

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO

CONVOCATORIA PÚBLICA UPME 03 DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2010

(UPME – 03 – 2010)

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO, ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LAS SUBESTACIONES CHIVOR II Y NORTE 230 kV Y LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS

NOTA IMPORTANTE: Algunos datos técnicos se encuentran en proceso de evaluación, revisión y definición. Se deberá estar atento a nuevas versiones del presente documento en página WEB.

Bogotá, D.C., abril de 2012

1			
2		ÍNDICE	
3	1.	CONSIDERACIONES GENERALES	4
4		1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES	4
5		1.2 DEFINICIONES.....	5
6	2.	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 5	
7		2.1 DESCRIPCIÓN DE OBRAS EN LAS SUBESTACIONES	6
8		2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO	8
9	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	10
10		3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA.....	10
11		3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO.....	11
12		3.3 MATERIALES.....	11
13		3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA	12
14		3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN	12
15		3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN	12
16		3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA	13
17		3.8 ESPACIOS DE RESERVA.....	13
18	4.	ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 KV	14
19		4.1 GENERAL	14
20		4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 KV.....	16
21		4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS.....	16
22		4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 230 KV	16
23		4.4.1 AISLAMIENTO	17
24		4.4.2 CONDUCTORES DE FASE.....	17
25		4.4.3 CABLES DE GUARDA	18
26		4.4.4 PUESTA A TIERRA DE LAS LÍNEAS	18
27		4.4.5 TRANSPOSICIONES DE LÍNEA.....	19
28		4.4.6 ESTRUCTURAS	19
29		4.4.7 LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS.....	19
30		4.4.8 SISTEMA ANTIVIBRATORIO.....	19
31		4.4.9 CIMENTACIONES.....	20
32		4.4.10 OBRAS COMPLEMENTARIAS.....	20
33		4.5 INFORME TÉCNICO	20
34	5.	ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES	20
35		5.1 GENERAL	20
36		5.2 Normas para fabricación de los equipos.....	22
37		5.3 Condiciones Sísmicas.....	22
38		5.3.1 Procedimiento General del diseño	22

1	5.3.2 Estudios del Sistema.....	24
2	5.3.3 Distancias de seguridad.....	25
3	5.4 EQUIPOS DE POTENCIA	25
4	5.4.1 Interruptores	25
5	5.4.2 Descargadores de Sobretensión.....	26
6	5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	26
7	5.4.4 Transformadores de tensión	26
8	5.4.5 Transformadores de Corriente.....	27
9	5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.....	27
10	5.5.1 Sistemas de Protección	27
11	5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación	28
12	5.5.3 Medidores multifuncionales	31
13	5.5.4 Controladores de Bahía	31
14	5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares.....	31
15	5.5.6 Switches	32
16	5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1	32
17	5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2	33
18	5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones	34
19	5.6 OBRAS CIVILES	34
20	5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO	35
21	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	35
22	6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO	35
23	6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	36
24	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN 37	
25	8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA 37	
26	9. FIGURAS 37	
27		
28		

1 ANEXO 1

2

3 **1. CONSIDERACIONES GENERALES**

4 Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el
5 presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del
6 Inversionista de la Convocatoria Pública UPME - 03- 2010.

7
8 Toda mención efectuada en este documento a "Anexo", "Apéndice", "Capítulo", "Formulario", "Formato",
9 "Literal", "Numeral", "Subnumeral" y "Punto" se deberá entender efectuada a anexos, apéndices, capítulos,
10 formularios, literales, numerales, subnumerales y puntos del presente documento, salvo indicación expresa en
11 sentido contrario.

12
13 Las expresiones que figuren en mayúsculas y que no se encuentren expresamente definidas en el presente
14 documento o en los Documentos de Selección del Inversionista, corresponden a normas legales u otras
15 disposiciones jurídicas colombianas.

16
17 Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e
18 instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los
19 Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de
20 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones
21 vigentes en la fecha de ejecución de los diseños y la ejecución de las obras. **En los aspectos a los que no**
22 **hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de**
23 **ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser**
24 **relacionados, informados y documentados al Interventor.** La adopción de criterios de ingeniería y normas
25 específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso con lo
26 establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos
27 técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME. Adicionalmente, se deberá considerar las
28 condiciones técnicas existentes en los puntos de conexión de tal forma que los diferentes sistemas sean
29 compatibles y permitan la operación según los estándares de seguridad, calidad y confiabilidad establecidos
30 en la regulación.

31 **1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES**

32 De acuerdo con lo establecido en la última versión del RETIE, vigente en la fecha de apertura de esta
33 Convocatoria, Resolución MME 18 1294 de agosto de 2008, Capítulo II, Requisitos Técnicos Esenciales, para
34 el Proyecto será obligatorio que se deba contar con un diseño, efectuado por el profesional o profesionales
35 legalmente competentes para desarrollar esta actividad como se establece en el Artículo 8 del RETIE de la
36 fecha anotada, en general y el numeral 8.4 en particular.

37
38 **NOTA IMPORTANTE:** Como requisito general, de mandatorio cumplimiento, aplicable a todos los aspectos
39 técnicos y/o regulatorios que tengan que ver con el RETIE, con el Código de Redes, con normas técnicas
40 nacionales o internacionales y con resoluciones de la CREG y del Ministerio de Minas y Energía, se establece
41 que, de producirse una revisión o una actualización de cualquiera de los documentos mencionados, antes del

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

4 1.2 DEFINICIONES

5 Las expresiones que figuren con letra mayúscula inicial tendrán el significado establecido en el Numeral 1.1
6 del Volumen I (Documentos de Selección del Inversionista - DSI).

7 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

8 El Proyecto consiste en el diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas, operación y
9 mantenimiento de las obras definidas en el "Plan de Expansión de Referencia – Generación – Transmisión
10 2010 – 2024", adoptado mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía 182215 de noviembre 22 de
11 2010, así:

- 12
- 13 i. Construcción de la nueva Subestación Chivor II 230 kV y los módulos asociados, ubicada en un área
14 cercana a la actual subestación Chivo 230 kV.
- 15
- 16 ii. Construcción de la nueva Subestación Norte 230 kV y los módulos asociados, proyectada en
17 inmediaciones de los municipios de Tocancipa y Gachancipa – Cundinamarca, al norte de la ciudad
18 de Bogotá.
- 19
- 20 iii. Construcción de una línea en doble circuito 230 kV, desde la nueva subestación Chivor II 230 kV
21 hasta interceptar el doble circuito que va desde la subestación existente Chivor 230 kV hacia el
22 Campo Rubiales, en un punto antes de los primeros 7.8 km a partir de Chivor 230 kV. La
23 infraestructura ya construida como lo son las dos bahías en la actual subestación Chivor 230 kV y el
24 tramo de línea entre Chivor y la intersección, hacen parte de la presente Convocatoria Pública y por
25 lo tanto su costo deberá ser incluido en la Oferta Económica del Inversionista. Para el efecto, se
26 suministra el costo de dichos activos señalado por el propietario de dichos activos Petro Eléctrica de
27 los Llanos S.A. – PEL.
- 28
- 29 iv. Construcción de una línea doble circuito 230 kV con una longitud aproximada de 88 km, desde la
30 nueva subestación Chivor II 230 kV hasta la nueva subestación Norte 230 kV,.
- 31
- 32 v. Construcción de un doble circuito 230 kV con una longitud aproximada de 27 km, desde la nueva
33 subestación Norte 230 kV hasta la subestación existente Bacatá 230 kV localizada en el municipio de
34 Tenjo – Cundinamarca, al noroccidente de la ciudad de Bogotá.
- 35
- 36 vi. Instalación de dos nuevos módulos de transformación a 230 kV, en la subestación Norte 230 kV.
- 37
- 38

39 Nota: Los transformadores que se conectarán en la subestación Norte 230 kV no hacen parte del objeto de la
40 presente Convocatoria Pública 03-2010, ya que se trata de activos de uso del nivel de tensión 4.

1 2.1 DESCRIPCIÓN DE OBRAS EN LAS SUBESTACIONES

2 **Subestación Chivor 230 kV**

3

4 Las dos (2) bahías de línea ubicadas en la Subestación Chivor 230 kV para los dos circuitos que saldrán
5 hacia la nueva Subestación Chivor II 230 kV, infraestructura que deberá estar construida antes de la Fecha
6 Oficial de Puesta en Operación del Proyecto, hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública
7 UPME 03-2010. En este sentido, se deberán coordinar todas las acciones para la administración, control y
8 maniobra de dicha infraestructura.

9

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CHIVOR 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración barra principal y transferencia.	2

10

11

12 **Subestación Chivor II 230 kV**

13

14 Las obras en la Subestación Chivor II, a cargo del Transmisor, consisten en la selección y adquisición del lote,
15 el diseño y la construcción de una nueva subestación a 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para
16 campos futuros. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del
17 nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de
18 tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás
19 requisitos establecidos en los DSI.

20

21 La Subestación Chivor II de 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio y deberá incluir
22 cuatro (4) bahías para cuatro (4) circuitos de línea, dos (2) para los dos circuitos hacia la futura subestación
23 Norte 230 kV y dos (2) para los dos circuitos hacia la Subestación Chivor 230 kV actual.

24

25 En la subestación Chivor II 230 kV también se deberán incluir los espacios correspondientes a las bahías para
26 los dos (2) circuitos de línea de la conexión de Petro Eléctrica de los Llanos S.A. – PEL (Campo Rubiales); sin
27 embargo, los equipos asociados no harán parte del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03-
28 2010 ya que los mismos estarán a cargo de este usuario (PEL). Así mismo, se deberán incluir los espacios de
29 reserva señalados en el numeral 3.8 del presente Anexo.

30

31 El diagrama unifilar de la subestación Chivor II a 230 kV se muestra en la Figura 1. Sin embargo,
32 considerando que las bahías requeridas para la conexión del usuario están a cargo de Petro Eléctrica de los
33 Llanos S.A. y no son objeto de la presente Convocatoria Pública, el Transmisor y dicho usuario podrán llegar
34 a un acuerdo para efectos de reubicación física de las bahías de la Subestación, buscando una disposición
35 con alto nivel de confiabilidad; en tal caso, el diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente
36 Convocatoria Pública, podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la
37 UPME.

38

39 La presente Convocatoria UPME 03-2010, debe incluir el módulo de barraje donde se instalaran las bahías de
40 los circuitos para la conexión de Petro Eléctrica de los Llanos S.A.

41

42 La nueva subestación Chivor II a 230 kV, estará compuesta de los siguientes módulos:

43

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN CHIVOR II A 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	4
2	Corte central configuración interruptor y medio.	2
3	Modulo de baraje tipo 2 configuración interruptor y medio.	1
4	Diferencial de barras tipo 2	1
5	Modulo común tipo 2	1
6	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada	1

Subestación Norte 230 kV

Las obras en la Subestación Norte 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la selección y adquisición del lote, el diseño y la construcción de una nueva subestación a 230 kV, incluyendo los espacios de reserva para campos futuros. Los equipos a instalar podrán ser convencionales o GIS (tomado de la primera letra del nombre en inglés "Gas Insulated Substations" Subestaciones aisladas en gas SF6) o una solución híbrida, de tipo exterior o interior según el caso, cumpliendo con la normatividad técnica aplicable y todos los demás requisitos establecidos en los DSI.

La Subestación Norte 230 kV deberá ser construida en configuración Interruptor y Medio y deberá incluir seis (6) bahías, dos (2) de línea para los dos circuitos hacia la futura subestación Chivor II 230 kV, dos (2) de línea para los dos circuitos hacia la Subestación Bacatá 230 kV y dos (2) bahías de transformación. Así mismo, se deberán incluir los espacios de reserva señalados en el numeral 3.8 del presente Anexo.

El diagrama unifilar de la subestación Norte 230 kV se muestra en la Figura 2. Sin embargo, el Transmisor en coordinación con el OR responsable de los transformadores que se conectarán allí, podrán llegar a un acuerdo para efectos de reubicación física de las bahías de la Subestación, buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en tal caso, el diagrama unifilar de la subestación objeto de la presente Convocatoria Pública, podrá ser modificado previa revisión y concepto del Interventor y aprobación de la UPME.

Los nuevos módulos que se ubicarán en la subestación Norte 230 kV son:

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN NORTE A 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración interruptor y medio.	4
2	Bahía de transformación configuración interruptor y medio.	2
3	Corte central configuración interruptor y medio.	3
4	Modulo de baraje tipo 2 configuración interruptor y medio.	1
5	Diferencial de barras tipo 2	1
6	Modulo común tipo 2	1
7	Sistema de control, protecciones, comunicaciones e infraestructura asociada	1

Subestación Bacatá 230 kV:

Las obras en la Subestación Bacatá 230 kV, a cargo del Transmisor, consisten en la adquisición del lote, el diseño y la construcción de dos nuevas bahías de línea a 230 kV para los dos (2) circuitos provenientes de la Subestación Norte.

1
2 Estas dos bahías deberán mantener la configuración actual de la Subestación Bacatá 230 kV, la cual es doble
3 barra más seccionador de transferencia.

4
5 El diagrama unifilar de la subestación Bacatá 230 kV se suministrará con la información de costos de
6 conexión en dicha Subestación.

7
8 Los nuevos módulos que se ubicarán en la subestación Bacatá 230 kV son:
9

Ítem	EQUIPOS SUBESTACIÓN BACATÁ 230 kV	CANTIDAD
1	Bahía de línea configuración doble barra más interruptor de transferencia.	2

10
11
12 **2.2 PUNTOS DE CONEXIÓN DEL PROYECTO**

13 El Transmisor, además de adquirir los predios para la construcción de las nuevas Subestaciones Chivor II y
14 Norte 230 kV, deberá tener en cuenta las siguientes consideraciones en cada uno de los puntos de conexión,
15 para los cuales se debe establecer un contrato de conexión con el responsable y propietario de los activos
16 relacionados:

17
18 **Con la Subestación Chivor 230 kV**
19

20 La conexión entre las Subestaciones Chivor II y Chivor se realizará a través de una línea en doble circuito a
21 230 kV, desde la nueva subestación Chivor II 230 kV hasta interceptar el doble circuito que va desde la
22 subestación existente Chivor 230 kV hacia el Campo Rubiales, en un punto antes de los primeros 7.8 km a
23 partir de Chivor 230 kV. La infraestructura construida como lo son las dos bahías en la actual subestación
24 Chivor 230 kV y el tramo de línea entre Chivor y la intersección, harán parte de la presente Convocatoria
25 Pública UPMe 03-2010.

26
27 El propietario de la línea entre Chivor y el Campo Rubiales a 230 kV es la empresa Petro Eléctrica de los
28 Llanos S.A. (PEL).

29
30 Al interceptar el doble circuito el doble circuito que va desde la subestación existente Chivor 230 kV hacia el
31 Campo Rubiales, en un punto antes de los primeros 7.8 km a partir de Chivor 230 kV, el Transmisor deberá
32 garantizar que los módulos de la subestación Chivor II 230 kV, sean totalmente compatibles con los módulos
33 relacionados en Chivor, en Norte y demás infraestructura existente, en cuanto a Comunicaciones, Control,
34 Protecciones, etc.

35
36 Como se mencionó anteriormente, las dos bahías en la actual subestación Chivor 230 kV y el tramo de línea
37 entre Chivor y la intersección, infraestructura que deberá estar construida antes de la Fecha Oficial de Puesta
38 en Operación del Proyecto, hacen parte del objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03-2010. En tal
39 sentido, la infraestructura que debe construirse para complementar la conexión entre Chivor y Chivor II a 230
40 kV, deberá mantener las mismas características la infraestructura existente, la cual presenta las siguientes
41 características:
42

1 ✓ Dos bahías de línea en Chivor 230 kV:

2
3 Configuración: Barra principal más transferencia.
4 Nivel de corto circuito: 40 kA
5 Capacidad: 2,000 A
6

7 ✓ Primeros 7.8 km línea hacia el Campo Rubiales medidos desde Chivor 230 kV:

8
9 Tipo conductor de fase: ACAR 18/19
10 Calibre conductor de fase: 650 kcmil
11 Número de subconductores por fase: 3
12 Capacidad por circuito: 2,000 A
13

14
15 Tipo cable de guarda: ACSR MINORCA 12/7
16 Calibre cable de guarda: 110.8 kcm
17

18 La información técnica de diseño suministrada por PEL, se anexa a los presentes DSI.
19

20 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 03-2010 e
21 Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según corresponda, lo relacionado con el
22 arriendo o alquiler o venta del espacio de las dos (2) bahías del doble circuito a 230 kV que conectará con
23 Chivor II; derechos de acceso; costos asociados con los equipos ubicados en los tableros de control y
24 protecciones de los módulo de 230 kV; enlace al sistema de control del CND; servicios de administración y
25 operación de los activos de 230 kV; y servicios auxiliares de AC y DC. Este contrato de conexión deberá estar
26 firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la expedición de la Resolución CREG que
27 oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor de la presente Convocatoria Pública, al menos en
28 sus condiciones básicas.
29
30

31 Con Campo Rubiales – Petro Eléctrica de los Llanos

32
33 El propietario de la subestación Chivor II a 230 kV será el Inversionista resultante de la Convocatoria Pública
34 UPME 03-2010. Como ya se indicó, esta Subestación tendrá una configuración de interruptor y medio y estará
35 compuesta por dos (2) bahías de línea hacia Chivor 230 kV, dos (2) hacia Norte 230 kV y dos (2) hacia
36 Campo Rubiales, aunque éstas últimas serán activos de conexión y no harán parte de la presente
37 Convocatoria Pública.
38

39 Considerando que el Inversionista de la presente Convocatoria Pública deberá hacerse cargo de la conexión
40 hacia la Subestación Chivor y que para ello deberá hacerse cargo de parte de la infraestructura que permite la
41 conexión del campo Rubiales al STN, deberá tomar todas aquellas acciones necesarias para permitir la
42 conexión del Campo Rubiales en Chivor II como está previsto y así garantizar su puesta en servicio de
43 manera simultánea con las obras de la presente Convocatoria Pública.
44

45 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 03-2010 y
46 Petro Eléctrica de los Llanos deberá incluir, como mínimo y según corresponda, lo relacionado con el arriendo

1 o alquiler o venta del espacio para la ubicación de las dos (2) bahías del doble circuito a 230 kV hacia Campo
2 Rubiales; derechos de acceso; arriendo o alquiler o venta del espacio para la ubicación de los tableros de
3 control y protecciones de los módulo de 230 kV; enlace al sistema de control del CND; servicios de
4 administración y operación de los activos de 230 kV; y suministro de servicios auxiliares de AC y DC. Este
5 contrato de conexión deberá estar firmado por las partes, dentro de los cuatro (4) meses siguientes a la
6 expedición de la Resolución CREG que oficializa los Ingresos Anuales Esperados del Transmisor de la
7 presente Convocatoria Pública, al menos en sus condiciones básicas.
8
9

10 **Con la subestación Bacatá 230 kV.**

11
12 El propietario de la subestación existente Bacatá a 230 kV es Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA). Esta
13 subestación, a nivel de 230 kV tiene una configuración doble barra más interruptor de transferencia y la
14 misma está compuesta por una (1) bahía de transformación y cuatro (4) bahías de línea, dos (2) hacia Torca
15 230 kV y dos (2) hacia Noroeste 230 kV.
16

17 El contrato de conexión entre el Transmisor resultante de la presente Convocatoria Pública UPME 03-2010 e
18 Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. deberá incluir, como mínimo y según corresponda, lo relacionado con el
19 arriendo o alquiler o venta del espacio para la ubicación de los módulos del doble circuito de la línea – entre
20 Norte y Bacatá 230 kV en patio o derechos de acceso al mismo; arriendo o alquiler o venta del espacio para la
21 ubicación de los tableros de control y protecciones del módulo de 230 kV; enlace al sistema de control del
22 CND; servicios de administración y operación de los activos de 230 kV; y suministro de servicios auxiliares de
23 AC y DC. Dichos contratos deberán estar firmados por las partes antes del inicio de la construcción de las
24 obras.
25

26 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

27 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las especificaciones
28 técnicas consignadas en el presente Anexo. El uso de normas y procedimientos aquí descritos podrá ser
29 modificado en cualquier momento, hasta la fecha de realización de los diseños o de realización de la obra
30 según el caso, previa comunicación al Interventor, quien informará a la UPME que los requisitos y calidades
31 técnicas se mantengan.
32

33 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de las subestaciones
34 existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

35 **3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA**

36 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir con las siguientes
37 características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la Interventoría para la UPME.
38

39 Tensión nominal	230 kV
40 Frecuencia asignada	60 Hz
41 Puesta a tierra	Sólida
42 Numero de fases	3

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

4
5 **Líneas de transmisión – 230 kV:**

6
7 ***Chivor II al punto de seccionamiento con la línea desde Chivor hacia el campo Rubiales 230 kV:***

- 8 Tipo de línea: Aérea con torres autoportadas
9 Circuitos por torre: 2
10 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
11 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

12
13 ***Chivor II - Norte 230 kV:***

- 14 Tipo de línea: Aérea con torres autoportadas
15 Circuitos por torre: 2
16 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
17 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

18
19 ***Norte – Bacatá 230 kV:***

- 20 Tipo de línea: Aérea con torres autoportadas
21 Circuitos por torre: 1
22 Conductores de fase: Ver numeral 4.4.2 del presente Anexo.
23 Cables de guarda: Ver numeral 4.4.3 del presente Anexo.

24
25 **3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO**

26 La capacidad de corto circuito asignada a los equipos que se instalarán objeto de la presente Convocatoria no
27 deberá ser inferior a 40 kA; sin embargo, el inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, de tal
28 manera que se garantice que el nivel de corto asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil
29 de estos. La duración asignada al corto circuito no deberá ser inferior a un segundo. Podrá servir como
30 referencia indicativa la información del Plan de Expansión más reciente elaborado por la UPME.

31 **3.3 MATERIALES**

32 Todos los materiales incorporados al Proyecto deben ser nuevos y de la mejor calidad, libres de defectos e
33 imperfecciones. La fabricación de equipos y estructuras deberán ser tales que se eviten la acumulación de
34 agua. Todos los materiales de uso en el Proyecto, listados en la tabla No. 1 del RETIE deberán contar con
35 certificado de producto según el numeral 2.3 del Artículo 2 del RETIE. El Inversionista deberá presentar para
36 fines pertinentes al Interventor los documentos que le permitan verificar las anteriores consideraciones. En el
37 caso de producirse una nueva actualización del RETIE antes del inicio de los diseños y de la construcción de
38 la obra, primará sobre el Reglamento actualmente vigente.

1 3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA

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

7 3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN

8 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. La celebración de los
9 Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos técnicos, administrativos, comerciales y
10 operativos de tal forma que no existan imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y
11 materiales del Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
12 Hito en el cronograma del Proyecto, lo cual será objeto de verificación por parte del Interventor.

13
14 Los acuerdos administrativos y comerciales de los Contratos de Conexión se podrán manejar
15 independientemente de los acuerdos técnicos. El conjunto de los acuerdos técnicos y administrativos
16 constituye el Contrato de Conexión cuyo cumplimiento de la regulación vigente deberá ser certificado por el
17 Transmisor. Copia de estos acuerdos deberán entregarse al Interventor.

18
19 A título informativo, mediante la Resolución 057 de febrero 6 de 2012 expedida por la Autoridad Nacional de
20 Licencias Ambientales, se otorga la licencia ambiental de la línea de transmisión a 230 kV desde Chivor para
21 suministrar energía eléctrica Campo Rubiales y a las estaciones actuales y futuras de bombeo del oleoducto.
22

23 3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMÚN

24 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro de los patios de conexiones
25 de los niveles 230 kV junto con los espacios de acceso, vías internas y edificios. Igualmente estará a cargo
26 del Inversionista las vías de acceso a los predios de las Subestaciones Chivor II y Norte 230 kV y/o las
27 adecuaciones necesarias.

28 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura y módulos comunes
29 de las Subestaciones Chivor II y Norte 230 kV, es decir las obras civiles y los equipos que sirven a la
30 Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la Subestación, inclusive aquellas futuras que no
31 son objeto de la presente Convocatoria Pública. La infraestructura y módulo común de la Subestación,
32 estarán conformadas como mínimo por los siguientes componentes:

33 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto vecino si existe; la malla
34 de puesta a tierra de toda la Subestación, incluyendo la zona bajo los equipos (bahías) de las conexiones
35 previstas (Campo Rubiales en Chivor II) y los espacios de reserva para ampliaciones futuras; las vías de
36 acceso a la Subestación; las vías internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del terreno; y
37 el espacio para las bahías futuras junto con su adecuación. En el espacio que ocupará la Subestación, las
38 obras civiles incluyen: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al predio; todos los

1 cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y de agua y/o conexión a acueducto /
2 alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior y exterior y cárcamos comunes.

3 **Equipos:** incluye los sistemas de automatización, de gestión de medición, de protecciones y el sistema de
4 comunicaciones propio de cada Subestación a 230 kV, los materiales de la malla de puesta a tierra y los
5 equipos para los servicios auxiliares, los equipos de conexión a 230 kV, todo el cableado necesario y las
6 obras civiles asociadas, los equipos de medición, control, protección y comunicaciones.

7 La medición para efectos comerciales, se sujetará a lo establecido en las normas asociadas.

8 3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA

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

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

18 3.8 ESPACIOS DE RESERVA

19 Subestación Chivor II 230 kV

20
21 El inversionista deberá dotar la Subestación Chivor II 230 kV de los espacios físicos necesarios para facilitar
22 la construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no obstante lo anterior, los equipos para
23 las bahías futuras no son parte del Proyecto.

24
25 Entre las provisiones se deberá considerar la futura instalación de:

- 26
27
- Tres (3) diámetros completos para seis (6) bahías, sean de línea o de transformación. Ver Figura 1.
 - El espacio asociado al campo libre de las bahías donde se conectará uno de los circuitos hacia el Campo Rubiales, se considerará como espacio de reserva a cargo del Inversionista de la presente Convocatoria Pública. Ver Figura 1.
 - Como mínimo el espacio para instalar un (1) banco de transformación.
- 30
31
32

33 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los futuros equipos en los
34 espacios de reserva, es decir, deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y
35 deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno no se deteriore.
36 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas
37 dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.
38

1 El Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva establecidos en el
2 presente Anexo.
3

4
5 El Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como OR o generadores con el fin de
6 prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos.
7

8 **Subestación Norte II 230 kV** 9

10 El inversionista deberá dotar la Subestación Norte II 230 kV de los espacios físicos necesarios para facilitar la
11 construcción de futuras bahías, sean de línea o de transformación, no obstante lo anterior, los equipos para
12 las bahías futuras no son parte del Proyecto.
13

14 Entre las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:
15

- 16 • Tres (3) diámetros completos para seis (6) bahías, sean de línea o de transformación. Ver Figura 2.
- 17 • Deberá prever el espacio para la instalación de una subestación del Sistema de Transmisión
18 Regional – STR compuesta en general por
 - 19 ➤ Cuatro (4) transformadores 230/115 kV de 300 MVA cada uno con sus respectivas bahías a
20 115 kV.
 - 21 ➤ Dos (2) transformadores 115/34.5 kV y sus respectivas bahías a 115 kV y a 34.5 kV.
 - 22 ➤ XX bahías de línea a 115 kV.
 - 23 ➤ XX bahías de línea a 34.5 kV.
- 24
- 25
- 26 • Como mínimo el espacio para instalar un (1) banco de transformación.
27

28 El Inversionista deberá dejar adecuado el terreno para la fácil instalación de los futuros equipos en los
29 espacios de reserva, es decir, deberá dejar explanado y/o nivelado el terreno de los espacios de reserva y
30 deberá realizar las obras civiles básicas necesarias para evitar que dicho terreno no se deteriore.
31 Adicionalmente, tanto los espacios de reserva como las obras básicas asociadas, deberán estar incluidas
32 dentro del mantenimiento que el Inversionista realice a la Subestación, hasta tanto sean ocupados.
33

34 El Interventor verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva establecidos en el
35 presente Anexo.
36

37 El Inversionista podrá llegar a acuerdos con diferentes interesados como OR o generadores con el fin de
38 prever espacios de reserva para otros futuros desarrollos.
39

40 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 230 kV**

41 **4.1 GENERAL**

42 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas para las nuevas líneas de 230 kV:

1

Líneas de 230 kV				
Ítem	Descripción	Observación	Unidad	Magnitud
1	Voltaje nominal trifásico		kV	230
2	Frecuencia nominal		Hz	60
3	Número de circuitos (Chivor II - Chivor)		Unidad	2
4	Número de circuitos (Chivor II - Norte)		Unidad	2
5	Número de circuitos (Norte - Bacatá)		Unidad	2
6	Subconductores por fase	Numeral 4.4.2	Unidad	-
7	Cantidad de cables de guarda	Numeral 4.4.3	Unidad	-
8	Altura promedio sobre el nivel del mar (-Chvor II - Chivor)		m	XXX
9	Altura promedio sobre el nivel del mar (Chivor II - Norte)		m	XXX
10	Altura promedio sobre el nivel del mar (Norte - Bacatá)		m	XXX
11	Distancias de seguridad	Código de Redes o RETIE según aplique		
12	Ancho de servidumbre	Código de Redes o RETIE según aplique	m	-
13	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes o RETIE según aplique		
14	Contaminación salina		No se presenta	
15	Conductores de fase	Numeral 4.4.2		
16	Cables de guarda	Numeral 4.4.3		
17	Condiciones de tendido de los cables	Código de Redes o RETIE según aplique		
218	Estructuras	Código de Redes o RETIE según aplique		
19	Árboles de carga y curvas de utilización	Código de Redes o RETIE según aplique		
20	Herrajes	Código de Redes o RETIE según aplique		
21	Cadena de aisladores	Código de Redes o RETIE según aplique		
22	Diseño aislamiento	Código de Redes o RETIE según aplique		
23	Valor resistencia de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
24	Sistema de puesta a tierra	Código de Redes o RETIE según aplique		
25	Salidas por descargas atmosféricas	Código de Redes o RETIE según aplique		
26	Cimentaciones	Código de Redes o RETIE según aplique		

2

3

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

4

5

6

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

7

1 4.2. RUTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 230 kV

2 La selección de la ruta de las líneas de transmisión objeto de la presente Convocatoria Pública UPME 03-
3 2010, será responsabilidad del Inversionista seleccionado.

4
5 Por lo tanto, a efectos de definir la ruta de cada una de las líneas a 230 kV, será el Inversionista el
6 responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los
7 asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con
8 las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de
9 restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o
10 restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, se deberán tramitar los permisos y licencias
11 a que hubiere lugar.

12
13 En la Figura 3 se puede apreciar la localización general del Proyecto.
14

15 4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS

16 Las longitudes anunciadas en este documento son de referencia y están basadas en estimativos preliminares.
17 Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el inversionista para efectos de su propuesta económica
18 deberán estar fundamentados en sus propias evaluaciones, análisis y consideraciones.

19	<i>Línea</i>	<i>Voltaje</i>	<i>Longitud Aproximada</i>
20			
21			
22	Chivor II – Chivor (*)	230 kV	Entre 1 y 4 km
23	Chivor II – Norte	230 kV	88 km
24	Norte - Bacatá	230 kV	27 km
25			
26			

27 * Desde la futura Subestación Chivor II 230 kV al punto de seccionamiento de la línea Chivor - Rubiales 230
28 kV.

29 4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 230 kV

30 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del Proyecto son las
31 establecidas en este Anexo No. 1, los Documentos de Selección – DSI, en el Código de Redes (Resolución
32 CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE (Resolución MME 18-
33 1294 de agosto de 2008, Resolución 18 0195 de febrero de 2009 y actualizaciones posteriores previas al
34 diseño y construcción de la línea).

35
36 El Interventor verificará para la UPME, que los diseños realizados por el Transmisor cumplan con las normas
37 técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones.

1 4.4.1 Aislamiento

2 El inversionista deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y subestaciones, teniendo en
3 cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse en las líneas o extremos desconectados del
4 sistema, considerando que en estado estacionario las tensiones en las barras de 230 kV no deben ser
5 inferiores al 90% ni superiores al 110% del valor nominal.

6
7 De acuerdo con la Resolución CREG 098 de 2000 se considera como parámetro de diseño un límite máximo
8 de tres (3) salidas por cada 100 km de línea / año ante descargas eléctricas atmosféricas, una (1) falla por
9 cada 100 operaciones de maniobra de la línea y servicio continuo permanente ante sobre-tensiones de
10 frecuencia industrial.

11 4.4.2 Conductores de fase

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

16
17 **El conductor para los dos circuitos entre Chivor II y la intercepción de la línea Chivor – Rubiales a 230**
18 **kV deberá tener:**

- 19
20
- 21 • Una capacidad en Amperios igual o superior a la capacidad en Amperios de los primeros 7.8 km de
22 cada uno de los circuitos entre Chivor y Rubiales a 230 kV. De acuerdo con la información de diseño
23 de Petro Eléctrica de los Llanos S.A., la capacidad normal de operación de cada uno de los dos (2)
24 circuitos, para los primeros 7.8 km medidos a partir de Chivor, es de 2,000 Amperios.
 - 25 • El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de fase deberá ser igual o inferior al valor de
26 resistencia DC a 20°C del conductor de fase de los primeros 7.8 km de cada uno de los circuitos
27 entre Chivor y Rubiales a 230 kV. Los parámetros de los primeros 7.8 km de la línea son:

28

29 Tipo conductor de fase:	ACAR 18/19
30 Calibre conductor de fase:	650 kcmil
31 Número de subconductores por fase:	3
32 Capacidad por circuito:	2,000 A

33

34
35 **El conductor para las líneas de 230 kV Chivor II – Norte deberá tener:**

- 36
- 37 • Capacidad normal de operación de cada uno de los circuitos no inferior a 1,040 Amperios.
 - 38
 - 39 • Máxima resistencia de conductor de fase para cada uno de los circuitos de 0.0500 Ohmios/km a 20
40 °C.
- 41

42 **El conductor para la línea de 230 kV Norte – Bacatá deberá tener:**

- 1
2 • Capacidad normal de operación del circuito no inferior a 1,040 Amperios.
3
4 • Máxima resistencia de conductor de fase para cada uno de los circuitos de 0.0500 Ohmios/km a 20
5 °C.
6

7 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor, no deberá exceder el 50% de su
8 correspondiente tensión de rotura.
9

10 El conductor seleccionado deberá cumplir con las exigencias de radio interferencia establecidas en la
11 normatividad aplicable.
12

13 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 14 del RETIE, los valores máximos permitidos
14 para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético son los indicados en la Tabla 21 del
15 RETIE, donde el público o una persona en particular pueden estar expuestos durante varias horas.

16 4.4.3 Cables de guarda

17 El cumplimiento de las siguientes condiciones será responsabilidad del Transmisor.
18

19 Se requiere que todos los tramos de línea tengan cable de guarda. El cable de guarda a instalar deberá
20 soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que puedan incidir sobre la línea,
21 garantizando el criterio de comportamiento indicado en el diseño del aislamiento. El incremento de
22 temperatura del cable de guarda a ser instalado deberá soportar las corrientes de corto circuito monofásico de
23 la línea.
24

25 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda, no deberá exceder
26 el 50% de su correspondiente tensión de rotura.
27

28 El Interventor verificará para la UPME, que el diseño realizado por el Transmisor cumpla con las normas
29 técnicas aplicables.
30

31 Los parámetros del cable de guarda de los primeros 7.8 km de la línea desde Chivor hacia Campo Rubiales a
32 230 kV, son:
33

34 Tipo cable de guarda:	ACSR MINORCA 12/7
35 Calibre cable de guarda:	110.8 kcm

36

37 4.4.4 Puesta a tierra de las líneas

38 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del sitio de las
39 estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con base en la resistividad del
40 terreno y la componente de la corriente de corto circuito que fluye a tierra a través de las estructuras, se
41 deben calcular los valores de puesta a tierra tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la

1 recomendación IEEE 80 y con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de
2 los voltajes de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en servicio de las
3 Subestaciones y las líneas, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en el Artículo 15 del RETIE y
4 específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.
5

6 4.4.5 Transposiciones de línea

7 El Transmisor deberá asegurar que los desbalances en las fases cumplan con la norma técnica aplicable para
8 ello. Así mismo, el Transmisor deberá hacerse cargo de todos los costos asociados. En general, la
9 implementación física de la solución hace parte del Proyecto.
10

11 4.4.6 Estructuras

12 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe realizar mediante combinación de las distancias
13 mínimas correspondientes a las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a las sobretensiones de
14 maniobra y a las sobretensiones de frecuencia industrial.
15

16 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser autosoportadas y no deberán requerir para su montaje
17 el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El Transmisor podrá hacer uso de estos recursos para su
18 montaje pero, se requiere que estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de
19 recursos.
20

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

24 4.4.7 Localización de estructuras

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

28 4.4.8 Sistema Antivibratorio

29 El Interventor informará a la UPME los resultados del estudio del sistema de protección anti vibratoria del
30 conductor de fase y del cable de guarda. Los amortiguadores deben ser adecuados para amortiguar
31 efectivamente la vibración eólica en un rango de frecuencias de 10 Hz a 100 Hz, de tal manera que los
32 esfuerzos de flexión calculados a una distancia de 89 mm desde el último punto de contacto de la grapa de
33 suspensión con el conductor o cable, no excedan de 150 micro m/mm, pico a pico, medidos de acuerdo al
34 método establecido en el documento "Standardization of Conductor Vibration Measurements". Paper 31 TP 65-
35 156. IEEE Trans. Vol. Pas. 85 N°1, 1966.

1 4.4.9 Cimentaciones

2 Para los fines pertinentes el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo de las
3 cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 098 de 2000, numeral 2.7.,
4 o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.

5 4.4.10 Obras complementarias

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

10 4.5 INFORME TÉCNICO.

11 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o como se establezca en
12 resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el Transmisor suministre los siguientes
13 documentos técnicos durante las respectivas etapas de construcción de las líneas de transmisión del
14 Proyecto:

- 15
- 16 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 17 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 18 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo con el numeral 3.3
- 19 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 20 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 21 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la Resolución CREG 098
- 22 de 2000.
- 23 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG 098 de 2000.

24 5. ESPECIFICACIONES PARA LAS SUBESTACIONES

25 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación.

26 5.1 GENERAL

27 La siguiente tabla presenta las bahías de 230 kV que son parte del proyecto:

28

DESCRIPCIÓN	CHIVOR II 230 kV	CHIVOR 230 kV	NORTE 230 kV	BACATÁ
Configuración	Interruptor y medio	Barra principal más transferencia	Interruptor y medio	Doble barra más interruptor de transferencia
Subestación nueva	SI	NO	SI	NO
Propietario de la subestación.	Inversionista Convocatoria Pública	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. -	Inversionista Convocatoria Pública	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. - ISA

DESCRIPCIÓN	CHIVOR II 230 kV	CHIVOR 230 kV	NORTE 230 kV	BACATÁ
	UPME 03-2010	ISA	UPME 03-2010	
Número de bahías a instalar	4	0 (*)	6	2

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

Predio de la Subestación Chivor II 230 kV: será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos dentro de un radio de 8 km medidos desde la Subestación existente Chivor 230 kV. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

En la selección del predio de la subestación, el Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán tener en cuenta los riesgos de inundación ante eventuales desbordamientos de los ríos aledaños, condición que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

Nota: en documento adjunto se suministrará información de referencia para la localización del predio de la Subestación. La versión definitiva de los presentes DSI, incluirá mayores detalles al respecto.

Predio de la Subestación Norte 230 kV: será el que seleccione el Transmisor al inicio de los trabajos en inmediaciones de los municipios de Tocancipá y Gachancipá, considerando las facilidades para los accesos de las líneas de transmisión objeto del proyecto y el acceso de las líneas del STR. Por lo tanto, será el Inversionista el responsable de realizar investigaciones detalladas y consultas a las Autoridades relacionadas con los asuntos ambientales, con los diferentes Planes de Ordenamiento Territorial que se puedan ver afectados, con las restricciones para la aeronavegación en el área de influencia del Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes. Se deberá tener en cuenta que pueden existir exigencias y/o restricciones de orden nacional, regional o local. En este sentido, deberán tramitar los permisos y licencias a que hubiere lugar.

En la selección del predio de la subestación, el Inversionista deberá analizar todos los posibles riesgos físicos y tenerlos en cuenta. En cualquier caso, se deberán tener en cuenta los riesgos de inundación ante eventuales desbordamientos de los ríos aledaños, condición que deberá ser investigada en detalle por el Inversionista. Se debe elaborar un documento soporte de la selección del predio, el cual deberá ser puesto a consideración del Interventor y de la UPME y hará parte de las memorias del proyecto.

Nota: en documento adjunto se suministrará información de referencia para la localización del predio de la Subestación. La versión definitiva de los presentes DSI, incluirá mayores detalles al respecto.

1
2 **Conexiones con equipos existentes:** el Transmisor deberá proveer los equipos necesarios para hacer
3 completamente compatibles los equipos en funcionalidad y en aspectos de comunicaciones, control y
4 protección de las bahías de las Subestaciones Chivor II, Norte y Bacatá 230 kV con la infraestructura
5 existente en las Subestaciones Chivor y Bacatá a 230 kV.

6
7 **Servicios Auxiliares:** el Inversionista deberá proveer los servicios auxiliares en AC y DC suficientes para la
8 topología de cada una de las Subestaciones objeto del Proyecto.

9
10 **Infraestructura y Módulo Común:** como parte del Proyecto, el Inversionista deberá implementar todas las
11 obras y equipos constitutivos del modulo común como se describe en el numeral 3.6 de este Anexo No. 1.

12 13 5.2 Normas para fabricación de los equipos

14
15 El Inversionista deberá suministrar equipos en conformidad con la última edición de las Normas *International*
16 *Electrotechnical Commission* – IEC, *International Organization for Standardization* – ISO, ANSI – American
17 National Standards Institute, *International Telecomunicaciones Unión* - ITU-T, Comité Internacional Spécial des
18 Perturbations Radioélectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser sometido a consideración
19 del Interventor quien conceptuará sobre su validez en aspectos eminentemente técnicos y de calidad.

20 21 5.3 Condiciones Sísmicas

22
23 Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico clase III de acuerdo con la publicación IEC
24 60068-3-3 “*Guidance Seismic Test Methods for Equipments*” o de acuerdo con la publicación IEEE-693
25 Recommended Practice for Seismic Design of Substations, la de mayores exigencias. El Transmisor deberá
26 entregar copias al Interventor de las memorias de cálculo en donde se demuestre que los suministros son
27 aptos para soportar las condiciones sísmicas del sitio de instalación.

28 29 5.3.1 Procedimiento General del diseño

30
31 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

- 32
33 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del Proyecto, que gobernarán el
34 desarrollo total del Proyecto.

35
36 En este documento se consignará toda la normatividad técnica, y las especificaciones para llevar a cabo
37 la programación y control del desarrollo de los trabajos; especificaciones y procedimientos para adelantar
38 el Control de Calidad en todas las fases del Proyecto; las definiciones a nivel de Ingeniería Básica tales
39 como: resultados de estudios del sistema eléctrico asociado con el Proyecto; parámetros básicos de
40 diseño (corrientes nominales, niveles de aislamiento, capacidades de cortocircuito, tiempos de despeje
41 de falla, entre otros); hojas de datos de los equipos; diagramas unifilares generales; especificaciones
42 técnicas detalladas de los equipos y materiales; filosofía de control, medida y protección; previsiones para
43 facilitar la evolución de la Subestación; especificaciones de Ingeniería de Detalle; procedimientos y
44 especificaciones de pruebas en fábrica; procedimientos de transporte, almacenamiento y manejo de
45 equipos y materiales; los procedimientos de construcción y montaje; los procedimientos y
46 programaciones horarias durante los cortes de servicio de las instalaciones existentes que guardan

1 relación con los trabajos del Proyecto; los procedimientos de intervención sobre equipos existentes; los
2 procedimientos y especificación de pruebas en campo, los procedimientos para efectuar las pruebas
3 funcionales de conjunto; los procedimientos para desarrollar las pruebas de puesta en servicio, los
4 procedimientos de puesta en servicio del Proyecto y los procedimientos de operación y mantenimiento.

5
6 Las Especificaciones Técnicas podrán desarrollarse, en forma parcial y continuada, de tal forma que se
7 vayan definiendo paso a paso todos los aspectos del Proyecto, para lograr en forma acumulativa el
8 Código Final que vaya rigiendo el Proyecto.

9
10 Todas las actividades de diseño, suministro, construcción, montaje y pruebas deben estar incluidas en las
11 especificaciones técnicas del Proyecto. El Interventor presentará un informe a la UPME en el que se
12 detalle y se confirma la inclusión de todas y cada una de las actividades mencionadas. No podrá
13 adelantarse ninguna actividad sin que antes haya sido incluida la correspondiente característica o
14 Especificación en las Especificaciones Técnicas del Proyecto.

- 15
16 b) Las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán revisadas por el Interventor, quien hará los
17 comentarios necesarios, recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y justificaciones por
18 parte del Inversionista. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre ambas partes para lograr
19 los acuerdos modificadorios que deberán plasmarse en comunicaciones escritas.
- 20
21 c) Con base en los comentarios hechos por el Interventor y acordados con el Inversionista, este último
22 emitirá la nueva versión de las Especificaciones Técnicas del Proyecto.
- 23
24 d) Se efectuarán las revisiones necesarias hasta llegar al compendio final, que será el documento de
25 cumplimiento obligatorio.

26
27 En esta Especificación, se consignará la lista de documentos previstos para el Proyecto representados en
28 especificaciones, catálogos, planos, memorias de cálculos y reportes de pruebas.

29
30 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos de Ingeniería de
31 Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle; documentos de seguimiento de los
32 Suministros; y documentos que especifiquen la pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de
33 montaje y puesta en servicio y la operación y mantenimiento.

34
35 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Inversionista y entregada a la
36 Interventoría para revisión.

37
38 **Los documentos de Ingeniería Básica**, son aquellos que definen los parámetros básicos del Proyecto; dan
39 a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las características para la adquisición de equipos;
40 especifican la filosofía de comunicaciones, control, medición y protección; establecen la implantación física de
41 las obras; especifican las previsiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para
42 efectuar la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de Ingeniería
43 Básica.

44
45 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la Interventoría a efecto de
46 cumplimiento de condiciones y para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la

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

4 **Los documentos de Ingeniería de Detalle**, son los necesarios para efectuar la construcción y el montaje del
5 Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y características de material a granel o accesorio e incluye
6 todas las memorias de cálculos que soporten las decisiones en esta fase de ingeniería. Se fundamentará en
7 las especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.
8

9 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien
10 formulará los comentarios respectivos al Inversionista y a la UPME si es del caso.
11

12 Los documentos que sirven para hacer el seguimiento a los suministros, serán aquellos que preparen y
13 entreguen los proveedores y fabricantes de los equipos y materiales. Estos documentos serán objeto de
14 revisión por la Interventoría quien formulará los comentarios y pedirá aclaraciones necesarias al Inversionista.
15

16 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y en campo, la puesta
17 en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán objeto de revisión por parte de la
18 Interventoría, quien hará los comentarios al Inversionista y a la UPME si es del caso.
19

20 Con base en los comentarios, observaciones o conceptos realizados por la Interventoría, la UPME podrá
21 trasladar consultas al Inversionista.
22

23 5.3.2 Estudios del Sistema 24

25 Bajo esta actividad, el Inversionista deberá presentar al Interventor para los fines pertinentes a la Interventoría
26 los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros útiles para el diseño básico y detallado de la
27 Subestación y de las Líneas; entre todos los posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los
28 siguientes documentos técnicos y/o memorias de cálculo:
29

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

- 1 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
2 - Informe de interfaces con equipos existentes.
3 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de acuerdo con el Estudio de
4 Impacto Ambiental (EIA)
5 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado y registradores de fallas.

6
7 Cada uno de los documentos o memorias de cálculo, antes referidos, deberán destacar como mínimo los
8 siguientes aspectos:

- 9
10 - Objeto del documento técnico o de la memoria de cálculo.
11 - Origen de los datos de entrada.
12 - Metodología para el desarrollo soportada en normas o estándares de amplio reconocimiento, por ejemplo
13 en Publicaciones IEC o IEEE.
14 - Resultados.
15 - Bibliografía.

16
17 5.3.3 Distancias de seguridad

18
19 Las distancias de seguridad aplicables en las Subestaciones deben cumplir los lineamientos establecidos en
20 los Artículos 13 y 29 del RETIE en su última revisión y/o actualización.

21 5.4 EQUIPOS DE POTENCIA

22 5.4.1 Interruptores

23
24 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita analizar el
25 cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la publicación IEC 62271-100,
26 *"High voltage alternating current circuit breakers"* o ANSI.

27
28 Los interruptores automáticos para maniobrar las líneas de transmisión deberán tener mando monopolar, ser
29 aptos para recierres monopolares y tripolares rápidos.

30
31 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el grado de protección
32 IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o ANSI, No se permitirán fuentes centralizadas de aire comprimido o aceite
33 para ninguno de los interruptores. Los circuitos de fuerza y control deben ser totalmente independientes.

34
35 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
36 publicación IEC 62271-100 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
37 para fines pertinentes de la Interventoría.

38

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

4 5 5.4.2 Descargadores de Sobretensión

6
7 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, *"surge arrester"*. Los descargadores
8 deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con dispositivo de alivio de presión. Los
9 descargadores se conectarán fase a tierra.

10
11 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidas en la
12 publicación IEC 60099-4 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
13 para los fines que requiera la Interventoría.

14
15 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
16 reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores similares de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o
17 ANSI. Si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

18 19 5.4.3 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

20
21 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC 62271-102, *"Alternating*
22 *current disconnectors and earthing switches"* o ANSI. Los seccionadores deben ser de accionamiento manual
23 y motorizado, tripolar. Los seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes
24 inducidas por los otros circuitos.

25
26 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos en la
27 publicación IEC 62271-102 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados
28 para los fines que requiera la Interventoría.

29
30 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
31 reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores similares de acuerdo con la publicación IEC 62271-102
32 o ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

33 34 5.4.4 Transformadores de tensión

35
36 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, *"voltage transformers"*, IEC 60358, *"Coupling*
37 *capacitor and capacitor dividers"*, IEC 60044-4, *"Instrument transformers, Measurement of partial discharges"*
38 o ANSI.

39
40 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre fase y tierra. La
41 precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar cargas externas adicionales. Deben
42 tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos
43 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de
44 Medida y sus anexos.

1 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de rutina establecidos
2 en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o su equivalente ANSI. Copia de los
3 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
4

5 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar una copia de los
6 reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión similares de acuerdo con la publicación
7 IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358, cláusula 6.2, o sus equivalente ANSI. Si el Inversionista no dispone
8 de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
9

10 5.4.5 Transformadores de Corriente

11
12 Los transformadores de corriente deben cumplir con IEC 60044, "*Instrument transformers*", Parte 1, "*Current*
13 *transformers*", Parte 4, "*Measurement of partial discharges*", Parte 6, "*Requirements for protective current*
14 *transformers for transient performance*".
15

16 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación en el secundario.
17 Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos
18 técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de
19 Medida y sus anexos.
20

21 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas de rutina
22 establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. O ANSI, Copia de los respectivos protocolos de
23 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
24

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

30 5.5 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

31 5.5.1 Sistemas de Protección

32
33 Los equipos de protección deberán cumplir con las partes pertinentes establecidas en la publicación IEC
34 60255 "*Electrical relays*", en la IEC 60870 "*Telecontrol equipments and systems*" y en el caso de los
35 registradores de falla, los archivos de datos deberán utilizar el formato COMTRADE (*Common Format for*
36 *Transient Data Exchange*), recomendación IEEE C37.111 o en su defecto, el Inversionista deberá proveer el
37 software que haga la transcripción del formato del registrador de fallas al formato COMTRADE, o cumplir con
38 las respectivas normas equivalentes ANSI.
39

40 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones principales de línea con
41 principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos protecciones de distancia, éstas deben tener
42 distintos principios de medición. El esquema completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y
43 recepción del disparo directo transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo,

1 protección de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de línea debe
2 dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.
3

4 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en la UPME. El
5 Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las protecciones según CREG 025 de
6 1995, anexo CC4, numeral 3.1.
7

8 El esquema de protección de barras, en las Subestaciones Chivor II y Norte deberá consistir de un sistema de
9 protección diferencial de barras, porcentual o moderada.
10

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

19 5.5.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación

20 La arquitectura del sistema de automatización estará constituida por los subsistemas y equipos que
21 conforman los niveles 0, 1, 2 y 3 según la siguiente arquitectura:
22
23
24

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas remotos de información.	Es la facilidad 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 interfaces entre niveles 2 y 3. Proporciona la comunicación entre el Sistema de Automatización y los sistemas remotos de información.	La captura de datos y la transmisión de información hacia y desde el sistema remoto deben ser independientes de la IHM de las Subestaciones. Debe ser independiente de cualquier falla en las interfaces de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de procesamiento del Sistema de Automatización, controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes. Comunicaciones e Interfaces Nivel 2 y Nivel 1. Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	
1	Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición	Para el equipo de alta tensión y los servicios

Nivel	Descripción	Modos de Operación
	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.	auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.
	Comunicaciones e interfaces Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.	
0	Conformado por los IEDs tales como relés de protección, medidores multifuncionales, registradores de fallas, equipos de monitoreo, cajas de mando de equipos de maniobra y demás.	Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes. Los medidores multifuncionales deben cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.

Características Generales

Todos los equipos del sistema de automatización deberán cumplir con las norma IEC.

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

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

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

- 1 ➤ Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo, que resulte
2 compatible con las comunicaciones existentes.
3
- 4 ➤ La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
5
- 6 • Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía la red.
 - 7 • Integrar los equipos de otros fabricantes con el Sistema de control y Automatización de la
8 Subestación.
- 9
- 10 ➤ La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:
11
- 12 • Gestión de las bases de datos del sistema.
 - 13 • Permitir la integración de elementos futuros.
 - 14 • Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - 15 • Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el
16 mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.
 - 17 • Mantenimiento de cada equipo.
 - 18 • Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones del sistema.
- 19

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

26

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

- 28 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la Subestación.
- 29 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control, protecciones y registro de fallas
30 de la Subestación a través de una señal de sincronización proveniente de un reloj GPS.
- 31 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control remoto (mediciones,
32 alarmas, cambios de estado, etc.).
- 33

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

38

1 5.5.3 Medidores multifuncionales
2

3 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de medida, para
4 determinación de parámetros eléctricos como: tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de
5 potencia y frecuencia. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro comunicado con niveles
6 superiores. Deben cumplir con todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en
7 su última revisión, especialmente lo referente al Código de Medida y sus anexos.
8

9 5.5.4 Controladores de Bahía
10

11 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar información con otros
12 equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los controladores de bahía deben ser
13 compatibles con los estándares EMC y aptos para aplicación en subestaciones eléctricas de extra alta
14 tensión; el Inversionista deberá presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.
15

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

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

29
30 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
31 comunicación.
32

33 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para hacer el estampado
34 de tiempo al momento de recibir un evento.
35

36 5.5.5 Controlador de los servicios auxiliares
37

38 Debe ser diseñado, probado y ampliamente utilizado en subestaciones de alta tensión. Debe permitir la
39 medida, supervisión y control de los servicios auxiliares del Proyecto y contar con los mismos protocolos del
40 controlador de bahía.
41

42 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz IHM y a los niveles
43 superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y estar sincronizados con todos los

1 dispositivos de la Subestación. El controlador de servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en
2 LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 3
4 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
5 - Despliegue de alarmas.
6 - Despliegue de eventos.
7 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
8 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de función.
9 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.

10
11 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con puertos para la
12 comunicación.

13 14 5.5.6 Switches

15
16 Los switches o concentradores de datos de la red de control, deberán ser adecuados para operar en
17 ambientes industriales y cumplir sin limitarse a ello, con los siguientes requisitos:

- 18
19 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard* - "error free" *networking device*.
20 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
21 - Deberá incluir las siguientes características de red:
22 • IEEE 802.1d, *message prioritization* y *rapid spanning tree* en MAC Bridges
23 • IEEE 802.1q VLAN
24 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
25 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba descritas en las normas
26 IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
27
28 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la más exigente.

29
30 Los switches suministrados deberán contar con el número de puertos suficientes para conectar todos los
31 equipos de las redes, tanto los equipos de control, como los de protección y medida.

32 33 5.5.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

34
35 Para la interconexión de los equipos se requieren comunicaciones digitales, así:

36
37 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe conformar para que sea
38 inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez mecánica para ser tendido en la Subestación,
39 con protección no metálica contra roedores, con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas,
40 terminales, amarres y demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.

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

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

8 9 5.5.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

10 11 **Controlador de la Subestación**

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

19
20 Adicionalmente el controlador de la Subestación, debe centralizar información de los relés de protección, los
21 registradores de fallas y los medidores multifuncionales, conformando la red de ingeniería de la Subestación,
22 la cual debe permitir acceso local y remoto para interrogación, configuración y descarga de información de los
23 relés, de los registradores de fallas y los medidores multifuncionales. Deben suministrarse todos los equipos,
24 accesorios, programas y bases de datos requeridos para implementar un sistema de gestión de protecciones
25 y registradores de fallas para la Subestación.

26 27 **Registradores de fallas**

28
29 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la descarga del archivo
30 con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de adquisición, procesamiento y análisis, en
31 el cual se realizará la gestión de los registros de falla provenientes de equipos instalados en las bahías del
32 Proyecto, incluyendo almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
33 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.

34 35 **Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación**

36
37 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través de una IHM
38 conformada básicamente por computadores industriales y software tipo SCADA. Las pantallas o monitores de
39 IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la información del proceso.

40
41 Toda la información, se debe desplegar, almacenar, filtrar, imprimir en los mismos dispositivos suministrados
42 con el sistema de medida, control y supervisión de la Subestación, la cual debe tener como mínimo las
43 siguientes funciones:

- 44
45 - Adquisición de datos y asignación de comandos.
46 - Autoverificación y autodiagnóstico.

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

22
23 5.5.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

24
25 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de 1995, en su última
26 revisión.

27 5.6 OBRAS CIVILES

28 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de las Subestaciones Chivor II y Norte 230
29 kV con el siguiente alcance:

30
31 Diseño y construcción de todas las obras civiles de las Subestaciones Chivor II y Norte 230 kV, las vías de
32 acceso al predio y el edificio de control.

33

1 Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en las Subestaciones Chivor II y Norte 230 kV
2 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA) del Proyecto, el
3 cual también está a cargo del Inversionista.

4
5 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las Normas
6 Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-10.

7
8 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los aspectos regulatorios, el
9 RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para construcción de las obras civiles. Únicamente se
10 podrá realizar obra civil con base en planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará
11 a la UPME y hará el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista
12 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- 13
14 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
15 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos, listas y
16 especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
17 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse la versión
18 denominada "tal como construido" que incluye las modificaciones hechas en campo verificadas por el
19 Interventor.

20 5.7 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO

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

25
26 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra de la nueva Subestación en
27 cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar, trenzado en capas concéntricas deberá
28 ser diseñada siguiendo los lineamientos de la norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad
29 del personal, limitando las tensiones de toque y paso a valores tolerables.

30 6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO

31 6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

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

36
37 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales, de puesta en
38 servicio y de energización) se consignarán en "Protocolos de Pruebas" diseñados por el Inversionista de tal
39 forma que la Interventoría, pueda verificar el cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las
40 normas técnicas; por ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta

1 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen con la filosofía de
2 operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.
3

4 **Pruebas de puesta en servicio:** El Inversionista debe efectuar las siguientes pruebas como mínimo, pero sin
5 limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los requerimientos del CND, vigentes:
6

- 7 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
- 8 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas asociadas a la
9 Subestación.
- 10
- 11 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el correcto funcionamiento
12 de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones, gestión de protecciones.
- 13
- 14 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

15
16 **Pruebas de energización:** El Inversionista será responsable por la ejecución de las pruebas de energización.
17 Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser verificados para los fines pertinentes por la
18 Interventoría.
19

20 6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO

21 La información requerida por CND para la puesta en servicio del Proyecto es la siguiente:
22

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

- 1 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y actualizados por el
2 CND.

3 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

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

6 **8. INFORMACIÓN ESPECÍFICA**

- 7 Información específica referente a la Convocatoria Pública UPME 03-2010, como costos de conexión, datos
8 técnicos y planos, serán suministrados por la UPME en formato digital en lo posible a través de su página
9 WEB junto con los presentes DSI o a solicitud de los Interesados, mediante carta firmada por el
10 Representante Legal o el Representante Autorizado, indicando domicilio, teléfono, fax y correo electrónico.
11 Dicha información deberá ser tomada por los Inversionistas como de referencia; mayores detalles requeridos
12 será su responsabilidad consultarlos e investigarlos.

13 **9. FIGURAS**

- 14 La siguiente es la lista de figuras referenciadas en este documento:

- 15
16 Figura 1 Diagrama Unifilar Subestación Chivor II 230 kV.
17 Figura 2 Diagrama Unifilar Subestación Norte 230 kV.
18 Figura 3 Ubicación general del Proyecto.
19
20
21
22

1

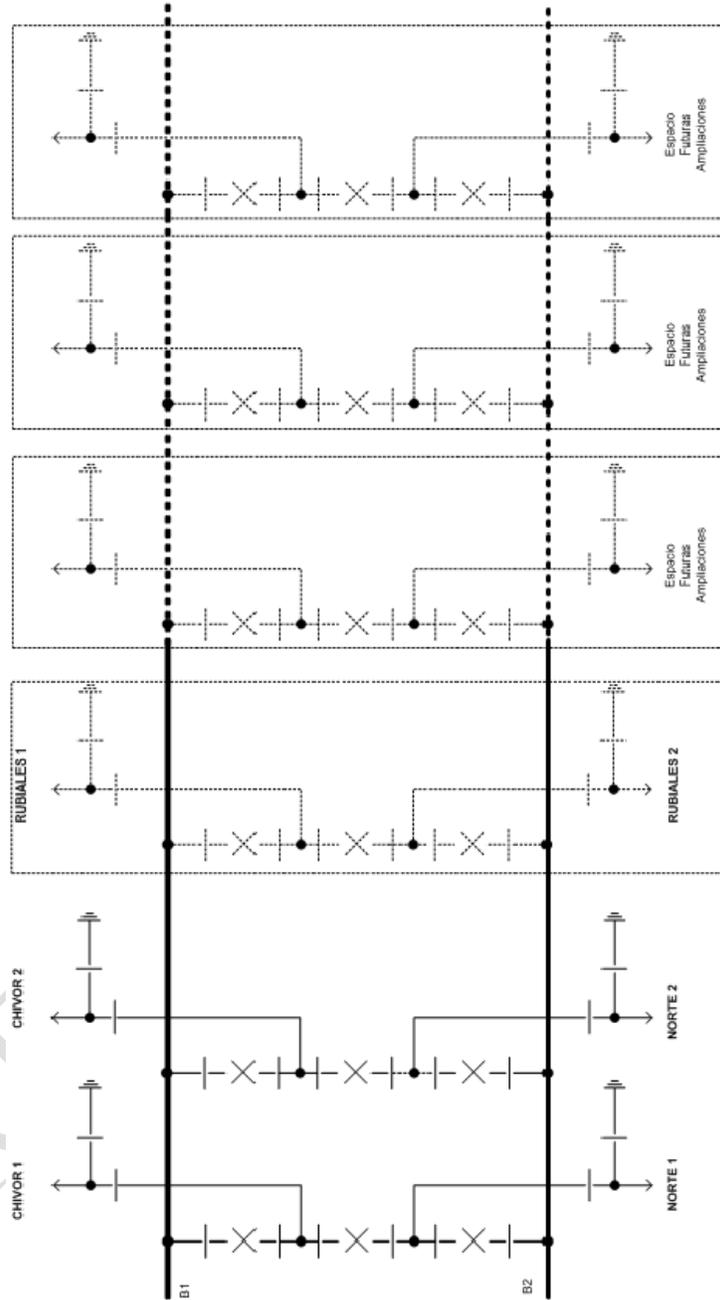


Figura 1 Diagrama Unifilar Subestación Chivor II 230 kV

2
3
4

1

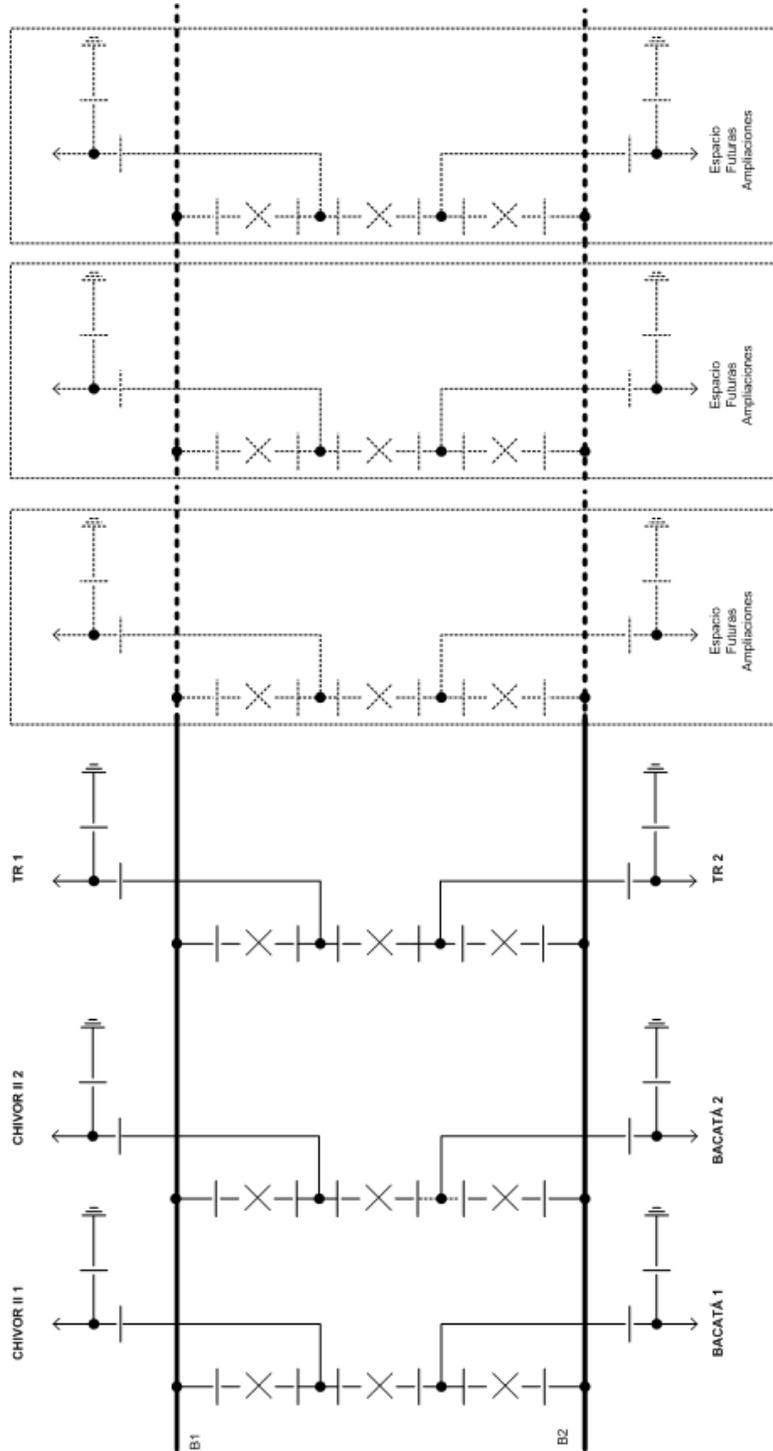


Figura 2 Diagrama unifilar subestación Norte 230 kV

2
3
4

1

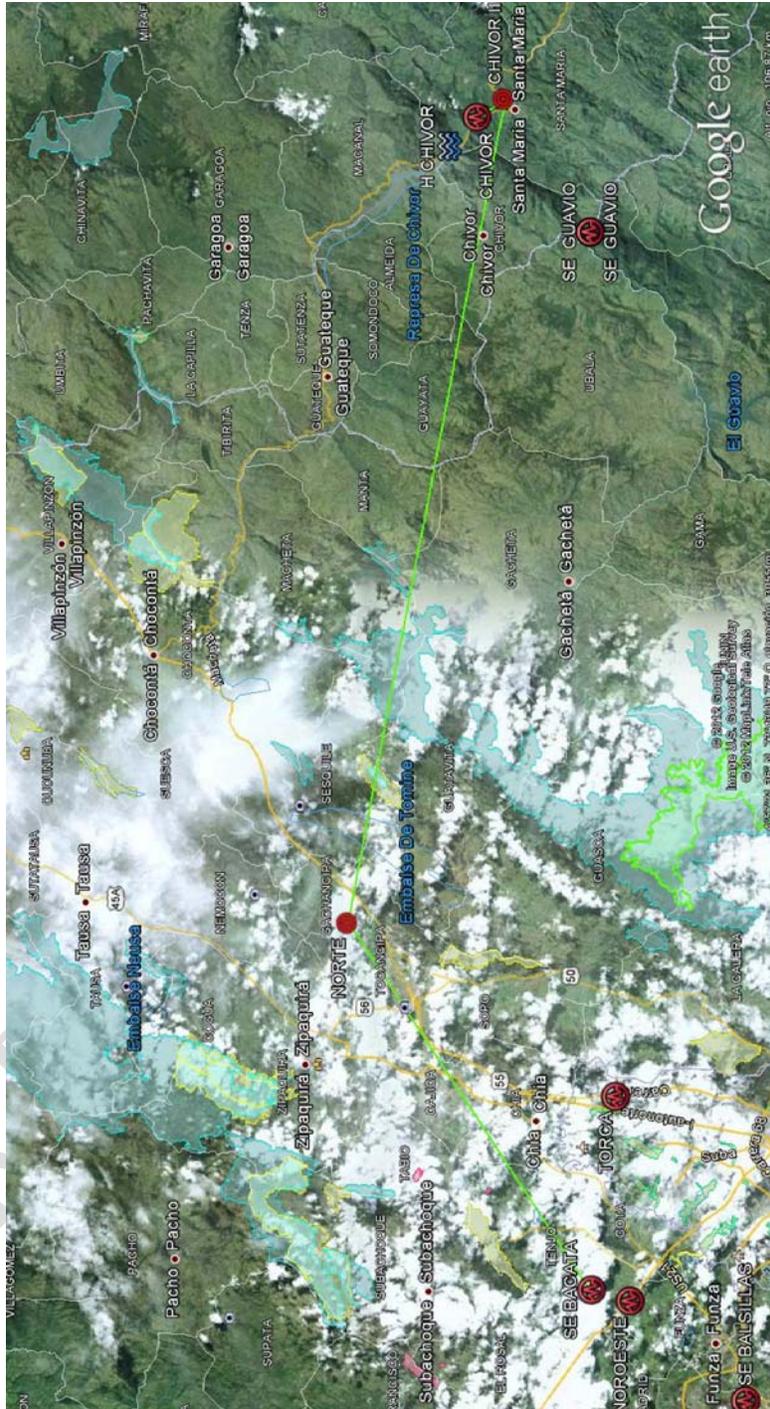


Figura 3 Ubicación general del proyecto.

2
3
4
5

- 1
- 2 Verde fluorescente: Parques naturales (solo aparece PNN Chingaza)
- 3 Verde oscuro translucido: Areás protegidas locales
- 4 Amarillo translucido: Areás protegidas regionales
- 5 Rojo translucido: Reservas naturales de la sociedad Civil
- 6 Azul translucido: Complejos de paramos, Instituto Humboldt

PREPUBLICACIÓN