

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

ANEXO 1

DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

**CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME - 04- 2009**

**SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN SOGAMOSO 500/230 KV Y LAS LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN ASOCIADAS**

Bogotá, D.C., diciembre de 2010

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 LA SUBESTACIÓN.....	6
8		2.2 CONEXIONES DEL PROYECTO.....	7
9	3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES.....	8
10		3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA.....	8
11		3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO	9
12		3.3 MATERIALES.....	9
13		3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA.....	9
14		3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN	10
15		3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMUNES.....	10
16		3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA.....	11
17		3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN SOGAMOSO 500/230 KV	11
18	4.	ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 y 230 KV.....	11
19		4.1 GENERAL	11
20		EL ANEXO CC1 DEL CÓDIGO DE CONEXIÓN ESTÁ CONTENIDO EN EL CÓDIGO DE REDES DE	
21		LA RESOLUCIÓN CREG 025 DE 1995 Y SUS MODIFICACIONES.....	13
22		4.2. ESPECIFICACIONES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 500 KV Y 230 KV	13
23		4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS	13
24		4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 500 Y 230 KV.....	14
25		4.4.1 AISLAMIENTO	14
26		4.4.2 CONDUCTORES DE FASE	14
27		4.4.3 CABLES DE GUARDA	15
28		4.4.4 PUESTA A TIERRA DE LAS LÍNEAS	16
29		4.4.5 ESTRUCTURAS.....	16
30		4.4.6 LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS	16
31		4.4.7 SISTEMA ANTIVIBRATORIO.....	17
32		4.4.8 CIMENTACIONES.....	17
33		4.4.9 OBRAS COMPLEMENTARIAS.....	17
34		4.5 INFORME TÉCNICO.....	17
35	5.	ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN	18
36		5.1 GENERALIDADES	18
37		5.2 PROCEDIMIENTO GENERAL DEL DISEÑO	20
38		5.3 ESTUDIOS DEL SISTEMA	22

1	5.4 DISTANCIAS DE SEGURIDAD.....	23
2	5.5 EQUIPOS DE POTENCIA.....	23
3	5.5.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA	23
4	5.5.2 REACTOR INDUCTIVO	24
5	5.5.3 INTERRUPTORES.....	24
6	5.5.4 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN	25
7	5.5.5 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra	25
8	5.5.6 TRANSFORMADORES DE TENSION.....	26
9	5.5.7 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.....	26
10	5.6 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.....	27
11	5.6.1 SISTEMAS DE PROTECCIÓN.....	27
12	5.6.2 SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE LA SUBESTACIÓN	27
13	5.6.3 MEDIDORES MULTIFUNCIONALES.....	31
14	5.6.4 CONTROLADORES DE BAHÍA	31
15	5.6.5 CONTROLADOR DE LOS SERVICIOS AUXILIARES	32
16	5.6.6 SWITCHES.....	33
17	5.6.7 INTERFAZ NIVEL 2 - NIVEL 1	33
18	5.6.8 EQUIPOS Y SISTEMAS DE NIVEL 2	34
19	5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones.	35
20	5.7 OBRAS CIVILES	36
21	5.8 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO	36
22	6. ESPECIFICACIONES PARA LA PUESTA EN SERVICIO DEL PROYECTO	37
23	6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO.....	37
24	6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO.....	37
25	7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN.....	38
26	8. FIGURAS	38
27		
28		

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10

ANEXO 1
DESCRIPCIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO
CONVOCATORIA PÚBLICA
UPME -04- 2009

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

SELECCIÓN DE UN INVERSIONISTA Y UN INTERVENTOR PARA EL DISEÑO,
ADQUISICIÓN DE LOS SUMINISTROS, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN Y
MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN SOGAMOSO 500/230 KV Y LAS LÍNEAS DE
TRANSMISIÓN DEL STN ASOCIADAS

39

1. CONSIDERACIONES GENERALES

40
41
42

Las expresiones que figuren en mayúsculas y negrita, que no se encuentren expresamente definidas en el presente documento, tendrán el significado que se les atribuye en los Documentos de Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME - 04- 2009.

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

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

Las especificaciones de diseño, construcción, montaje y las características técnicas de los equipos e instalaciones deben cumplir con los requisitos técnicos establecidos en el presente Anexo No. 1 de los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes de la CREG (Resolución CREG 025 de 1995 y sus actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en el RETIE y todas sus modificaciones vigentes en la fecha de ejecución de los diseños y la ejecución de las obras. En los aspectos a los que no hacen referencia los documentos citados, el Transmisor deberá ceñirse a lo indicado en criterios de ingeniería y normas internacionales de reconocido prestigio, copia de los cuales deberán ser relacionados, informados y documentados al Interventor. La adopción de criterios de ingeniería y normas específicas para el Proyecto deberá ser tal que con su aplicación no se incumpla en ningún caso con lo establecido en los Documentos de Selección del Inversionista, en el Código de Redes y en los reglamentos técnicos que expida el Ministerio de Minas y Energía, MME.

40
41
42

1.1 REQUISITOS TÉCNICOS ESENCIALES

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

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

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

12 1.2 DEFINICIONES

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

15 2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

16 El Proyecto consiste del diseño, adquisición de los suministros, construcción, pruebas,
17 administración, operación y mantenimiento de la nueva subestación Sogamoso 500/230
18 kV y líneas asociadas, que incluye:

- 19 i. Instalación de una subestación con niveles de tensión 500 kV y 230 kV;
- 20 ii. Instalación de dos transformadores 500/230 kV de 450 MVA;
- 21 iii. Reconfiguración de la línea Primavera – Ocaña de 500 kV en Primavera –
22 Sogamoso y Sogamoso – Ocaña de 500 kV, a través de dos circuitos
23 independientes de 35 km aproximadamente al punto de seccionamiento de la
24 línea;
- 25 iv. Instalación de compensación reactiva inductiva maniobrable en los dos nuevos
26 extremos de las líneas a 500 kV;
- 27 v. Reconfiguración de la línea Barranca - Bucaramanga de 230 kV en Barranca -
28 Sogamoso y Sogamoso - Bucaramanga de 230 kV a través de dos circuitos, sobre
29 estructuras para dobles circuitos, de 1 km aproximadamente al punto de
30 seccionamiento de la línea;
- 31 vi. Instalación de un doble circuito, sobre estructuras para dobles circuitos, Sogamoso
32 - Guatiguara de 230 kV de 46 km aproximadamente.

1 2.1 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

2 Las obras en la Subestación Sogamoso, a cargo del Inversionista, consisten en la revisión
3 de la localización preliminar de este documento y selección del lote y la construcción de
4 una nueva subestación de 500/230 kV, localizada en el predio seleccionado. La
5 subestación estará conformada por dos patios de conexiones de 500 kV y 230 kV, con
6 equipo convencional tipo exterior.

7
8 Los dos barrajes de la Subestación Sogamoso, el de 500 kV y el de 230 kV, tendrán
9 esquema de Interruptor y Medio, y constara de módulos de línea, transformación y
10 reactores.

11
12

ÍTEM	DESCRIPCIÓN SUBESTACIÓN SOGAMOSO 500 kV	CANT
1	Bahía de Línea - Configuración interruptor y medio.	2
2	Bahía de transformador - Configuración interruptor y medio.	2
3	Autotransformador Banco 500/230 kV 450 MVA	2
4	Bahía de compensación reactiva de línea maniobrable.	2
5	Modulo de compensación reactiva de línea de 60 MVar con reactor de neutro.	2

13

ÍTEM	DESCRIPCIÓN SUBESTACIÓN SOGAMOSO 230 kV	CANT
9	Bahía de Línea - Configuración interruptor y medio.	4
10	Bahía de transformador - Configuración interruptor y medio.	2

14

ÍTEM	DESCRIPCIÓN SUBESTACIÓN GUATIGUARÁ 230 kV	CANT
11	Bahía de Línea - Configuración interruptor y medio.	2

15
16 Las figuras 2 y 3 corresponden a los diagramas unifilares de los barrajes a 500 kV y a 230
17 kV de la subestación Sogamoso. Sin embargo, considerando que las tres bahías
18 requeridas para la conexión de las tres líneas provenientes de las unidades de generación
19 del proyecto Hidro Sogamoso están a cargo de ISAGEN y no son objeto de la presente
20 Convocatoria Pública, el Transmisor y el promotor del proyecto de generación podrán
21 llegar a un acuerdo para efectos de ubicación física de las bahías de generación,

1 buscando una disposición con alto nivel de confiabilidad; en este caso, el diagrama unifilar
2 del barraje a 230 kV de la subestación Sogamoso objeto de la presente Convocatoria
3 Pública, podrá ser modificado previa revisión del Interventor y aprobación de la UPME.
4

5 2.2 CONEXIONES DEL PROYECTO

6 El proyecto tendrá los siguientes puntos de conexión para los cuales se debe establecer
7 un contrato de conexión con el dueño de los activos relacionados:

8 **Con Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. (ESSA)**

9 En el punto de seccionamiento de la línea Bucaramanga - Barranca 220 kV. El
10 Inversionista deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones,
11 control, protecciones de las bahías de la subestación Sogamoso y con las bahías en los
12 otros extremos de la línea. En este contrato de conexión se debe incluir a ISA
13 considerando que es propietaria de la línea mencionada desde la torre 1 a la torre 31
14 partiendo del pórtico de la subestación Bucaramanga.

15 El contrato de conexión deberá estar firmado antes del inicio de la construcción de las
16 obras.

17 **Con ISA S.A. E.S.P.**

18 En el punto de seccionamiento de la línea Primavera – Ocaña de 500 kV. El inversionista
19 deberá garantizar la compatibilidad con los sistemas de comunicaciones, control,
20 protecciones de las bahías de la subestación Sogamoso y con las bahías en los otros
21 extremos de las línea.

22 En Subestación Guatigura de 230 kV para la conexión de la nueva línea doblecircuito
23 Sogamoso – Guatiguará 230 kV. El barraje de la subestación deberá ser seccionado a
24 costo del inversionista ya que la subestación cuenta actualmente con más de 6 bahías. El
25 contrato de conexión deberá incluir aspectos como venta o arriendo de los espacios para
26 dos bahías de 230 kV y sus respectiva caseta de control de patio, Servicios auxiliares de
27 AC y DC para la nueva bahía, Comunicaciones con el CND, Integración de la bahía al
28 IHM de la subestación, operación y administración de la nueva bahía, además de otros
29 que las partes puedan considerar.

30 El inversionista también deberá tener en cuenta que es necesario prolongar el barraje de
31 la subestación Guatiguará para instalar la nueva bahía.

32 El contrato de conexión deberá estar firmado antes del inicio de la construcción de las
33 obras.

34 **Con ISAGEN SA ESP.**

1 El inversionista deberá garantizar la compatibilidad con las bahías de generación, sobre
2 todo en los aspectos de: comunicaciones, protecciones y control.

3 El contrato de conexión deberá considerar aspectos como los predios requeridos para la
4 infraestructura a instalar y las futuras ampliaciones. Este contrato deberá estar firmado a
5 más tardar dentro de los dos meses siguientes a la oficialización del Ingreso Anual
6 Esperado al Inversionista seleccionado, al menos en sus condiciones básicas.

7 **3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES**

8 El Interventor informará de manera independiente a la UPME, el cumplimiento de las
9 especificaciones técnicas consignadas en este Anexo. El uso de normas y procedimientos
10 aquí descritos podrá ser modificado en cualquier momento, hasta la fecha de realización
11 de los diseños o de realización de la obra según el caso, previa comunicación al
12 Interventor, quien informará a la UPME que los requisitos y calidades técnicas se
13 mantengan.

14
15 Las Especificaciones contenidas en este Anexo, se complementan con la información de
16 las subestaciones existentes que se incluyen en los documentos de esta Convocatoria.

17 **3.1 PARÁMETROS DEL SISTEMA**

18 Todos los equipos a ser suministrados por el inversionista deberán ser nuevos y cumplir
19 con las siguientes características técnicas del STN, las cuales serán verificadas por la
20 Interventoría para la UPME, respectivamente para cada una de las tensiones del proyecto.

21		
22	Tensión nominal	500 kV o 230 kV según el caso
23	Frecuencia asignada	60 Hz
24	Puesta a tierra	Sólida
25	Numero de fases	3
26	Servicios auxiliares AC	120/208V, tres fases, cuatro hilos.
27	Servicios Auxiliares DC	125V
28		
29		

30 **Líneas a 500 kV, desde Sogamoso hasta el punto de conexión con la línea existente** 31 **Primavera – Ocaña:**

32		
33	Tipo de línea:	Aérea con torres metálicas auto soportadas
34	Circuitos por torre:	1
35	Subconductores de fase:	3
36	Cables de guarda:	2
37		
38		

39 **Líneas de 230 KV Sogamoso – Bucaramanga y Sogamoso – Barranca, desde** 40 **Sogamoso hasta el punto de conexión con la línea existente Barranca -** 41 **Bucaramanga:**

1	Tipo de línea:	Aérea con torres metálicas auto soportadas
2	Circuitos por torre:	2
3	Subconductores de fase:	No hay
4	Cables de guarda:	2

5
6

7 **Nueva Línea de 230 KV Sogamoso - Guatiguara:**

9	Tipo de línea:	Aérea con torres auto soportadas
10	Circuitos por torre:	2
11	Subconductores de fase:	No hay
12	Cables de guarda:	2

13

14 **3.2 NIVEL DE CORTO CIRCUITO**

15 El poder de corto circuito asignado a los equipos que se instalarán objeto de la presente
16 Convocatoria no deberá ser inferior a 40 kA para 500 y 230 kV; pero adicionalmente el
17 inversionista deberá realizar los estudios pertinentes, que garantice que el nivel de corto
18 asignado será el adecuado para los equipos durante la vida útil de éstos. La duración
19 asignada al corto circuito es de un segundo.

20 **3.3 MATERIALES**

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

30 **3.4 EFECTO CORONA Y RADIOINTERFERENCIA**

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

1 3.5 LICENCIAS, PERMISOS Y CONTRATO DE CONEXIÓN

2 La consecución de todas las licencias y permisos son responsabilidad del Inversionista. La
3 celebración de los Contratos de Conexión deberá dar prioridad a todos los acuerdos
4 técnicos, administrativos, comerciales y operativos de tal forma que no existan
5 imprecisiones en este aspecto antes de la fabricación de los equipos y materiales del
6 Proyecto. La fecha para haber llegado a estos acuerdos técnicos se deberá reflejar como
7 Hitos en el cronograma del Proyecto. Los acuerdos administrativos y comerciales de los
8 Contratos de Conexión se podrán manejar independientemente de los acuerdos técnicos.
9 El conjunto de los acuerdos técnicos y administrativos constituye el Contrato de Conexión,
10 cuyo cumplimiento de la regulación vigente deberá ser verificado por el Interventor para la
11 UPME.

12 3.6 INFRAESTRUCTURA Y MÓDULO COMUNES

13 El Inversionista debe prever el espacio necesario para el desarrollo inicial y futuro de los
14 patios de conexiones de los niveles 500 kV y 230 kV junto con los espacios de acceso,
15 vías internas y edificios. Igualmente estará a cargo del Inversionista la vía de acceso al
16 predio de la Subestación Sogamoso.

17 El Inversionista deberá suministrar todos los elementos necesarios para la infraestructura
18 y módulos comunes de la Subestación Sogamoso 500 / 230 kV, es decir las obras civiles
19 y los equipos que sirven a la Subestación y que son utilizados por todas las bahías de la
20 Subestación. La infraestructura y módulo comunes de la Subestación consistirán como
21 mínimo de los siguientes componentes:

22 **Infraestructura civil:** compuesta por pozos de agua y/o toma de agua de acueducto
23 vecino si existe; la malla de puesta a tierra; las vías de acceso a la Subestación; las vías
24 internas de acceso a los patios de conexiones; la adecuación del terreno, proveer el
25 espacio para las bahías futuras y adecuar dicho terreno. Para el espacio que ocupará la
26 Subestación, incluye: drenajes; alcantarillado; barreras de protección y de acceso al
27 predio; todos los cerramientos para seguridad del predio; filtros y drenajes; pozo séptico y
28 de agua y/o conexión a acueducto / alcantarillados vecinos, si existen, alumbrado interior
29 y exterior y cárcamos comunes.

30 **Equipos:** el sistema de automatización, sistema de gestión de medición, protecciones y
31 sistema de comunicaciones propios de la Subestación Sogamoso, materiales de malla de
32 tierra y los equipos para los servicios auxiliares, equipos de conexión a 230 kV, todo esto
33 cableado y con las obras civiles asociadas, equipos de medición, control, protección y de
34 comunicaciones.

35 La Interventoría analizará, e informará a la UPME el resultado de su análisis, todas las
36 previsiones que faciliten la evolución de la Subestación Sogamoso en 500 kV y en 230 kV.

1 **3.7 PRUEBAS EN FÁBRICA**

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

8
9 Durante la etapa de fabricación de todos los equipos y materiales, estos deberán ser
10 sometidos a todas las pruebas de rutina y aceptación que satisfagan lo estipulado en la
11 norma para cada equipo en particular. Los reportes de prueba de aceptación deberán ser
12 avalados por personal idóneo en el laboratorio de la fábrica.

13

14 **3.8 ESPACIOS DE RESERVA EN LA SUBESTACIÓN SOGAMOSO 500/230 kV**

15 El inversionista deberá dotar la Subestación Sogamoso 500/230 kV de los espacios físicos
16 necesarios para facilitar la construcción de futuras bahías, sean de línea o de
17 transformación, y deberá adecuar el terreno, no obstante lo anterior, los equipos para las
18 bahías futuras no son parte del Proyecto.

19

20 Entre las previsiones se deberá considerar la futura instalación de:

21

- 22 • En 500 kV, al menos dos diámetros completos adicionales.
- 23 • En 230 kV, al menos un diámetro completo adicional en 230 kV y la bahía de
24 aquellos diámetros que queden incompletos.

25

26 La Interventoría verificará el cumplimiento de las exigencias para los espacios de reserva
27 establecidas en el presente Anexo.

28

29 El Transmisor no estará obligado a prever espacios de reserva para futuros campos del
30 generador. En caso de requerirse tal previsión, será un acuerdo independiente a la
31 presente Convocatoria.

32

33 **4. ESPECIFICACIONES PARA LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN A 500 y 230 KV**

34 **4.1 GENERAL**

35 En la siguiente tabla se presentan las especificaciones técnicas generales para las nuevas
36 líneas de 500 kV y de 230 kV:

37

38

Líneas de 500 kV			
Item	Descripción		Magnitud
1	Voltaje nominal trifásico		500 kV
2	Frecuencia nominal		60 Hz
3A	Número de circuitos		1 (Sogamoso-Ocaña)
3B	Número de circuitos		1 (Sogamoso-Primavera)
4	Número de fases		3
5	Subconductores por fase		3
6	Cantidad de cables de guarda		2
7	Longitud estimada de las líneas nuevas		35.40 km cada una
8	Altura promedio sobre el nivel del mar		100 m
9	Distancias de seguridad	Código de Redes	Numeral 2.8
10	Ancho de servidumbre		64 m
11	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes	Numeral 2.2
12	Contaminación salina	No se presenta	
13	Condiciones de tendido de los cables	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.5
14	Estructuras	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.6
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.6
16	Herrajes	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.9
17	Cadena de aisladores	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.9
18	Diseño aislamiento	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.4
19	Valor resistencia de puesta a tierra	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.10
20	Sistema de puesta a tierra	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.10
21	Salidas por descargas atmosféricas	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.4
22	Cimentaciones	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.7

1

Líneas de 230 kV			
Item	Descripción		Magnitud
1	Voltaje nominal trifásico		230 kV
2	Frecuencia nominal		60 Hz
3	Número de circuitos (Sogamoso-Guatiguara)		1
	Número de circuitos (Sogamoso-Bucaramanga/ Sogamoso-Barranca)		2
5	Subconductores por fase		No hay
6	Cantidad de cables de guarda		2
7	Longitud estimada Sogamoso-Guatiguara		45.94 km
8	Altura promedio sobre el nivel del mar Sogamoso-Guatiguara		1000 m

Líneas de 230 kV			
Item	Descripción		Magnitud
	Longitud estimada Sogamoso-Bucaramanga /Sogamoso- Barranca		0.43 km
	Altura promedio sobre el nivel del mar Sogamoso-Bucaramanga/Sogamoso-Barranca		220 m
9	Distancias de seguridad	Código de Redes	Numeral 2.8
10	Ancho de servidumbre		32 m
11	Máximo campo eléctrico e interferencia	Código de Redes	Numeral 2.2
12	Contaminación salina	No se presenta	
13	Condiciones de tendido de los cables	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.5
14	Estructuras	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.6
15	Árboles de carga y curvas de utilización	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.6
16	Herrajes	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.9
17	Cadena de aisladores	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.9
18	Diseño aislamiento	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.4
19	Valor resistencia de puesta a tierra	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.10
20	Sistema de puesta a tierra	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.10
21	Salidas por descargas atmosféricas	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.4
22	Cimentaciones	Anexo CC1 Código de Conexión	Numeral 2.7

1 El Anexo CC1 del Código de Conexión está contenido en el Código de Redes de la
2 Resolución CREG 025 de 1995 y sus modificaciones.

3 4.2. ESPECIFICACIONES LÍNEAS DE TRANSMISIÓN 500 KV Y 230 kV

4 Si bien, la selección de la ruta de las líneas de transmisión asociadas con la subestación
5 Sogamoso 500 kV y 230 kV es responsabilidad del Inversionista, es conveniente hacer
6 algunas anotaciones, a título informativo, sobre las características técnicas, geológicas y
7 geomorfológicas.

8 4.3 LONGITUD DE LAS LÍNEAS

9 Las longitudes anunciadas en este documento son de referencia y basadas en estimativos
10 preliminares. Por tanto, los cálculos y valoraciones que realice el Inversionista para
11 efectos de su propuesta económica deberán estar basados en sus propias
12 consideraciones.

Línea	Voltaje	Longitud Aproximada (km)
15 Sogamoso – Ocaña (*)	500 kV	35.00
16 Sogamoso – Primavera (*)	500 kV	35.00
17 Sogamoso – Guatiguara	230 kV	46.00
18 Sogamoso-Bucaramanga (**)	230 kV	1.00

1	Sogamoso-Barranca (**)	230 kV	1.00
2			
3	(*) Desde el punto de seccionamiento de la línea Primavera-Ocaña a la subestación		
4	Sogamoso.		
5	(**) Desde el punto de seccionamiento de la línea Barranca-Bucaramanga a la		
6	subestación Sogamoso.		

7 4.4 ESPECIFICACIONES DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN LÍNEAS DE 500 Y 230 kV

8 Las especificaciones de diseño y construcción que se deben cumplir para la ejecución del
9 Proyecto son las establecidas en este Anexo No. 1 de los DSI, en el Código de Redes
10 (Resolución CREG 025 de 1995 y actualizaciones, en especial CREG 098 de 2000) y en
11 el RETIE (Resolución MME 18-1294 de agosto de 2008, Resolución 18 0195 de febrero
12 de 2009 y actualizaciones posteriores, previas al diseño y construcción de la línea).
13

14 4.4.1 Aislamiento

15 El Inversionista deberá verificar la coordinación de aislamiento de las líneas y
16 subestaciones, teniendo en cuenta los máximos sobre-voltajes que puedan presentarse
17 en las líneas o extremos desconectados del sistema, bajo la hipótesis de que el voltaje
18 máximo continuo de operación de los equipos no excederá el 10% del voltaje nominal.
19

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

24 4.4.2 Conductores de fase

25 La verificación de las siguientes condiciones y/o límites será responsabilidad del
26 Inversionista. El Interventor informará a la UPME que el diseño realizado por el
27 Inversionista cumple con las normas técnicas aplicables y con los valores límites
28 establecidos máximos:
29

30 **Líneas de 500 kV para reconfiguración de la línea Ocaña – Primavera**

31 Se considera que el conductor a ser instalado para reconfigurar la línea debe
32 tener una capacidad de transporte no inferior a la del conductor actualmente
33 instalado en ella. De acuerdo con los parámetros técnicos reportados por ISA, el
34 conductor de fase de la línea Ocaña – Primavera 500 kV es ACAR 1200 kCM,
35 con tres subconductores por fase.
36
37

38 **Líneas de 230 kV para la reconfiguración de la línea Barranca-Bucaramanga**

1
2 Se considera que el conductor a ser instalado para la nueva línea debe tener una
3 capacidad de transporte no inferior a 810 A, para lo cual puede ser suficiente con
4 el conductor ACSR Drake 795 kCM igual al instalado en la actual línea
5 Bucaramanga – Barranca.

6 7 8 **Línea de 230 kV Sogamoso-Guatiguará**

9
10 Se considera que el conductor a ser instalado para cada circuito de la nueva línea
11 Sogamoso – Guatiguará debe tener una capacidad de transporte no inferior a los
12 900 Amperios.

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

16
17 El conductor seleccionado deberá cumplir con los criterios de radio interferencia en buen
18 tiempo establecidos en el anexo CC1 del Código de Redes, resolución CREG 098 de
19 2000, numeral 2.2 y/o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las obras.

20
21 De acuerdo con lo establecido en el numeral 14.4 del Artículo 15 del RETIE, los valores
22 máximos permitidos para Intensidad de Campo Eléctrico y Densidad de Flujo Magnético
23 son los indicados en la Tabla 21 del RETIE, donde el público o una persona en particular
24 pueden estar expuestos durante varias horas.

25
26 El valor de resistencia DC a 20°C del conductor de cada una de las líneas reconfiguradas
27 no podrá ser superior al valor de resistencia DC a 20°C del conductor que actualmente
28 tiene cada una de las líneas que se reconfiguran.

29 **4.4.3 Cables de guarda**

30 El cable de guarda para los nuevos tramos de línea de 500 kV debe mantener las mismas
31 características del actualmente instalado en la línea de 500 kV Ocaña-Primavera. Esta
32 línea actualmente posee cables de guarda AW 7 No 8 AWG.

33
34 El cable de guarda para los nuevos tramos de línea de 230 kV resultantes de la
35 reconfiguración de Bucaramanga – Barranca, debe mantener las mismas características
36 del actualmente instalado en esta línea. El cable de guarda actualmente instalado en la
37 línea Bucaramanga-Barranca correspondiente al acero extra-resistente (EHS) 3/8

38
39 La verificación de las siguientes condiciones será responsabilidad del Transmisor.

40
41 Se requiere que todos los tramos de línea tengan cable de guarda. El cable de guarda a
42 instalar deberá soportar el impacto directo de las descargas eléctricas atmosféricas que
43 puedan incidir sobre la línea, garantizando el criterio de comportamiento indicado en el

- 1 diseño del aislamiento. El incremento de temperatura del cable de guarda a ser instalado
2 deberá soportar las corrientes de corto circuito monofásico de la línea.
3
- 4 En cualquier condición, la tensión longitudinal máxima en el conductor o cable de guarda,
5 no deberá exceder el 50% de su correspondiente tensión de rotura.
6
- 7 El Interventor informará a la UPME que el diseño realizado por el Transmisor cumple con
8 las normas técnicas aplicables y con las siguientes especificaciones y/o valores máximos.
- 9 4.4.4 Puesta a tierra de las líneas
- 10 El sistema de puesta a tierra se diseñará de acuerdo con las condiciones específicas del
11 sitio de las estructuras, buscando ante todo preservar la seguridad de las personas. Con
12 base en la resistividad del terreno y la componente de la corriente de corto circuito que
13 fluye a tierra a través de las estructuras, se deben calcular los valores de puesta a tierra
14 tal que se garanticen las tensiones de paso de acuerdo con la recomendación IEEE 80 y
15 con lo establecido en el Artículo 15 del RETIE en su última revisión. La medición de los
16 voltajes de paso y contacto para efectos de la comprobación antes de la puesta en
17 servicio de las Subestaciones y las líneas, deberán hacerse de acuerdo con lo indicado en
18 el Artículo 15 del RETIE y específicamente con lo establecido en el numeral 15.5.3.
- 19 4.4.5 Estructuras
- 20 El dimensionamiento eléctrico de las estructuras se debe definir mediante combinación de
21 las distancias mínimas correspondientes a las sobretensiones debidas a descargas
22 atmosféricas, a las sobretensiones de maniobra y a las sobretensiones de frecuencia
23 industrial.
24
- 25 Las estructuras de apoyo para las líneas deberán ser auto soportadas y no deberán
26 requerir para su montaje el uso de grúas autopropulsadas ni de helicópteros. El
27 Transmisor podrá hacer uso de estos recursos para su montaje pero, se requiere que
28 estas estructuras puedan ser montadas sin el concurso de este tipo de recursos.
29
- 30 El cálculo de las curvas de utilización de cada tipo de estructura, la evaluación de los
31 árboles de cargas definitivos debe hacerse para cada una de las hipótesis de carga y el
32 diseño estructural deberá adelantarse según lo establecido en la última revisión del
33 RETIE, Artículo 25.
- 34 4.4.6 Localización de estructuras
- 35 Para la localización de estructuras, deberán respetarse las distancias mínimas de
36 seguridad sobre el terreno y obstáculos, medidas en metros para las condiciones de
37 máxima temperatura del conductor exigidas durante toda la vida útil del Proyecto según el
38 RETIE, Artículo 13.
39

1 4.4.7 Sistema Antivibratorio

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

11 4.4.8 Cimentaciones

12 Para los fines pertinentes el Interventor revisará los resultados de las memorias de cálculo
13 de las cimentaciones propuestas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG
14 098 de 2000, numeral 2.7., o en sus actualizaciones posteriores previas al inicio de las
15 obras.

16 4.4.9 Obras complementarias

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

23 4.5 INFORME TÉCNICO.

24 De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 de la Resolución CREG 098 de 2000 o
25 como se establezca en resoluciones posteriores a esta, el Interventor verificará que el
26 Transmisor suministre los siguientes documentos técnicos durante las respectivas etapas
27 de construcción de las líneas de transmisión del Proyecto:
28

- 29 - Informes de diseño de acuerdo con el numeral 3.1 de la Resolución CREG 098
30 de 2000.
- 31 - Planos definitivos de acuerdo con el numeral 3.2 de la Resolución CREG 098 de
32 2000.
- 33 - Materiales utilizados para la construcción de las líneas del Proyecto de acuerdo
34 con el numeral 3.3 de la Resolución CREG 098 de 2000.
- 35 - Servidumbres de acuerdo con el numeral 3.4 de la Resolución CREG 098 de
36 2000.
- 37 - Informe mensual de avance de obras de acuerdo con el numeral 3.5.1 de la
38 Resolución CREG 098 de 2000.

1 - Informe final de obra de acuerdo con el numeral 3.5.2 de la Resolución CREG
2 098 de 2000.
3

4 **5. ESPECIFICACIONES PARA LA SUBESTACIÓN**

5 5.1 GENERALIDADES

6 Las siguientes son las especificaciones técnicas para la Subestación Sogamoso 500 / 230
7 kV, la cual deberá tener configuración de interruptor y medio en 500 y 230 kV.

8
9 La siguiente tabla presenta las bahías de 500 y 230 kV que deberán tener las
10 subestaciones:
11

DESCRIPCIÓN	SOGAMOSO 500 kV	SOGAMOSO 230 kV	GUATIGUARA 230 kV
Configuración	Interruptor y medio	Interruptor y medio	Doble Barra principal + transferencia
Subestación nueva	SI	SI	NO
Propietario de la subestacion.	Inversionista	Inversionista	ISA SA ESP
Número de bahías de línea	2	4	2
Número de bahías de transformación	2	2	0
Número de bancos de transformación de 500/230 kV 450 MVA	2	0	0
Bahía de compensación reactiva de línea maniobrabable.	2	0	0
Modulo de compensación reactiva de 60 MVar con reactor de neutro.	2	0	0

12
13
14 **Predio de la Subestación Sogamoso 500/230 kV:** será el que seleccione el inversionista
15 al inicio de los trabajos. La UPME, con base en las investigaciones preliminares
16 adelantadas sobre áreas restringidas en la zona, elaboró el Anexo 1A, en el que se
17 indican aspectos ilustrativos de la localización general de la subestación el fin de
18 proporcionar a los potenciales Inversionistas una información preliminar sobre el área en
19 la cual podría ubicarse la subestación Sogamoso 500/230 kV. No obstante, será el
20 inversionista el que, con base en sus investigaciones detalladas y sus consultas a las
21 Entidades relacionadas con las reservas forestales, con el Plan de Ordenamiento

1 Territorial, con las restricciones para la aeronavegación en el área de interés para el
2 Proyecto y, en general, con todo tipo de restricciones y reglamentaciones existentes, el
3 que defina el sitio de la subestación Sogamoso 500 / 230 kV.
4

5 El mapa de la Figura No. 1 incluye también los preliminar de la aproximación de las líneas
6 de 500 y 230 kV a la subestación Sogamoso 500/230 kV.
7

8 **Conexiones con las bahías de otras subestaciones:** El inversionista de la subestación
9 Sogamoso 500/230 kV deberá proveer los equipos necesarios para hacer completamente
10 compatibles en funcionalidad y aspectos de comunicaciones, control y protección las
11 bahías correspondientes en la Subestaciones existentes de: Barranca, Ocaña, Primavera
12 y Guatiguara.
13

14 **Servicios Auxiliares en la Subestación:** el inversionista deberá proveer los servicios
15 auxiliares en AC suficientes para la topología de la Subestación, así: alimentación
16 principal, la cual se puede tomar, previo Contrato de Conexión con el Operador de Red
17 (OR), de una línea de media tensión, que esté disponible en un sitio cercano a las obras,
18 complementada con una alimentación de respaldo mediante planta de emergencia. El
19 dimensionamiento de la planta de emergencia debe ser informado a la Interventoría.
20

21 **Infraestructura y Módulo comunes:** como parte del Proyecto, el inversionista deberá
22 implementar todas las obras y equipos constitutivos del modulo común como se describe
23 en el numeral 3.7 de este Anexo.
24

25 **Previsiones para ampliaciones futuras y conexiones con los Operadores de Red:** el
26 Inversionista deberá proveer todos los espacios necesarios para las ampliaciones de la
27 Subestación Sogamoso en 500 y 230 kV.
28

29 **Particularmente, en la Subestación Sogamoso:** el inversionista deberá proveer todas
30 las facilidades en los equipos para que el diámetro que no tenga ocupados sus dos
31 salidas esté equipado con el corte central.
32

33 **Normas para fabricación de los equipos:** El Transmisor deberá suministrar equipos de
34 conformidad con la última edición de las Normas International Electrotechnical
35 Commission – IEC, ANSI - American National Standards Institute, IEEE - Institute of
36 Electrical and Electronics Engineers, International Organization for Standardization – ISO,
37 International Telecommunications Union - ITU-T, Comité Internacional Spécial des
38 Perturbations Radioélectriques – CISPR. El uso de normas diferentes deberá ser
39 sometido a consideración del Interventor quien decidirá sobre aspectos eminentemente
40 técnicos y de calidad.
41

42 **Condiciones Sísmicas:** Los suministros deberán tener un nivel de desempeño sísmico
43 clase III de acuerdo con la publicación IEC 60068-3-3 “Guidance Seismic Test Methods for
44 Equipments”. El Transmisor deberá entregar copias al Interventor de las memorias de
45 cálculo en donde se demuestre que los suministros son aptos para soportar las
46 condiciones sísmicas del sitio de instalación.

1 5.2 PROCEDIMIENTO GENERAL DEL DISEÑO

2 Este procedimiento seguirá la siguiente secuencia:

3

4

- 5 a) Inicialmente, el Inversionista preparará las Especificaciones Técnicas del
6 Proyecto, que gobernarán el desarrollo total del Proyecto.

7

8

9

10

11

12

13

14

15

16

17

18

19

20

21

22

23

24

25

26

27

28

29

30

31

32

33

34

35

36

37

38

39

40

41

42

43

44

45

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

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

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

- 42 b) Por solicitud de la UPME, las Especificaciones Técnicas del Proyecto serán
43 revisadas por el Interventor, quien hará los comentarios necesarios,
44 recomendando a la UPME solicitar todas las aclaraciones y justificaciones por
45 parte del Transmisor. Para lo anterior se efectuarán reuniones conjuntas entre

1 ambas partes para lograr los acuerdos modificatorios que deberán plasmarse
2 en comunicaciones escritas.

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

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

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

14
15 Los documentos serán clasificados como: documentos de Ingeniería Básica; documentos
16 de Ingeniería de Detalle; memorias de cálculos a nivel de Ingeniería Básica y de Detalle;
17 documentos de seguimiento de los Suministros; y documentos que especifiquen la
18 pruebas en fábrica y en campo; los procedimientos de montaje y puesta en servicio y la
19 operación y mantenimiento.

20
21 La lista y clasificación de la documentación debe ser preparada por el Transmisor y
22 entregada a la Interventoría para revisión.

23
24 Los documentos de Ingeniería Básica, son aquellos que definen los parámetros básicos
25 del Proyecto; dan a conocer el dimensionamiento del mismo; determinan las
26 características para la adquisición de equipos; especifican la filosofía de comunicaciones,
27 control, medición y protección; establecen la implantación física de las obras; especifican
28 las provisiones para el desarrollo futuro del Proyecto; establecen las reglas para efectuar
29 la Ingeniería de Detalle e incluye las memorias de cálculos que soportan las decisiones de
30 Ingeniería Básica.

31
32 Todos los documentos de Ingeniería Básica serán objeto de revisión por parte de la
33 Interventoría para conocimiento de la UPME. Sobre cada uno de estos documentos, la
34 Interventoría podrá solicitar aclaraciones o justificaciones que estime conveniente,
35 haciendo los comentarios respectivos a la UPME

36
37 Los documentos de Ingeniería de Detalle; son los necesarios para efectuar la construcción
38 y el montaje del Proyecto; permiten definir y especificar cantidades y características de
39 material a granel o accesorio e incluye todas las memorias de cálculos que soporten las
40 decisiones en esta fase de ingeniería. Esta ingeniería se fundamentará en las
41 especificaciones de Ingeniería de Detalle que se emitan en la fase de Ingeniería Básica.

42
43 Todos los documentos de Ingeniería de Detalle serán objeto de revisión por parte de la
44 Interventoría, quien formulará los comentarios respectivos a la UPME.

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

6 Los documentos que especifiquen y muestren los resultados de las pruebas en fábrica y
7 en campo, la puesta en servicio, la operación del Proyecto y el mantenimiento, serán
8 objeto de revisión por parte de la Interventoría, quien hará los comentarios a la UPME.
9

10 Todos los comentarios y conceptos que reciba la UPME de la Interventoría, serán
11 trasladados al Transmisor para las aclaraciones correspondientes.
12

13 5.3 ESTUDIOS DEL SISTEMA

14 Bajo esta actividad, el Transmisor deberá presentar al Interventor para los fines
15 pertinentes a la Interventoría los estudios eléctricos que permitan definir los parámetros
16 útiles para el diseño básico y detallado de la Subestación y de las líneas; entre todos los
17 posibles, se destacan como mínimo la elaboración de los siguientes documentos técnicos
18 y/o memorias de cálculo:
19

- 20 - Condiciones atmosféricas del sitio de instalación, parámetros ambientales y
21 meteorológicos, contaminación ambiental.
- 22 - Estudios topográficos, geotécnicos, sísmicos y de resistividad.
- 23 - Cálculo de flechas y tensiones.
- 24 - Flujos de carga; estudios de corto circuito; estudio de estabilidad para
25 determinar tiempos máximos de despeje de fallas; y cálculos de
26 sobretensiones.
- 27 - Estudios de coordinación de protecciones.
- 28 - Selección de aislamiento de acuerdo con metodología IEC, incluye selección
29 de pararrayos y distancias eléctricas.
- 30 - Estudio de cargas ejercidas sobre las estructuras metálicas de soporte debida
31 a sismo y a corto circuito.
32
- 33 - Selección de equipos, conductores para barrajes, cables de guarda y
34 conductores aislados.
- 35 - Memoria de revisión de los enlaces de comunicaciones existentes.
- 36 - Estudio de apantallamiento contra descargas atmosféricas
- 37 - Dimensionamiento de los servicios auxiliares AC y DC.
- 38 - Informe de interfaces con equipos existentes.
- 39 - Estudios ambientales, programas del Plan de Manejo Ambiental, (PMA) de
40 acuerdo con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA)
- 41 - Ajustes de relés de protecciones, dispositivos de mando sincronizado (si se
42 requieren) y registradores de fallas.
43

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

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

11 5.4 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

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

15 5.5 EQUIPOS DE POTENCIA

16 5.5.1 Transformador de Potencia

17 El Inversionista suministrará al Interventor copia de toda la documentación que le permita
18 analizar el cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos en la última edición de la
19 publicación IEC 60076, “*Power Transformers*” o ANSI.

20

21 El transformador será un banco de 450 MVA, de servicio continuo de relación 500/230
22 kV. La capacidad total de 450 MVA, significa la potencia nominal que puede desarrollar
23 bajo la máxima etapa de enfriamiento y a las condiciones de altura sobre el nivel del mar y
24 temperatura ambiente en donde estará la subestación.

25

26 Los transformadores deberán estar dotados de cambiador de derivaciones, para
27 operación manual y automática bajo carga, con un total de 21 pasos de 1.25% cada uno,
28 con la posición 1 para la máxima relación y la posición 21 para la mínima relación.

29

30 **Pruebas de rutina:** El transformador de Potencia debe ser sometido a las pruebas de
31 rutina establecidos en las publicaciones IEC 60076 o ANSI Copia de los respectivos
32 protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría

33

34 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
35 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores similares en todo
36 de acuerdo con las publicaciones IEC 60076 o ANSI; si el Inversionista no dispone de
37 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

1 5.5.2 Reactor inductivo

2 Con el fin de mejorar restricciones del STN se requiere de la instalación de módulos de
3 compensación inductiva de 60 MVAR en la salida de las líneas Sogamoso –Primavera y
4 Sogamoso – Ocaña de la subestación Sogamoso a 500 kV, maniobrables de acuerdo con
5 las necesidades del SIN. El Proyecto también incluye la instalación de las
6 correspondientes bahías de conexión a las líneas de 500 kV y demás equipo necesario
7 como puesta a tierra de los reactores mediante un reactor de neutro, equipos de medida,
8 control, protección, comunicaciones y equipos auxiliares, que posean características
9 adecuadas para el correcto funcionamiento.

10

11 Se tiene previsto que los Oferentes ubiquen los módulos en el espacio físico descrito por
12 los planos de localización general anexos a esta convocatoria. Se deben realizar la
13 totalidad de las obras civiles correspondientes para el adecuado montaje de los reactores
14 inductivos de compensación.

15

16 Especificaciones del Reactor:

17

18 CAPACIDAD EFECTIVA DE APORTE AL SISTEMA:	60 MVAR .
19 TIPO DE OPERACIÓN:	Exterior
20 NORMAS DE FABRICACIÓN:	ANSI - IEC
21 FRECUENCIA:	60 Hz
22 NÚMERO DE FASES:	3

23

24 El reactor deberá estar provisto de transformadores de corriente tipo buje en las
25 cantidades y con las características específicas para la protección propia del equipo y
26 para la operación, control y protección del reactor.

27

28 **Pruebas de rutina:** Los reactores deberán ser sometido a las pruebas de rutina
29 establecidos en las publicaciones IEC o ANSI Copia de los respectivos protocolos de
30 prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría

31

32 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
33 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre reactores similares en todo de
34 acuerdo con las publicaciones IEC o ANSI si el Inversionista no dispone de estos
35 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

36 5.5.3 Interruptores

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

40

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

43

1 **Mecanismos de operación:** los armarios y gabinetes deberán tener como mínimo el
2 grado de protección IP54 de acuerdo con IEC 60947-1 o ANSI, No se permitirán fuentes
3 centralizadas de aire comprimido o aceite para ninguno de los interruptores. Los circuitos
4 de fuerza y control deben ser totalmente independientes.
5

6 **Pruebas de rutina:** los interruptores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
7 establecidos en la publicación IEC 62271-100 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos
8 de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la Interventoría.
9

10 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
11 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre interruptores similares en todo de
12 acuerdo con la publicación IEC 62271-100 o ANSI, si el Inversionista no dispone de estos
13 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
14

15 5.5.4 Descargadores de Sobretensión

16 Los descargadores de sobretensión deben cumplir con IEC 60099-4, “surge arrester”. Los
17 descargadores deben ser de óxido de zinc (ZnO) sin explosores, equipados con
18 dispositivo de alivio de presión. Los descargadores se conectarán fase a tierra.
19

20 **Pruebas de rutina:** los descargadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
21 establecidas en la publicación IEC 60099-4 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos
22 de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la Interventoría.
23

24 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
25 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre descargadores similares, en todo
26 de acuerdo con la publicación IEC 60099-4 o ANSI, si el Inversionista no dispone de estos
27 documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
28

29 5.5.5 Seccionadores y seccionadores de puesta a tierra

30 El Inversionista deberá suministrar seccionadores que cumplan con la publicación IEC
31 62271-102, “Alternating current disconnectors and earthing switches” o ANSI. Los
32 seccionadores deben ser de accionamiento manual y motorizado, tripolar. Los
33 seccionadores de puesta a tierra deben ser aptos para maniobrar las corrientes inducidas
34 por los otros circuitos.
35

36 **Pruebas de rutina:** los seccionadores deben ser sometidos a las pruebas de rutina
37 establecidos en la publicación IEC 62271-102 o ANSI. Copia de los respectivos protocolos
38 de prueba deberán ser presentados para los fines que requiera la Interventoría.
39

40 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
41 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre seccionadores similares en todo
42 de acuerdo con la publicación IEC 62271-102 o ANSI, si el Inversionista no dispone de
43 estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.
44

1

2 5.5.6 Transformadores de tensión

3 Los transformadores de tensión deben cumplir con IEC 60186, “*voltage transformers*”, IEC
4 60358, “*Coupling capacitor and capacitor dividers*”, IEC 60044-4, “*Instrument*
5 *transformers, Measurement of partial discharges*” o ANSI.

6
7 Los transformadores de tensión deben ser del tipo divisor capacitivo, para conexión entre
8 fase y tierra. La precisión de cada devanado debe cumplirse sin la necesidad de utilizar
9 cargas externas adicionales. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente en
10 ANSI, y específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución
11 CREG 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus
12 anexos.

13
14 **Pruebas de rutina:** los transformadores de tensión deben ser sometidos a las pruebas de
15 rutina establecidos en la publicación IEC 60186, sección 5 y 25, IEC 60358 cláusula 7.1. o
16 su equivalente ANSI. Copia de los respectivos protocolos de prueba deberán ser
17 presentados para fines pertinentes de la Interventoría.

18
19 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
20 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de tensión
21 similares en todo de acuerdo con la publicación IEC 60186, sección 4 y 24 e IEC 60358,
22 cláusula 6.2, o sus equivalente ANSI, si el Inversionista no dispone de estos documentos
23 deberá hacer las respectivas pruebas a su costa.

24 5.5.7 Transformadores de corriente

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

29
30 Los transformadores de corriente deben ser de relación múltiple con cambio de relación
31 en el secundario. Deben tener precisión 0.2s, según IEC o su equivalente ANSI, y
32 específicamente, cumplir todos los requisitos técnicos exigidos por la Resolución CREG
33 025 de 1995, en su última revisión, en lo referente al Código de Medida y sus anexos.

34
35 **Pruebas de rutina:** los transformadores de corriente deben ser sometidos a las pruebas
36 de rutina establecidos en la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6. O ANSI, Copia de los
37 respectivos protocolos de prueba deberán ser presentados para fines pertinentes de la
38 Interventoría.

39
40 **Pruebas tipo:** en caso de que el Interventor lo requiera, el Inversionista debe entregar
41 una copia de los reportes de pruebas tipo hechas sobre transformadores de corriente
42 similares en todo de acuerdo con la publicación IEC 60044-1 e IEC 60044-6, o ANSI si el

1 Inversionista no dispone de estos documentos deberá hacer las respectivas pruebas a su
2 costa.

3 5.6 EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

4 5.6.1 Sistemas de Protección

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

12
13 El esquema de protección de las líneas nuevas deberá consistir en dos protecciones
14 principales de línea con principio de operación diferente, o en el caso de que sean dos
15 protecciones de distancia, éstas deben tener distintos principios de medición. El esquema
16 completo deberá consistir de relés rápidos para emisión y recepción del disparo directo
17 transferido; falla interruptor; funciones de recierre y verificación de sincronismo, protección
18 de sobretensión; supervisión del circuito de disparo y registro de fallas. La protección de
19 línea debe dar disparo monopolar y tripolar e iniciar el ciclo de recierre.

20
21 El Inversionista deberá verificar en sitio la validez de la información técnica disponible en
22 la UPME. El Interventor conceptuará para la UPME el cumplimiento de requisitos de las
23 protecciones según CREG 025 de 1995, anexo CC4, numeral 3.1.

24
25 El esquema de protección de barras, en la Subestación Sogamoso deberá consistir de un
26 sistema de protección diferencial de barras, porcentual o moderada.

27
28 Los relés de protección, y registradores de fallas deberán ser de estado sólido, de
29 tecnología numérica o digital. Los relés de protección, y los registradores de fallas deben
30 incorporar dispositivos de prueba que permitan aislar completamente los equipos de los
31 transformadores de medida de los circuitos de disparo, polaridades y del arranque de la
32 protección por falla en interruptor, de tal manera que no se afecte ningún otro equipo de
33 forma automática sin tener que hacer puentes externos. Los equipos deberán contar con
34 todos los módulos, tarjetas y elementos que sean necesarios para las labores de
35 búsqueda de fallas paramétricas de los relés de protección y registradores de fallas.

36

37 5.6.2 Sistema de Automatización y Control de la Subestación

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

40

Nivel	Descripción	Modos de Operación
3	Corresponde a los sistemas de información y control.	En modo de supervisión y/o telecontrol 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 control y los sistemas remotos de información.	Desde el sistema remoto independiente de la IHM de las Subestaciones y desde el IMH, debe ser independiente de cualquier falla en las interfases de usuario IHM.
2	Corresponde al sistema de control de la subestación tal como: controladores de Subestación, almacenamiento de datos y el IHM, localizados en la sala de control de la Subestación.	Corresponde al mando desde las estaciones de operación localizadas en la Subestación. Este es el modo de operación normal para la Subestación atendida. En el IHM se deberán tener despliegues gráficos que muestren en forma dinámica las condiciones de los enclavamientos para cada tipo de maniobra.
	El sistema de procesamiento del nivel 2 procesa la información de la Subestación para que pueda ser utilizada por el IHM del nivel 2 y pueda ser almacenada para operación, análisis futuros, mantenimiento y generación de reportes.	
	Comunicaciones e Interfases Nivel 2 y Nivel 1: Corresponde a la red de área local de la Subestación, la cual permite la comunicación entre los equipos de nivel 2, los controladores de subestación, de bahía y otros IEDs de nivel 1.	

Nivel	Descripción	Modos de Operación
1	<p>Controladores de bahía, que se encargan de la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y sistema de servicios auxiliares de la Subestación. A través del panel frontal de cada controlador de bahía, se debe proporcionar un nivel básico de acceso al personal de operación para la supervisión y control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.</p> <p>Comunicaciones e interfases Nivel 1 y 0. Corresponde a la comunicación entre los controladores de bahía, los IEDs y al cableado convencional o por redes de las señales individuales de entrada y salida asociadas con los equipos de protecciones, medida y potencia en el patio de la Subestación. Deberá haber integración de las protecciones con el Sistema de Automatización.</p>	<p>Para el equipo de alta tensión y los servicios auxiliares, los modos corresponden al mando de los equipos de maniobra desde el controlador de bahía a través del panel frontal.</p>
0	<p>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.</p>	<p>Corresponde al mando directamente desde las cajas de mando de los interruptores y seccionadores en el conjunto de equipos de potencia de las Subestaciones y para los servicios auxiliares desde sus propios gabinetes.</p>

1
2 El Transmisor verificará y certificará que la arquitectura del Sistema de Automatización
3 podrá ser ampliada a medida que se expanda la Subestación, sin cambios fundamentales
4 en su arquitectura permitirá cambios en la funcionalidad, hardware y software, deberá
5 interoperar, (puede intercambiar y compartir recursos de información), con IEDs de
6 diversos suministradores, razón por la cual deberán utilizarse protocolos abiertos. El
7 Transmisor verificará, igualmente que el Sistema de Control ofrezca una respuesta abierta
8 y modular a las necesidades de protecciones, automatismos, control y monitoreo de la
9 Subestación. Copia de toda la información relacionada con la arquitectura del Sistema de
10 Automatización y con el Sistema de Control, deberá ser entregada por el Transmisor al
11 Interventor.
12

Características Generales

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

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

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:

- Las redes de comunicación entre los controladores de bahía deberán ser de protocolo, que resulte compatible con las comunicaciones existentes.
- La arquitectura del sistema estará compuesta de equipos, que deben permitir:
 - Optimización de la integración funcional a través de intercambios rápidos entre equipos vía la red.
 - Integrar los equipos de otros proveedores con el Sistema de control y Automatización de la Subestación.
- La herramienta de gestión del sistema debe permitir por lo menos las siguientes funciones:
 - Gestión de las bases de datos del sistema.
 - Permitir la integración de elementos futuros.
 - Implementación de herramientas de seguridad y administración.
 - Gestión del modo de funcionamiento de los equipos permitiendo la explotación normal, el mantenimiento y/o paro de cada elemento del sistema sin perturbar ni detener el sistema.
 - Mantenimiento de cada equipo.

- 1 • Gestión de protecciones que permite verificar y dar parámetros a las protecciones
2 del sistema.
3 • Registro de eventos.
4

5 Los IED de protección, los controladores de bahía, los controladores de subestación y/o
6 computadores del IHM deberán permitir la transmisión de información entre la
7 Subestación y el CND o el centro de control remoto del Inversionista (sean funciones de
8 control, visualización o de mantenimiento). El Inversionista es responsable por utilizar los
9 protocolos de comunicación que el CND le exija y en general, todos los costos de
10 implementación, coordinación de información a intercambiar con el CND son
11 responsabilidad del Inversionista.
12

13 Las funcionalidades siguientes deben ser garantizadas por los controladores de
14 subestación:
15

- 16 - Transmisión de comandos del centro de control remoto hacia los equipos de la
17 Subestación.
18 - Sincronización satelital de todos los equipos de los sistemas de control,
19 protecciones y registro de fallas de la Subestación a través de una señal de
20 sincronización proveniente de un reloj GPS.
21 - Recuperación de información proveniente de los equipos hacia el centro de control
22 remoto (mediciones, alarmas, cambios de estado, etc.
23

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

29 5.6.3 Medidores multifuncionales

30 Los medidores multifuncionales deben tomar sus señales de los transformadores de
31 medida, para determinación de parámetros eléctricos como por ejemplo: tensión,
32 corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, frecuencia, contador de
33 energía activa y reactiva. Deben contar con emisor de impulsos o un sistema de registro
34 comunicado con niveles superiores. Deben cumplir con todos los requisitos técnicos
35 exigidos por la Resolución CREG 025 de 1995, en su última revisión, especialmente lo
36 referente al Código de Medida y sus anexos.

37 5.6.4 Controladores de Bahía

38 Los controladores de bahía son los encargados de recibir, procesar e intercambiar
39 información con otros equipos de la red, deben ser multifuncionales y programables. Los
40 controladores de bahía deben ser compatibles con los estándares EMC y aptos para

1 aplicación en subestaciones eléctricas de extra alta tensión; el Inversionista deberá
2 presentar al Interventor los certificados de pruebas que lo avalen.

3
4 A partir de entradas/salidas, el equipo podrá manejar la lógica de enclavamientos y
5 automatismos de la bahía, por lo que en caso necesario deben tener capacidad de
6 ampliación de las cantidades de entradas y salidas instaladas en el equipo para cubrir los
7 requerimientos de la bahía que controlan. Los controladores de bahía deben contar con
8 un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes funcionalidades como mínimo:

- 9
10 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía que muestre la información del proceso.
11 - Despliegue de alarmas.
12 - Despliegue de eventos.
13 - Despliegue de medidas de proceso de la bahía.
14 - Control local (Nivel 1) de los equipos que forman parte de la bahía.
15 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
16 función.
17 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
18 - Funciones de comunicación que cumplan con IEC 61850-3 *standard for networks in*
19 *substations*.

20
21 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
22 puertos para la comunicación.

23
24 Estos equipos también serán capaces de recibir una señal de sincronización horaria para
25 hacer el estampado de tiempo al momento de recibir un evento.

26 5.6.5 Controlador de los servicios auxiliares

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

30
31 Debe preparar y enviar la información asociada con los servicios auxiliares a la interfaz
32 IHM y a los niveles superiores. Debe integrarse al sistema de control de la Subestación y
33 estar sincronizados con todos los dispositivos de la Subestación. El controlador de
34 servicios auxiliares debe contar con un mímico amplio en LCD que permitirá las siguientes
35 funcionalidades como mínimo:

- 36
37 - Despliegue del diagrama mímico de la bahía.
38 - Despliegue de alarmas.

- 1 - Despliegue de eventos.
2 - Despliegue de medidas de tensión y de corriente.
3 - Manejo de la posición del control de la bahía (Local / Remoto) mediante botones de
4 función.
5 - Despliegue del estado de las tarjetas que forman parte del equipo.
6 - Funciones de comunicación que cumplan con IEC 61850-3 *standard for networks in*
7 *substations*.
8 Deben también tener LEDs de anuncio de alarma configurables. Deben contar con
9 puertos para la comunicación.
10

11 5.6.6 Switches

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

- 15
16 - Deberán cumplir con IEEE 1613 *standard - "error free" networking device*.
17 - Deberán cumplir con IEC 61850-3 *standard for networks in substations*.
18 - Deberá incluir las siguientes características de red:
19 • IEEE 802.1d, *message prioritization y rapid spanning tree* en MAC Bridges
20 • IEEE 802.1q VLAN
21 - Deberán tener funciones de administración SNMP v2 y RMON.
22 - Deberán soportar las condiciones de estabilidad bajo las condiciones de prueba
23 descritas en las normas IEC 60068-2-6 e IEC 60068-2-27.
24
25 - En caso de alguna discrepancia en las normas antes mencionadas, prevalecerá la
26 más exigente.
27

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

31 5.6.7 Interfaz Nivel 2 - Nivel 1

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

33

34 La red local de comunicaciones para control y supervisión de la Subestación se debe
35 conformar para que sea, inmune electromagnéticamente, que posea suficiente rigidez

1 mecánica para ser tendido en la Subestación, con protección no metálica contra roedores,
2 con chaqueta retardante a la llama, con conectores, marquillas, terminales, amarres y
3 demás accesorios de conexión, según diseño detallado a cargo del Inversionista.
4

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

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

12 5.6.8 Equipos y Sistemas de Nivel 2

13 Controlador de la Subestación

14

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

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

32 Registradores de fallas

33

34 Los registradores de falla deberán programarse de manera que al ocurrir una falla, la
35 descarga del archivo con los datos de la falla, se realice automáticamente a un equipo de
36 adquisición, procesamiento y análisis, en el cual se realizará la gestión de los registros de
37 falla provenientes de equipos instalados en las bahías del Proyecto, incluyendo
38 almacenamiento, despliegue, programación e interrogación remota, cumpliendo con lo
39 establecido en el Código de Redes CREG 025 de 1995, en su última revisión.
40

41 Interfaz hombre - máquina IHM de la Subestación

42

43 El sistema de supervisión local debe efectuar el monitoreo y control del proceso a través
44 de una IHM conformada básicamente por computadores industriales y software tipo

1 SCADA. Las pantallas de IHM deben ser suficientemente amplias para mostrar la
2 información del proceso, ejemplo: tipo LCD de 21 pulgadas.

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

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

31 32 5.6.9 Requisitos de Telecomunicaciones.

33
34 Son los indicados en el Anexo CC3 del Código de Conexión, resolución CREG 025 de
35 1995, en su última revisión.

1 **5.7 OBRAS CIVILES**

2 Estará a cargo del Inversionista la construcción de las obras civiles de la subestación
3 Sogamoso con el siguiente alcance:

4
5 Diseño y construcción de todas las obras civiles, las vías de acceso al predio y el edificio.

6
7 Todas las actividades relacionadas con la gestión ambiental en la Subestación Sogamoso
8 deben cumplir con los requerimientos establecidos en el Plan de Manejo ambiental (PMA)
9 del Proyecto, el cual también debe ser elaborado por el Inversionista.

10
11 Todos los diseños de las obras civiles deben cumplir con los requisitos establecidos en las
12 Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente NSR-98.

13
14 El Interventor conceptuará para la UPME y hará seguimiento al cumplimiento de los
15 aspectos regulatorios, el RETIE y las normas legales aplicables a los diseños para
16 construcción de las obras civiles. Únicamente se podrá realizar obra civil con base en
17 planos de construcción previamente aprobados. El Interventor informará a la UPME y hará
18 el seguimiento correspondiente al cumplimiento de las normas técnicas. El Inversionista
19 deberá presentarle al Interventor la siguiente información:

- 20
21 - Memorias de cálculo que soporten los diseños.
22 - Planos de construcción completamente claros, con secciones, detalles completos,
23 listas y especificaciones de los materiales para la ejecución de las obras.
24 - Una vez finalizadas las obras debe actualizarse los planos de construcción y editarse
25 la versión denominada “tal como construido” que incluye las modificaciones hechas en
26 campo verificadas por el Interventor.

27 **5.8 MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO**

28 En los edificios a cargo del Inversionista se deberá diseñar, suministrar e instalar todos los
29 elementos necesarios para la instalación de puntas tipo Franklin, suministrar e instalar
30 todos los elementos necesarios para la construcción de la red de puesta a tierra de
31 apantallamiento electromagnético tales como bajantes, platinas de cobre, varillas de
32 puesta a tierra y redes de tierra.

33
34 Los diseños son responsabilidad del Inversionista. La malla de puesta a tierra de la nueva
35 Subestación en cable de cobre suave, electrolítico, desnudo, recocado, sin estañar,
36 trenzado en capas concéntricas deberá ser diseñada siguiendo los lineamientos de la
37 norma ANSI/IEEE Std 80 y 81 tal que garanticen la seguridad del personal, limitando las
38 tensiones de toque y paso a valores tolerables.

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

2 **6.1 PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO**

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

7
8 Los registros de todas las pruebas (aceptación para recepción, individuales, funcionales,
9 de puesta en servicio y de energización) se consignarán en “Protocolos de Pruebas”
10 diseñados por el Inversionista de tal forma que la Interventoría, pueda verificar el
11 cumplimiento de los requisitos de la Regulación vigente y de las normas técnicas; por
12 ejemplo: que se cumplen los enclavamientos y secuencias de operación tanto de alta
13 tensión como de servicios auxiliares, que los sistemas de protección y control cumplen
14 con la filosofía de operación en cuanto a polaridades, acciones de protecciones y demás.

15
16 Pruebas de puesta en servicio: El Inversionista debe efectuar las siguientes pruebas como
17 mínimo, pero sin limitarse a estas y cumpliendo con el código de redes y los
18 requerimientos del CND, vigentes:

- 19
20 - Direccionalidad de las protecciones de línea.
21 - Medición y obtención de los parámetros y las impedancias de secuencia de las líneas
22 asociadas a la Subestación.
23
24 - Fallas simuladas monofásicas, trifásicas, cierre en falla con el fin de verificar el
25 correcto funcionamiento de las protecciones, registro de fallas, telecomunicaciones,
26 gestión de protecciones.
27
28 - Pruebas de conexión punto a punto con el CND.

29
30 Pruebas de energización: El Inversionista será responsable por la ejecución de las
31 pruebas de energización. Los Protocolos de las pruebas de energización deben ser
32 verificados para los fines pertinentes por la Interventoría.
33

34 **6.2 INFORMACIÓN REQUERIDA POR CND PARA LA PUESTA EN SERVICIO**

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

- 36
37 - Presentación del Proyecto al Centro Nacional de Despacho CND.
38 - Formatos con información técnica preliminar para la realización de estudios.
39 - Diagrama Unifilar.

- 1 - Estudio de coordinación de protecciones de los equipos y el área de influencia del
- 2 Proyecto.
- 3 - Lista disponible de señales de SCADA y requerimiento de comunicaciones.
- 4 - Cronograma de desconexiones y consignaciones.
- 5 - Cronograma de pruebas.
- 6 - Protocolo y formatos para la declaración de los parámetros del equipo y sus bahías
- 7 con información definitiva.
- 8 - Protocolo de energización.
- 9 - Inscripción como agente y de la frontera comercial ante el ASIC.
- 10 - Certificación de cumplimiento de código de conexión otorgado por el propietario del
- 11 punto de conexión.
- 12 - Carta de declaración en operación comercial.
- 13 - Formatos de Información técnica. Los formatos son corrientemente elaborados y
- 14 actualizados por el CND.

15 **7. ESPECIFICACIONES DE OPERACIÓN**

16 Según el Código de Operación del Sistema Interconectado Nacional (Resolución CREG
17 025 de 1995 y sus actualizaciones) y otra regulación de la CREG que sea aplicable.

18 **8. FIGURAS**

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

20

21 Figura 1: Mapa de localización del proyecto Sogamoso 500/230 kV

22 Figura 2: Esquema Unifilar Subestación Sogamoso 500 kV.

23 Figura 3: Esquema Unifilar Subestación Sogamoso 230 kV.

24

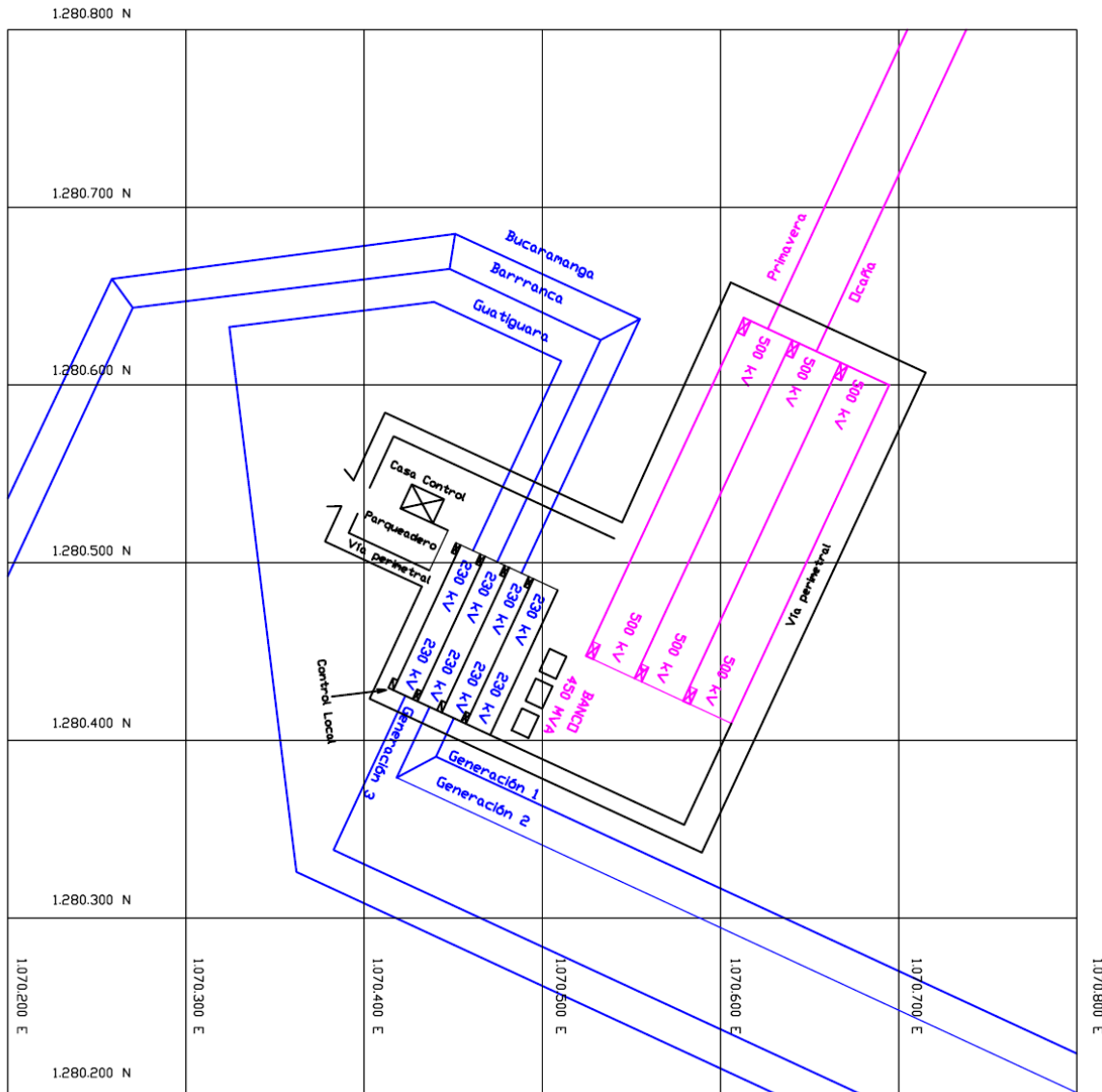


Figura 1 Mapa de localización del proyecto Sogamoso 500/230 kV.
(La orientación de las líneas y equipos es meramente indicativa)

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12

1
2

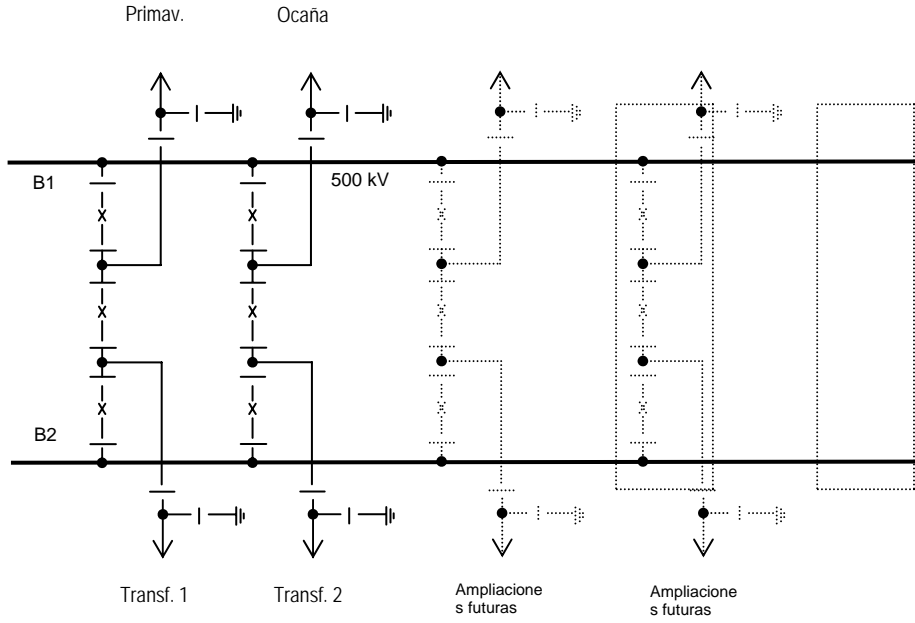
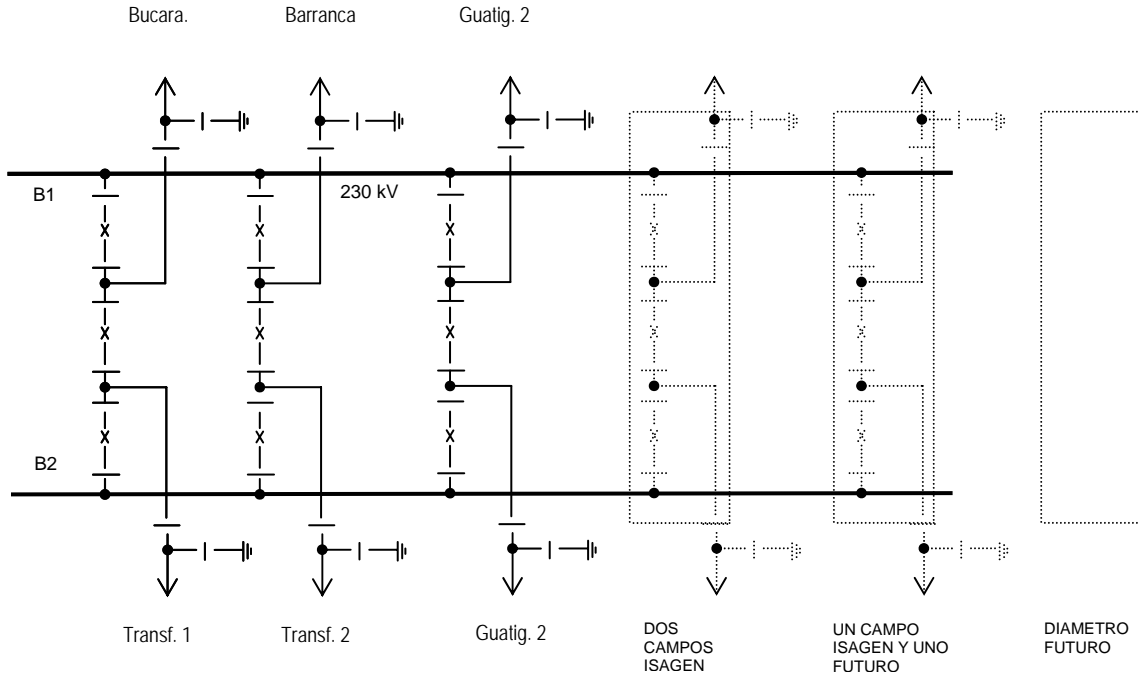


Figura 2 Esquema unifilar subestación Sogamoso 500 kV

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

1
2



3
4
5
6

Figura 3 Esquema unifilar subestación Sogamoso 230 kV