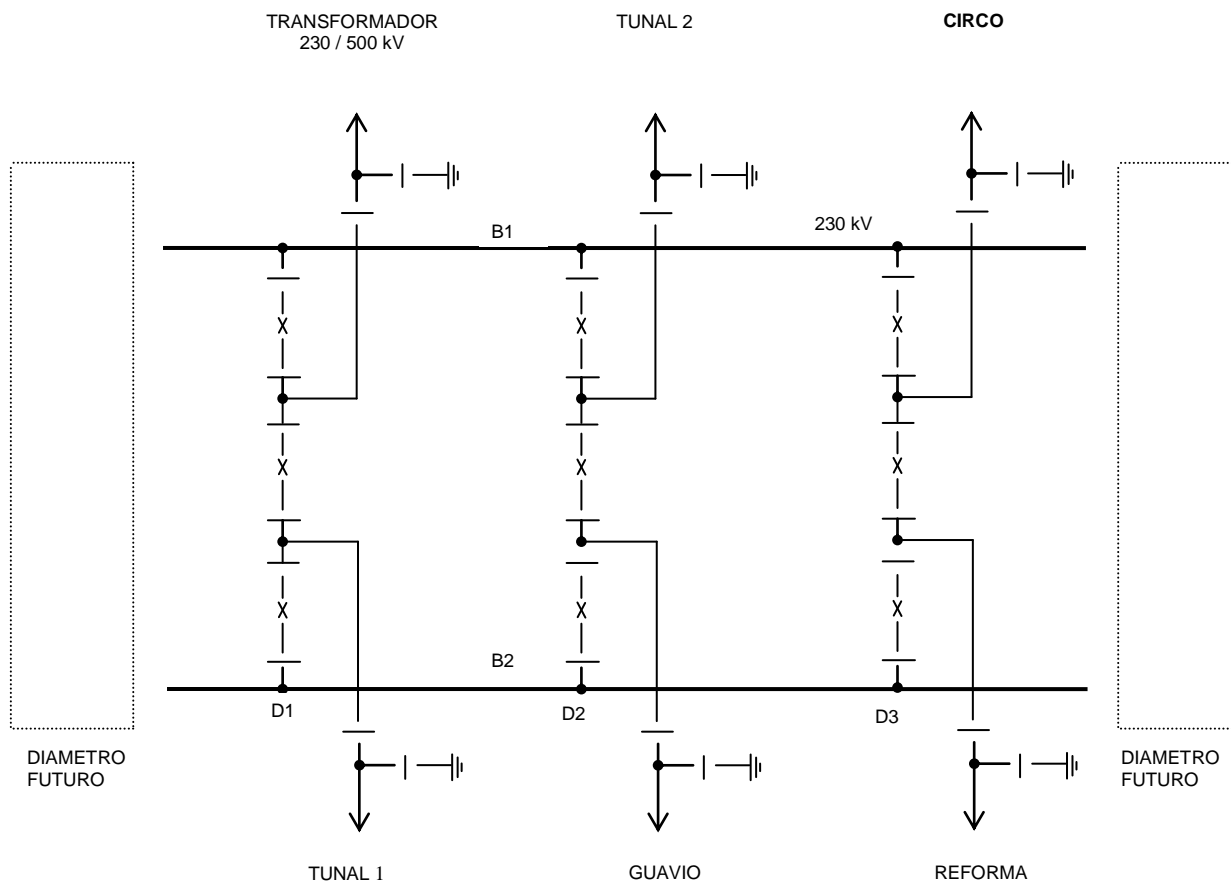


Figura 4
ESQUEMA UNIFILAR
SUBESTACION NUEVA ESPERANZA 230 kV
UPME-01-2008

1

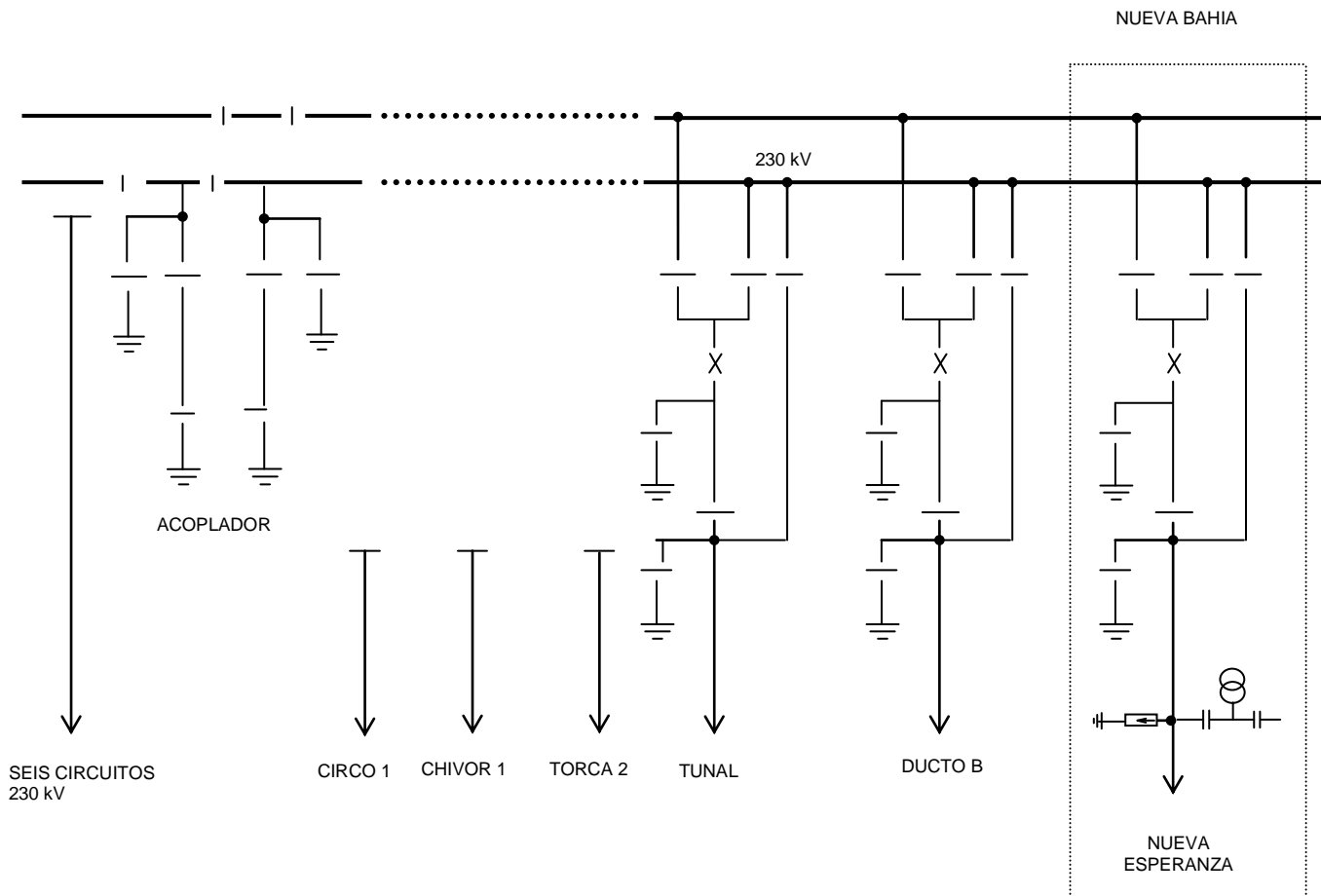


Figura 5
ESQUEMA UNIFILAR
AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN GUAPIO 230 kV – AISLADA EN SF6
UPME-01-2008